



Al responder cite: ANH-1252-006150-2011-I

REMITENTE: EDILSA AGUILAR GOMEZ

DESTINATARIO: EDWIN ESPITIA

FECHA: 2011-08-18

HORA: 08.24.42

FOLIOS: 1

ANEXOS: 91 HOJAS

MEMORANDO

PARA: Gestión documental
DE: Edilsa Aguilar
Asesora
ASUNTO: Entrega de información

Adjunto encontrará copia del resumen del estudio "Cuantificación Económica del sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana" de la Universidad de los Andes

Cordialmente,


Edilsa Aguilar

Anexos: Lo anunciado

Archivar en: contrato CENTRO DE ESTUDIOS SOBRE DESARROLLO ECONÓMICO – CEDE – UNIVERSIDAD DE LOS ANDES



**REPÚBLICA DE COLOMBIA
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH)**

**CUANTIFICACIÓN ECONÓMICA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS
EN LA ECONOMÍA COLOMBIANA**

RESUMEN EJECUTIVO

**Centro de Estudios sobre Desarrollo Económico – CEDE
Facultad de Economía
Universidad de los Andes**

Bogotá, D.C., Junio de 2010



AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES

**PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR HIDROCARBUROS
2000 - 2009**

Principales indicadores del sector hidrocarburos 2000 - 2009
 Centro de Estudios sobre Desarrollo Económico – CEDE
 Facultad de Economía - Universidad de los Andes

Macroeconómico (Cap. 2)	Unidades	2000	2004	2009	Observaciones	Fuente
Participación PIB petróleo en PIB total	%	4,7%	4,0%	3,1%	La variación es con respecto a la producción de petróleo promedio diaria.	Fuente: DANE, MME.
Importaciones	US\$ millones	41	53	389	Se toma como año final 2008 (no 2009). La variación corresponde a los volúmenes diarios promedio de cada año.	Fuente: DANE, MME, TradeMap.
Exportaciones	US\$ millones	4.222	3.307	8.053	La variación se calcula a partir del volumen de petróleo exportado diariamente.	Fuente: DANE, MME, TradeMap
Inversión Extranjera Directa	US\$ millones	-384	495	2.633	La IED se ha incrementado sustancialmente en la última década	Fuente: Banco de la República
Regalías	\$ millones	1.590.963	1.694.549	3.697.028	Regalías giradas por la ANH	Fuente: ANH
Empleos	Número	24.269	26.101	32.999	Empleo generado por operación en el sector petróleo y gas. No incluye transporte, comercialización y otros indirectos.	Fuente: DANE. Cálculos propios.
Precio petróleo WTI	US\$ por barril	30,10	41,47	61,60	Precio promedio de referencia anual.	Fuente: Bolsa de Nueva York
Tasa Representativa del Mercado	Col\$ por US\$	2.087	2.626	2.156	TRM promedio anual.	Fuente: Banco de la República
Variación vs 2000	%	n.d	25,8%	3,3%		
Prospección y Exploración (Cap. 3)	Unidades	2000	2004	2009	Observaciones	Fuente
Área de Exploración	Ha	6.634.383*	11.016.182	22.480.384	* Dato de diciembre de 2003.	Fuente: ANH
Variación vs 2000	%	n.d	66%	239%		
Área de Producción	Ha	1.746.083*	1.557.146	2.021.233	* Dato de diciembre de 2003.	Fuente: ANH
Variación vs 2000	%	n.d	-11%	16%		
Contratos E&P	Número	21	21	229*	* Dato acumulado a 2009	Fuente: ANH
Variación vs 2000	%	n.d	0%	990%		
Contratos TEA's	Número	n.d	7	79*	* Dato acumulado a 2009	Fuente: ANH
Variación vs 2000	%	n.d	0%	1029%		
Sismicidad Acumulada (ap equivalente)	Km	1.355	14.018	100.754		Fuente: ANH
Variación vs 2000	%	n.d	935%	7336%		

Petróleo (Cap. 4)	Unidades	2000	2004	2009	Observaciones	Fuente
Reservas	MB	1.972	1.478	1.988	MB: millones de Barriles.	Fuente: ANH
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	-25,1%	0,8%		
Producción de Petróleo	BPD	687.000	528.000	670.000	BPD: Barriles Promedio Diario.	Fuente: ANH
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	-23,1%	-2,5%		
Exportaciones	BPD	383.874	218,5	374.100	La exportaciones a 2009 son preliminares a partir de Información TradeMap.	Fuente: MME, Ecopetrol, TradeMap.
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	-100%	-3%		
Red de transporte	Km	8.512	9.475	9.880		Fuente: MME+Ecopetrol+UPME
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	11%	16%		
Estaciones de servicio	Número	2.200	2.450	4.312	Columna derecha: información a 2008.	Fuente: UPME
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	11%	96%		

Gas Natural (Cap. 7 y 8)	Unidades	2000	2004	2009	Observaciones	Fuente
Reservas	GPC	6.188	7.212	8.460	Probadas y Probables.	MME, UPME y ANH
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	17%	37%	Giga Pies Cúbicos	
Producción	MPCD	573	611	1.087	MPCD: Millones de Pies Cúbicos Diarios.	MME, UPME
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	7%	90%		
Exportaciones	MPCD	0	0	179		DANE, Trademap
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	0%	0%		
Red de transporte	Km	5.600	n.d	6.973	Columna Izquierda: información a 2001.	UPME, CREG, Promigas, TGI
<i>Variación vs 2001</i>	%	n.d	0%	25%		
Cobertura Potencial	%	n.d	86%	94%	Columna central: información a 2006.	MME
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	0%	0%		
Hogares con servicio	Número	2.182.928	3.563.574	5.100.259		UPME
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	63%	134%		
Estaciones de servicio GNV	Número	77	96	601	Columna Izquierda: información a 2003.	MME
<i>Variación vs 2003</i>	%	n.d	25%	681%		
Vehículos GNV	Número	18.369	53.169	302.365	Columna Izquierda: información a 2002.	MME
<i>Variación vs 20002</i>	%	n.d	189%	1546%		

Industria Petroquímica (Cap. 5)	Unidades	2000	2004	2009	Observaciones	Fuente
Participación en PIB	\$millones	6.702.800	11.757.483	17.915.052	Valores a precios corrientes.	Fuente: DANE
<i>Variación vs 2000</i>	%		75%	167%		
Exportaciones	\$millones	5.228.519	6.518.675	7.599.189	Valores a precios constantes de 2000. Columna Izquierda: información a 2001 Columna Derecha: Información a 2007	Fuente: DANE
<i>Variación vs 2000</i>	%		25%	45%		
Importaciones	\$millones	8.941.223	10.732.779	14.487.423	Valores a precios constantes de 2000. Columna Izquierda: información a 2001 Columna Derecha: Información a 2007	Fuente: DANE
<i>Variación vs 2000</i>	%		20%	62%		
Inversión Extranjera	US\$millones	29	27	136	Valores a precios corrientes.	Fuente: Banco de la República
<i>Variación vs 2000</i>	%		-8%	368%	Columna Izquierda: información a 2001	

Derivados de Petróleo (Cap. 6)	Unidades	2000	2004	2009	Observaciones	Fuente
Participación en PIB total	%	1,1%	1,6%	1,8%	La variación corresponde al PIB de derivados del petróleo para el año 2004 y 2009 a precios constantes del 2000.	Fuente: DANE.
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	1,2%	1,5%		
Importaciones	US\$millones	188	212	1.198	La variación en en terminos nominales.	Fuente: DANE.
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	13%	537%		
Producción Gasolina corriente	BPD	98.026	103.505	71.069	Se toma como año de partida el 2003.	Fuente: MME.
<i>Variación vs 2003</i>	%	n.d	5,6%	-27,5%		
Producción ACPM	BPD	65.513	72.802	80.894	Se toma como año de partida el 2003.	Fuente: MME.
<i>Variación vs 2003</i>	%	n.d	11%	23%		

Regalías (Cap. 9)	Unidades	2000	2004	2009	Observaciones	Fuente
Regalías Directas	\$millones	899.182	1.280.241	2.526.951	Regalías giradas por la ANH	Fuente: ANH.
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	42,4%	181%		
Regalías Indirectas	\$millones	691.780	414.308	1.170.076	Regalías giradas por la ANH	Fuente: ANH.
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	-40,1%	69,1%		

Ingresos del Estado (Cap. 10)	Unidades	2000	2004	2008	Observaciones	Fuente
Importancia a sector petrolero	\$millones	749.274	1.425.436	2.368.601	Se toma como año final 2008.	Fuente: Superintendencia de Sociedades, Ecopetrol.
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	90,2%	216%		
Importancia a petroquímicas	\$millones	247.553	538.323	672.965	Se toma como año intermedio 2005 en lugar de 2004 y año final 2008.	Fuente: Superintendencia de Sociedades.
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	117%	172%		
Impuestos a gasolina corriente y ACPM	\$millones	n.d	3.523.311	4.518.534		Fuente: MME. Calculos propios
<i>Variación vs 2004</i>	%	n.d	n.d	28,2%		
Excedentes Financieros ANH	\$millones	n.d	38.605	733.672		Fuente: ANH.
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	n.d	1800%		
Utilidades de Ecopetrol	\$millones		2.110.506	4.764.700	A partir del 2007 (diciembre) el monto de las utilidades que recibe el gobierno son el 89,9% del total de las utilidades de Ecopetrol.	Fuente: Ecopetrol.
<i>Variación vs 2000</i>	%	n.d	0%	126%		
Participación ingresos fiscales por sector hidrocarburos en presupuesto general de la nación.	%	16,4%	16,3%	17,1%	Corresponde a los años 2006, 2007 y 2008 respectivamente.	Fuente: Cálculos propios.



**REPÚBLICA DE COLOMBIA
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH)**

**CUANTIFICACIÓN ECONÓMICA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS
EN LA ECONOMÍA COLOMBIANA**

RESUMEN EJECUTIVO

**Centro de Estudios sobre Desarrollo Económico – CEDE
Facultad de Economía
Universidad de los Andes**

Bogotá, D.C., Junio de 2010

Tabla de contenido

1	INTRODUCCIÓN	3
2	IMPORTANCIA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS	4
2.1	Contribución al PIB	4
2.2	Generación de Empleo	6
2.3	Inversión Extranjera Directa	7
2.4	Consumo y Comercio Exterior	8
2.5	Regalías	10
2.6	Ingresos del Estado	12
2.7	Mercado de Capitales	13
3	CADENA DE VALOR DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS	15
3.1	Prospección y Exploración	17
3.2	Petróleo	20
3.2.1	Producción	20
3.2.2	Transporte	22
3.3	Gas Natural	23
3.3.1	Producción	23
3.3.2	Transporte	24
3.3.3	Distribución	25
3.3.4	Comercialización	27
4	ENCADENAMIENTO CON OTROS SECTORES DE LA ECONOMÍA	28
4.1	Industria Petroquímica	28
4.2	Derivados del Petróleo	30
4.3	Usos del Gas Natural	33
4.4	Impactos directos, indirectos y multiplicadores	37
5	MODELO DE IMPORTACION	40

1 INTRODUCCIÓN

El Centro de Estudios Sobre el Desarrollo Económico (CEDE) de la Universidad de los Andes, por solicitud de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), ha desarrollado un estudio sobre la cuantificación de la contribución económica del sector de hidrocarburos -petróleo y gas- en las principales variables de la economía colombiana entre los años 2000 y 2009, a fin de identificar los efectos que los esfuerzos realizados en las actividades de exploración, transporte y producción de hidrocarburos puedan representar sobre diferentes sectores y variables en la economía nacional.

En ese sentido, el presente documento tiene como objetivos específicos:

- *Cuantificar la participación del sector petróleo crudo y gas natural en la economía tanto desde una perspectiva agregada (petróleo crudo y gas natural), como individual: producción, transporte, comercialización y producción de derivados del petróleo crudo y el gas natural*
- *Contribución directa e indirecta que se derivan de las relaciones económicas de la exploración, transporte y producción de hidrocarburos -petróleo y gas- con el resto de sectores de la economía.*
- *Contribución del sector hidrocarburos en el valor agregado de la economía nacional y local: generación de divisas, mano de obra, impuestos y excedente bruto de explotación,*
- *Encadenamientos del sector de hidrocarburos con el sector servicios de transporte, comercialización y la industria petroquímica.*
- *Contribución en términos de los ingresos del estado y del impacto de las regalías a nivel local.*
- *Análisis de contribución directa e indirecta del sector sobre demanda agregada, exportaciones y empleo.*
- *Análisis de dinamismo generado por el sector en el mercado de capitales Colombiano*
- *Finalmente, se realiza un análisis de comparación de los diferentes escenarios de desarrollo del sector de hidrocarburos frente al escenario de abastecimiento, únicamente a través de importaciones de petróleo, que permita identificar los posibles efectos sobre el mercado de divisas, los precios de los combustibles y los insumos de la industria petroquímica.*

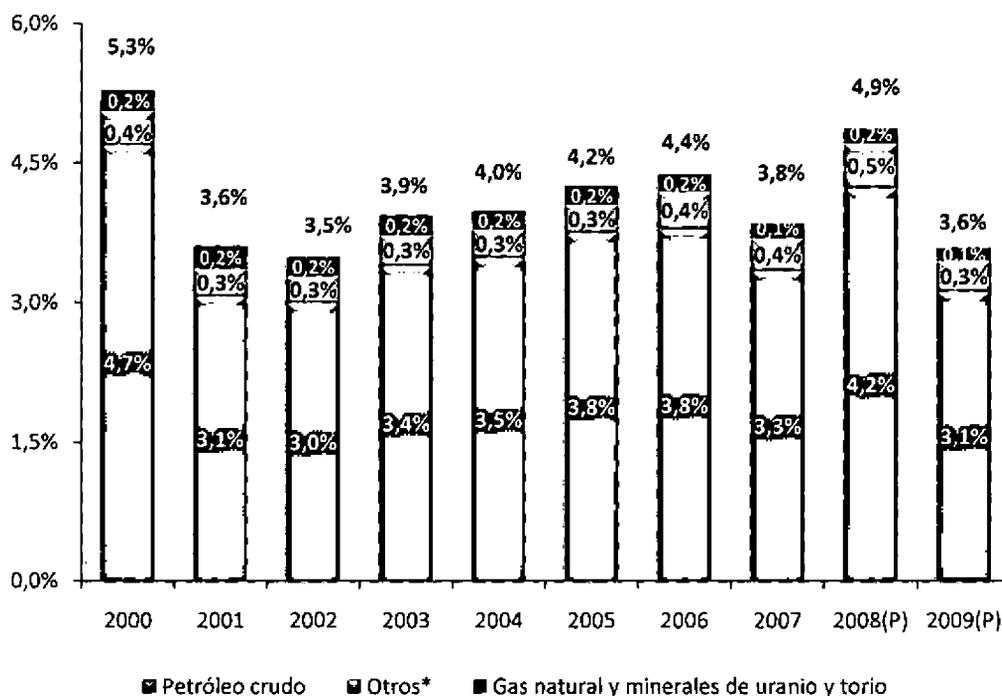
El presente informe cubre en su orden los temas correspondientes a: importancia del sector a nivel macroeconómico, descripción de la cadena de valor, contribución directa e indirecta en una primera vuelta del petróleo y del gas, contribución directa de la industria petroquímica, análisis de contribución de los derivados del petróleo y de los usos del gas tanto nivel de las principales variables macro como de valor agregado. Seguidamente se plantea el impacto local de las regalías y se describe la contribución del sector a los ingresos del estado central y local. También se plantea la relación del sector con el mercado de capitales. Finalmente el informe termina con una descripción de los impactos directos e indirectos a más de dos vueltas de encadenamientos, terminado con el planteamiento conceptual y práctico de un escenario de importaciones de petróleo.

2 IMPORTANCIA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

2.1 Contribución al PIB

Con una contribución del 3,6% al PIB¹ nacional en el año 2009, el sector de hidrocarburos ha permanecido como un sector relevante en la economía colombiana. Como se puede apreciar en el Gráfico 2.1, en la última década este sector ha contribuido al PIB nacional con más del 3,5% alcanzando cifras del 5,3% en el año 2000 y de 4,9% en 2008, cuando los precios internacionales del petróleo beneficiaron a los países productores como Colombia.

Gráfico 2.1. Participación subsector petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio en PIB 2000 – 2009 (%)



P: preliminar DANE.

*Servicios relacionados con la extracción del petróleo y el gas natural, excepto los de prospección.

Fuente: DANE, Cálculos propios.

Las variaciones en la participación en el PIB dependen de varias variables como el nivel de producción de hidrocarburos, el precio internacional del petróleo y la tasa de cambio frente al dólar. La disminución en la participación en el PIB para el 2009 se explica principalmente por una reducción en la producción de petróleo, que pasó de 687 mil Barriles Promedio Diarios (BPD) en el año 2000 a 528 mil BPD en el año 2004 y 670 mil BPD en el año 2009, otro factor que incidió en forma negativa en los ingresos de este subsector fue la revaluación del peso, la tasa de cambio promedio fue de Col\$ 2.626 por USD² 1 en el año 2004, Col\$ 1.966 por USD 1 en el 2008 y Col\$ 2.156 en el 2009. Sin embargo, el precio del barril de petróleo West Texas Intermediate (WTI) presentó un incremento pasando de USD 30,1 por barril en el 2000 a USD 41,5 por barril en el

¹ Producto Interno Bruto.

² Dólares de Estados Unidos de América.

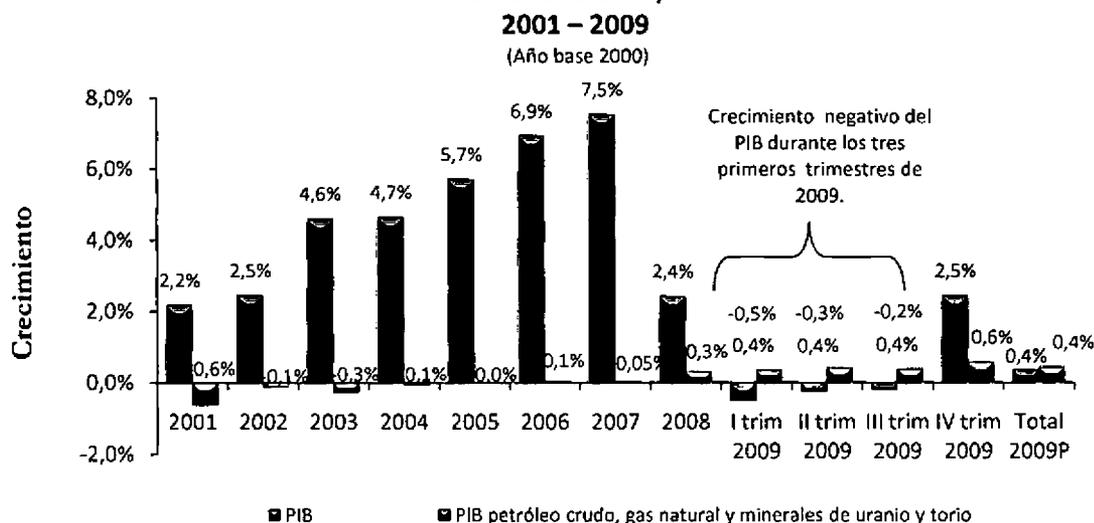
Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

2004 y USD 99,7 por barril en el 2008, este incremento no permitió una caída más pronunciada del sector.

En el año 2009 el sector presentó un resultado favorable: después de haber alcanzado un mínimo en el 2005 con 526 mil BPD, la producción diaria de petróleo se incrementó a 670 mil BPD en el último año. Sin embargo, durante el mismo año el precio del petróleo presentó una disminución frente a los elevados precios de 2008, hasta alcanzar un precio promedio WTI de US\$61,6 por barril, lo que limitó el desempeño del sector en su participación en el PIB.

Es importante señalar que a pesar de la disminución en la participación en el PIB en algunos periodos, este ha tenido impactos positivos para la economía colombiana. Por ejemplo, el Gráfico 2.2 muestra que en los primeros trimestres de 2009, cuando el país estaba presenciando una crisis económica y un decrecimiento en el PIB, el sector de hidrocarburos presentó crecimientos positivos, mitigando la pronunciada caída del PIB.

Gráfico 2.2. Crecimiento PIB y contribución al crecimiento PIB del subsector petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio

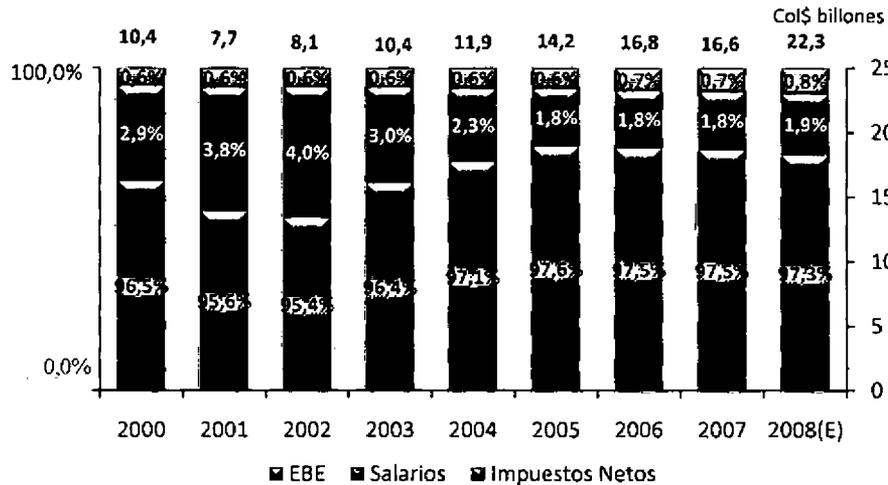


Fuente: DANE, cálculos propios.

Por otra parte, es importante conocer las características del sector y sus impactos particulares sobre los diferentes departamentos y municipios del país. En Colombia hay 32 departamentos sin registrar los distritos especiales, de los cuales 18 producen petróleo crudo y/o gas natural. Mientras que 16 producen tanto petróleo crudo como gas natural, sólo dos (Guajira y Córdoba) producen exclusivamente gas natural. El PIB por producción de petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio a nivel departamental participa de manera relevante en los departamentos de Casanare con un 76,8% del total del PIB del departamento en el año 2007, le sigue Arauca con un 44,1%, Huila con un 22,8%, Putumayo con un 20,7% y Meta con un 19,2% para el mismo año. Es de resaltar que este orden ha variado aunque levemente entre los años 2000 y 2007. Putumayo, por ejemplo, se ubicaba en la cuarta posición en el 2000 y en el año 2007 pasó a la tercera posición.

Otro criterio de análisis permite examinar el PIB según su composición de ingresos -remuneración a los factores productivos-. El Gráfico 2.3 muestra la participación de los ingresos en el PIB. Se puede apreciar la alta remuneración al capital- excedente bruto de explotación (EBE)- superior al 95% durante todo el periodo de análisis.

Gráfico 2.3. Composición del PIB petróleo crudo y gas natural según ingresos
(% y Col\$ billones)
2000 - 2008



EBE: Excedente Bruto de Explotación (Remuneración al Capital).

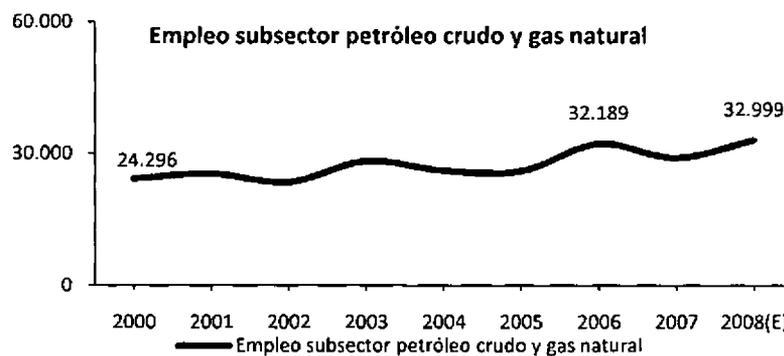
E: Estimado.

Fuente: DANE.

2.2 Generación de Empleo

A pesar de la reducción en la participación de la remuneración de asalariados, mostrada en el Gráfico 2.3, el empleo generado por la producción de petróleo crudo y gas natural se incrementó a una tasa promedio anual de 3,9% entre 2000 y 2008. En el 2008 el número de ocupados en la actividad de producción de petróleo crudo y gas natural fue de 32.999, como se observa en el Gráfico 2.4, lo que implica una participación del 18% en empleo total del sector minas y canteras.

Gráfico 2.4. Empleo directo generado por la producción de petróleo crudo y gas natural
(Número de personas ocupadas)
2000 - 2008



E: Estimado

Fuente: DANE. Cálculos propios.

Por otra parte, analizando la composición de las estructuras de costos de la producción de petróleo y de gas natural, es posible estimar la contribución en términos de empleo de estos sectores para cada tipo de actividad que realizan. El Cuadro 2.1 presenta la información resumida de empleos directos e indirectos discriminados por actividades productivas.

Cuadro 2.1. Impacto en empleos directos e indirectos por actividad productiva

Empleo Asociado a la Producción de Petróleo 2008	
PRODUCCION	91.283
REFINACION	3.596
ESTACIONES DE SERVICIO*	43.120
PETROQUIMICA	121.517
TOTAL	304.932

Empleo Asociado a la Producción de Gas Natural 2008	
PRODUCCION	7.828
TRANSPORTE GAS NATURAL	36.183
DISTRIBUCION	18.665
COMERCIALIZACION	4.402
ESTACIONES DE SERVICIO**	1.542
TOTAL	68.620

* El empleo generado corresponde únicamente al empleo directo, sin embargo, el empleo indirecto asciende a 64.680 personas.

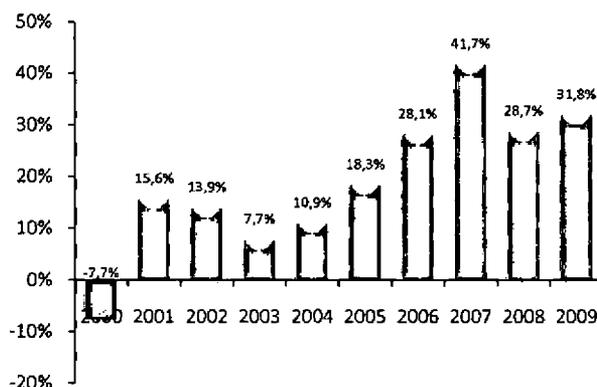
** El empleo generado corresponde únicamente al empleo directo, sin embargo, el empleo indirecto asciende a 2.570 personas.

Fuente: DANE, Fendipetroleo. Elaboración propia.

2.3 Inversión Extranjera Directa

Otra variable de gran importancia es la inversión extranjera directa (IED) presente en el sector de hidrocarburos. Ésta presenta una tendencia creciente durante 2000 a 2009, lo que evidencia un mayor interés por la extracción de estos recursos por parte de agentes extranjeros, como se aprecia en el Gráfico 2.5. Adicionalmente, el Gráfico 2.6 muestra que la IED en el sector como participación de la IED total del país se ha incrementado. Este reciente incremento en la IED es resultado de las diferentes actividades de promoción del sector y se refleja en el incremento del número de campos en producción (287 en el 2009) y en el incremento de la producción diaria petróleo crudo y gas natural.

Gráfico 2.5. Participación IED de petróleo y gas en PIB petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio (%)
2000 - 2009

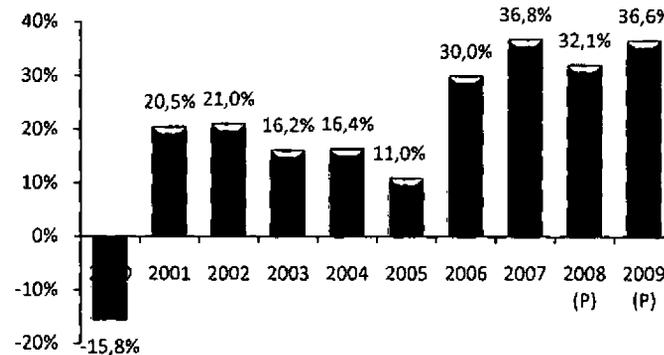


IED: Inversión Extranjera Directa.

P: preliminar.

Fuente: Banco de la República y DANE. (Cálculos propios).

Gráfico 2.6. IED en petróleo, gas como participación del total IED (%)
2000 – 2009



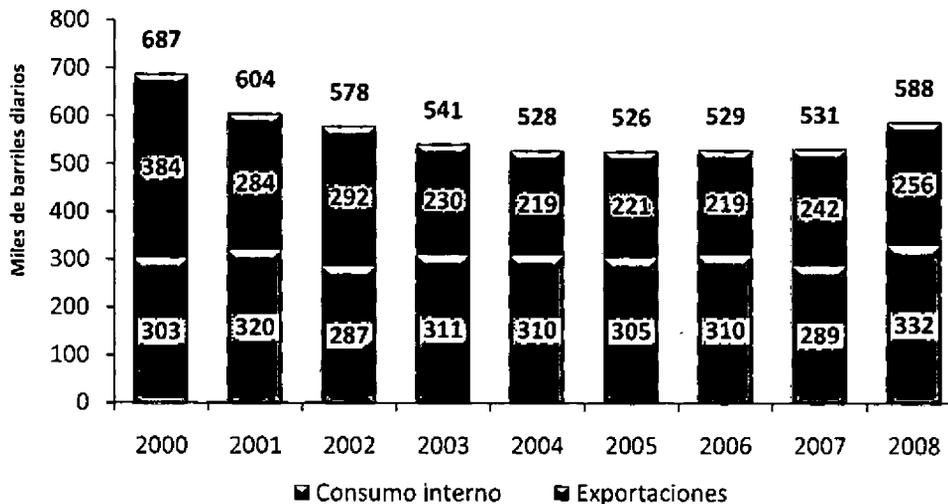
P: Preliminar

Fuente: Banco de la República y DANE. (Cálculos propios).

2.4 Consumo y Comercio Exterior

En el año 2000 Colombia exportaba cerca del 56% de la producción anual de petróleo crudo. Para el año 2008 esta participación disminuyó a 44% debido, principalmente, a una disminución en el ritmo de producción mientras que el consumo interno se ha mantenido estable durante el mismo periodo, como se aprecia en el Gráfico 2.7.

Gráfico 2.7. Usos de la producción de petróleo en Colombia 2000 - 2008



Fuente: Ministerio de Minas y Energía (UPME).

Sin embargo, esta disminución en el volumen de exportaciones de petróleo no ha alterado la tendencia creciente de las exportaciones del país, que se ha visto beneficiada por los altos precios internacionales del petróleo. Al comparar el Gráfico 2.8 y el Gráfico 2.9 se puede apreciar que el país es exportador neto, lo que se traduce en la masiva entrada de divisas generadas por las exportaciones de petróleo.

Gráfico 2.8. Importación de petróleo crudo realizadas por Colombia 2000 – 2008

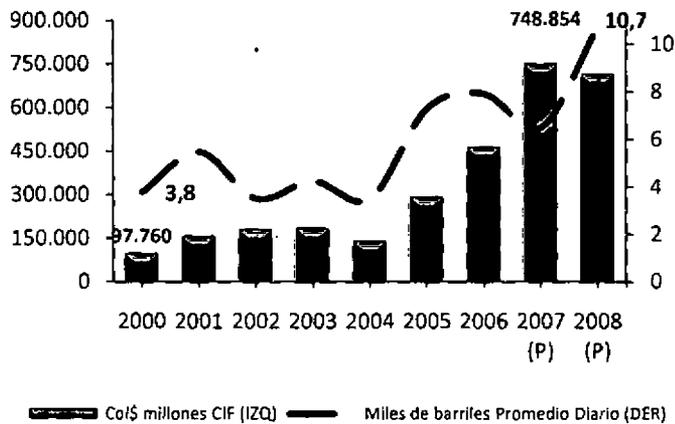
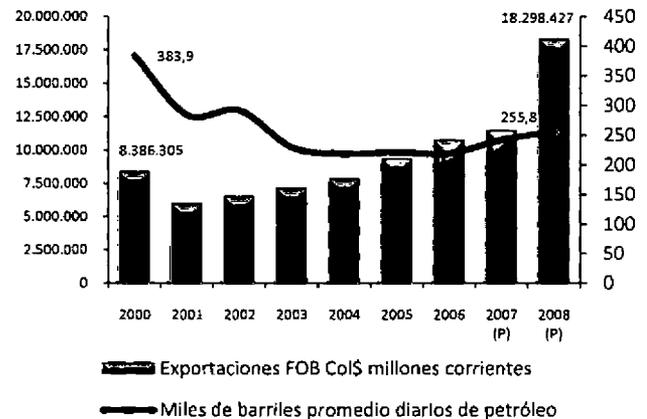


Gráfico 2.9: Exportaciones de petróleo crudo realizadas por Colombia 2000 – 2008



Fuente: DANE, TradeMap (DIAN), Ministerio de Minas y Energía.

Por otro lado el sector de gas natural no ha sido tradicionalmente exportador. En 2008 se iniciaron los compromisos de exportación de gas proveniente de la Guajira hacia Venezuela a través de un gasoducto de construido para tal fin. Se prevén exportaciones de gas cercanas a 150 MPCD³ hasta el año 2012, y posteriormente se espera revertir el flujo de gas para importar desde el vecino país en la medida en que el crecimiento de la demanda interna y las condiciones de abastecimiento así lo requieran.

En el Gráfico 2.10 se puede observar que las exportaciones se han posicionado con cerca de una quinta parte del total de la demanda de gas natural, aunque su participación en las exportaciones del país todavía distan mucho de ser representativa (ver Gráfico 2.11).

Gráfico 2.10: Exportaciones de gas natural en MPCD

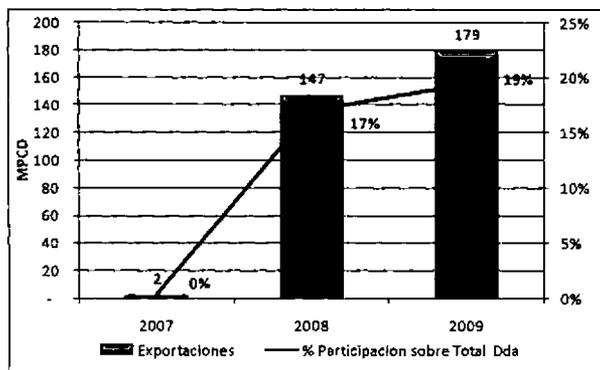
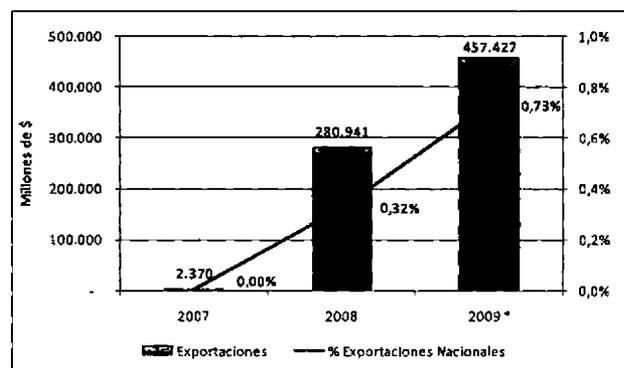


Gráfico 2.11: Exportaciones de gas natural en MCol\$



2009*: Estimado
Fuente: UMPE, MME, DANE, Tademap.

³ Millones de Pies Cúbicos por Día.

2.5 Regalías

Las regalías son una contraprestación económica de propiedad del Estado que se causa por la explotación de un recurso natural no renovable en este caso petróleo crudo y gas natural (Art. 360 Constitución Nacional). Las regalías son giradas por la ANH las entidades del Estado correspondientes.

En Colombia existe una tendencia creciente de las regalías giradas en la última década, y la mayor proporción de recursos se dirigen hacia los departamentos productores. Las regalías giradas por la extracción petróleo crudo y gas natural presentaron un incremento del 9,8% promedio anual entre 2000 y 2009, en el 2008 la ANH giró Col\$4,8 billones, cifra record, como se observa en el Gráfico 2.12. El acumulado de regalías giradas entre 2000 y 2009 es de Col\$26,2 billones.

El destino de las regalías giradas entre 2000 y 2009 fue 46% (Col\$11,9 billones) para los departamentos, 20% (Col\$5,4 billones) para los municipios y 34% (Col\$8,9 billones) el Fondo Nacional de Regalías y el FONPET entre otros.

Gráfico 2.12: Regalías totales (directas e indirectas) giradas 2000 – 2009* (Col\$ millones)

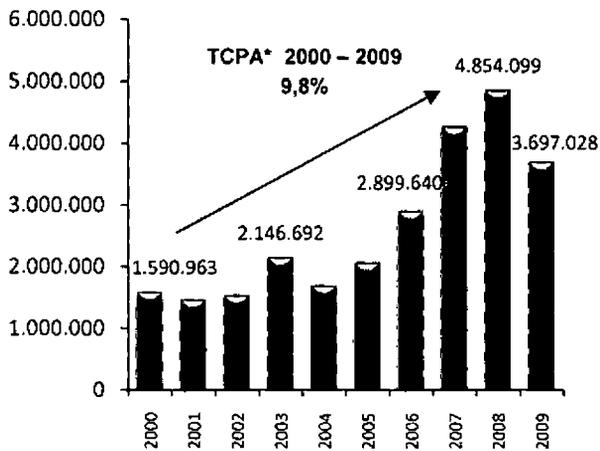
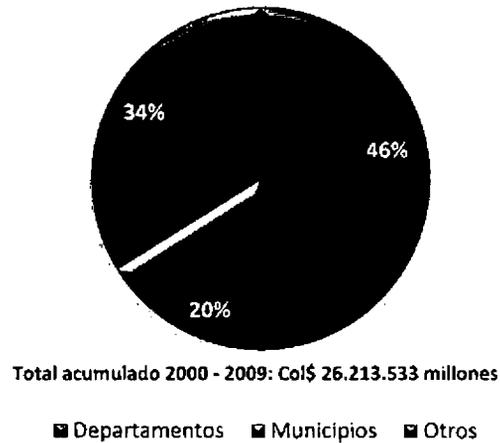


Gráfico 2.13: Regalías totales (directas e indirectas) giradas según destino 2000 – 2009 (%)



*Regalías directas e indirectas.
Fuente: Ecopetrol, ANH.

Dicho incremento en las regalías se traduce en mayores recursos para inversión social en los municipios y departamentos productores. Del total de regalías directas giradas por la producción de petróleo crudo y gas natural entre 2000 a 2009 (Col\$17,3 billones), Col\$11,9 billones tuvieron como destino los departamentos productores y Col\$5,4 billones los municipios productores (montos de regalías directas), estos recursos se distribuyen: 90% se destina a los proyectos de los planes de desarrollo y 10% a intervención técnica y gastos administrativos.

Adicionalmente, las regalías representan una importante contribución a los ingresos fiscales de los departamentos y municipios. En 2008 los ingresos fiscales de ocho de los 32 departamentos del

Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

país dependían en más de 20% de las regalías por explotación de petróleo y gas natural, como se puede apreciar en el Gráfico 2.15.

Gráfico 2.14: Participación regalías en ingresos fiscales departamentales 2006

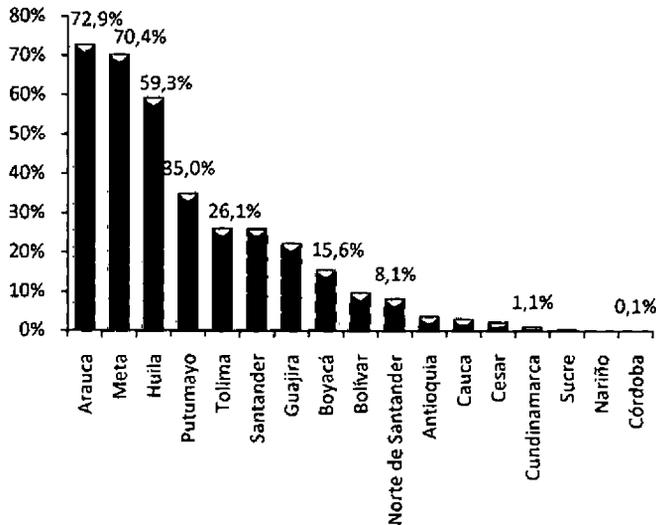
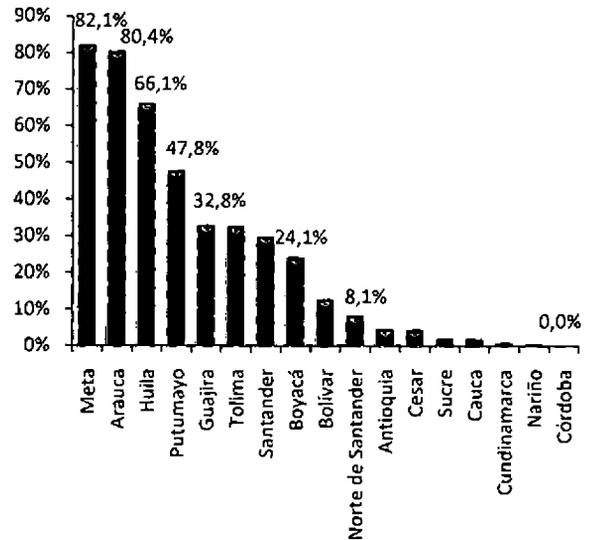


Gráfico 2.15: Participación regalías en ingresos fiscales departamentales 2008



*Las regalías e ingresos fiscales para el departamento del Casanare no se ajustan a los ingresos fiscales, estas participan más del 100%.
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, DNP.

Al analizar los ingresos per cápita (es decir, por hogar) por regalías para los años 2000 y 2008, se puede apreciar la creciente importancia que tienen las regalías por hidrocarburos para los departamentos productores. Al comparar el Gráfico 2.16 con el Gráfico 2.17 se observa que departamentos como Casanare, Arauca y Meta han multiplicado varias veces su ingreso per cápita gracias a estas regalías.

Gráfico 2.16: Regalías per cápita por producción de petróleo crudo y gas natural 2000 (Col\$ corrientes)

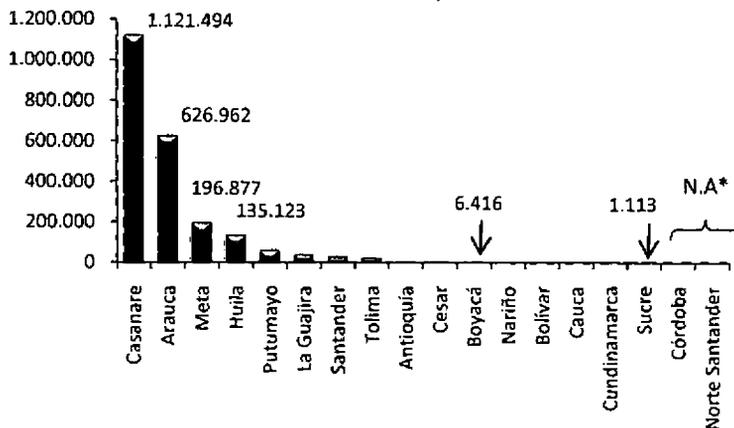
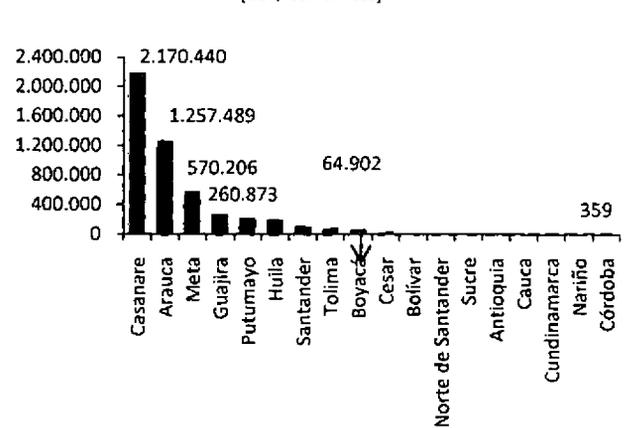


Gráfico 2.17: Regalías per cápita por producción de petróleo crudo y gas natural 2009 (Col\$ corrientes)



N.A.: no hay información disponible para Córdoba y Norte de Santander.
Fuente: Ecopetrol, Agencia Nacional de Hidrocarburos.

RESUMEN EJECUTIVO
Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana
2.6 Ingresos del Estado

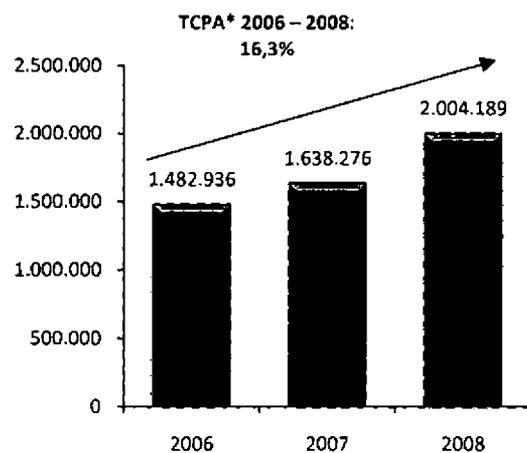
Los sectores de petróleo crudo, gas natural, derivados combustibles y la industria petroquímica contribuyen con los ingresos del Estado, no sólo a través de las regalías sino también a través de impuestos como a la renta, el IVA, al transporte de petróleo crudo y gas natural, aranceles a las importaciones de petróleo crudo y la retención a la fuente entre otros.

El Cuadro 2.2 muestra los valores generados por los principales impuestos en las actividades productivas del sector de hidrocarburos y derivados del petróleo, además se contempla las regalías directas e indirectas, las utilidades de Ecopetrol y los ingresos de la ANH como participación del Presupuesto General de la Nación. El monto ascendió a Col\$15,8 billones en el 2006 y Col\$22 billones en el 2008, lo que implicó un crecimiento promedio anual de 18% entre 2006 y 2008.

Cuadro 2.2: Ingresos fiscales generados por el sector petróleo crudo, gas natural y derivados del petróleo incluidas regalías directas
(Col\$ billones)
2006 – 2008

Rubro	2006	2007	2008
1. Impuesto a la renta empresas sector petróleo	3,6	3,5	6,7
2. Impuesto a la renta empresas sector petroquímicos	0,67	0,64	0,67
3. Impuestos gasolina corriente, extra y ACPM	4,0	4,3	4,4
4. Utilidades de Ecopetrol	3,4	5,2	4,7
5. Regalías indirectas*	0,54	1,9	1,2
6. Ingreso ANH + Excedente Financiero ANH**	1,5	0,1	1,0
7. Regalías directas	2,1	2,2	3,3
8. Total (Suma de 1 a 7)	15,8	17,8	22,0
PIB precios corrientes	383,3	431,8	478,3
Participación PIB	4,1%	4,1%	4,6%
Hogares (número)	10.698.275	10.826.601	10.955.809
Ingresos generados sector petróleo e hidrocarburos por hogar (Col\$ corrientes)	1.482.936	1.638.276	2.004.189

Gráfico 2.18: Ingresos fiscales generados por el sector petróleo crudo, gas natural por hogar incluidas regalías directas
(Col\$ corrientes)
2006 – 2008



*Se considera regalías indirectas: FNR. Escalonamiento; Comisión Nal. Regalías 1% ley 756; Dirección del Tesoro Nal. FNR; FONPET.

** Los ingresos de la ANH son ingresos corrientes más recursos de capital. El Excedente financiero de la ANH es reasignado a la Agencia durante 2006 a 2008.

Fuentes: Ministerio de Hacienda, Superintendencia de Sociedades, Ecopetrol, Agencia Nacional de Hidrocarburos, DANE.

Un indicador relevante es el ingreso per cápita anual por hogar generado por los principales impuestos del sector. Los ingresos transferidos por estas actividades ascendieron de Col\$1,4

Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

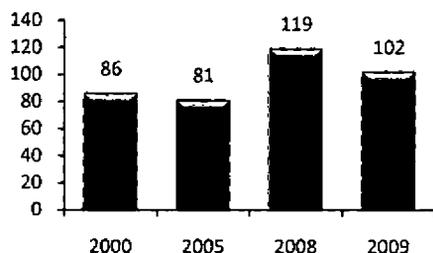
millones en el 2006 a Col\$2 millones en el 2008 por hogar, lo que implica un crecimiento promedio anual de 6,9% entre 2006 y 2008 (ver Gráfico 2.18).

2.7 Mercado de Capitales

Adicionalmente el sector de hidrocarburos ha generado nuevas dinámicas en otros mercados como el sector empresarial, financiero y los mercados de capitales.

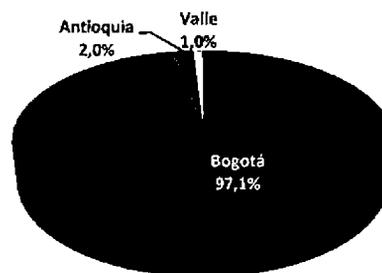
En cuanto al sector empresarial, el número de empresas relacionadas con la exploración, extracción, transporte y comercialización de petróleo crudo y gas natural se incrementó de 86 en el 2000 a 102 en el 2009 como se observa en el Gráfico 2.19. Dentro de este grupo de empresas se destacan Hocol S.A, BP Exploration Company, Occidental de Colombia, Petrobras, Petrominerales y principalmente Pacific Rubiales, que produjo 125 mil BPD en 2009 (Pacific Rubiales es el resultado de la integración de Petro Rubiales Energy, Pacific Rubiales Energy y Kappa Energy Holdings a finales de 2009). El Gráfico 2.20 muestra la ubicación de los headquarters (Centro de operaciones administrativas para la toma de decisiones de las empresas petroleras) para las empresas registradas en la Superintendencia de Sociedades, el 97,1% se concentra en Bogotá; 2,0% en Antioquia y el 1,0% en Valle.

Gráfico 2.19: Número de empresas relacionadas con la extracción de petróleo crudo y gas natural 2000 - 2009



Fuente: Superintendencia de Sociedades.

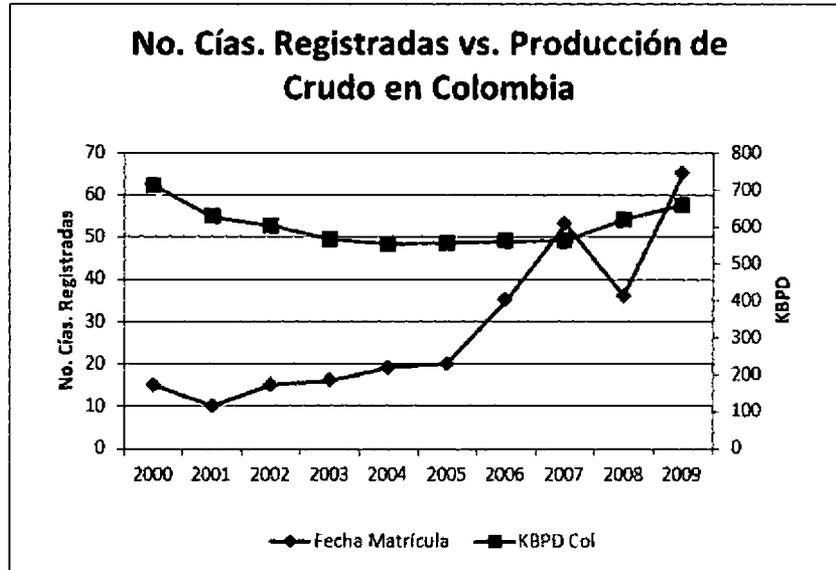
Gráfico 2.20: Empresas relacionadas en la extracción de petróleo crudo y gas natural según ubicación centro de operaciones 2009



Total empresas: 102.

Además del impacto presentado en términos de ingreso al país de nuevas compañías operadoras, la creciente actividad en materia de exploración y producción de hidrocarburos ha generado también un impacto positivo en las compañías de servicios. En el Gráfico 2.21 se presenta la evolución de inscripción de compañías de servicios (código CIU 1120) en la Cámara de Comercio de Bogotá entre el 2000 y el 2009. A este respecto es importante resaltar que para finales del 2009 existían en Colombia 374 compañías de servicios petroleros registradas ante la Cámara de Comercio de Bogotá de las cuales 229, es decir el 76%, han sido registradas por primera vez entre el 2005 y el 2009.

Gráfico 2.21: Empresas de Servicios Petroleros



Fuente: Cámara de Comercio de Bogotá

Por otra parte, en Colombia hay dos empresas del sector petróleo y gas que cotizan en la bolsa colombiana, Ecopetrol (con transacciones desde finales del 2007) y Pacific Rubiales (con transacciones desde finales del 2009). El comportamiento del Índice General de la Bolsa de Colombia (IGBC), el cual se calcula a través de las 32 acciones más bursátiles (con más movimientos), presenta una correlación de 0,63 con la evolución de la acción de Ecopetrol, por tanto la acción de Ecopetrol explica en gran medida la evolución del IGBC. Es de resaltar que el IGBC genera información sobre el estado del mercado colombiano, así el desempeño económico en Colombia está fuertemente correlacionado a la producción de petróleo. El Cuadro 2.3 muestra que estas empresas han ocupado el primer lugar de las empresas más dinámicas de la bolsa de acuerdo con el valor negociado durante el 2010.

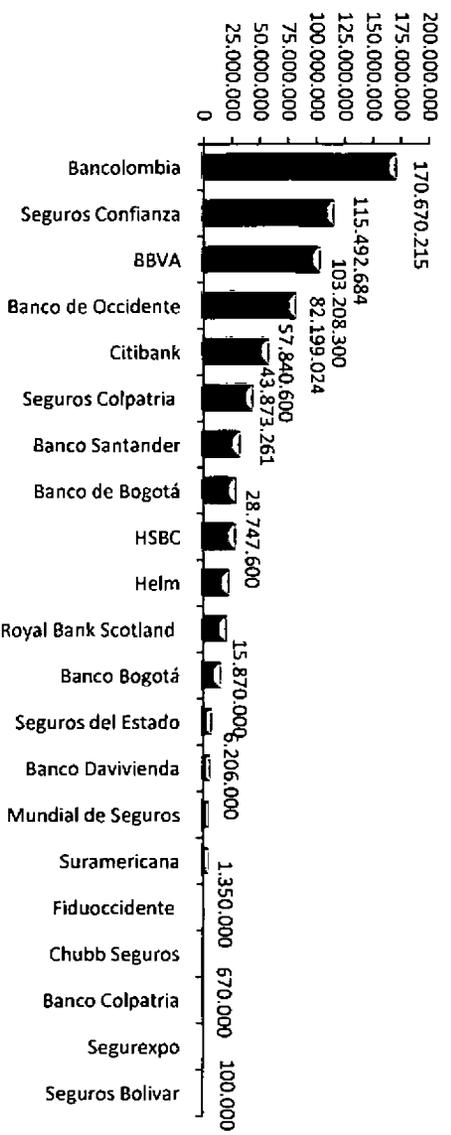
Cuadro 2.3: Valor negociado de las acciones de Ecopetról y Pacific Rubiales en la Bolsa de Colombia

Empresa	Valor transado Col\$ millones	Ranking
7 de mayo de 2010		
Pacific Rubiales	60.107	1 de 32
Ecopetrol	44.689	2 de 32
8 de abril de 2010		
Pacific Rubiales	23.166	1 de 32
Ecopetrol	13.018	5 de 32
8 de marzo de 2010		
Ecopetrol	17.251	1 de 32
Pacific Rubiales	13.832	2 de 32

Fuente: Bolsa de Valores de Colombia.

Finalmente, las dinámicas del sector de hidrocarburos tienen efectos sobre el sector financiero de Colombia debido a que las empresas que realizan contratos para la exploración y explotación de petróleo en Colombia deben garantizar el cumplimiento de sus contratos a través de servicios ofrecidos por el sistema financiero. De esta forma, para el año 2009 el sistema financiero Colombiano contaba con USD\$ 750 millones provenientes de garantías de contratos de las empresas petroleras. La distribución de estos recursos según entidad financiera se presenta en el Gráfico 2.22.

Gráfico 2.22: Garantías vigentes en el sistema financiero
2009
(USD)

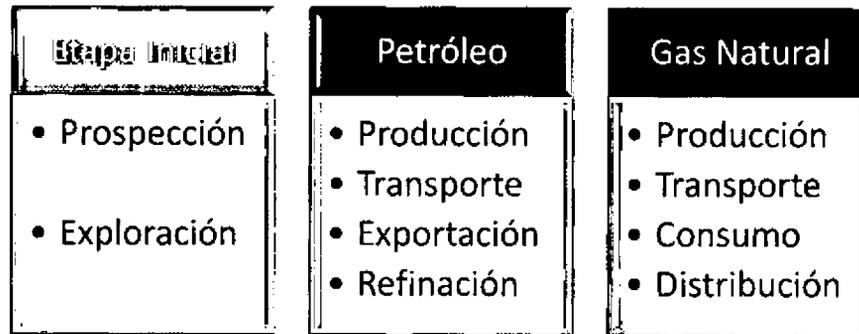


Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

3 CADENA DE VALOR DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

La cuantificación de la contribución del sector de hidrocarburos en las principales variables de la economía nacional entre el 2000 y el 2009, exige el análisis detallado de su cadena de valor. Al revisar la literatura se encuentran diferentes versiones de la cadena de valor para el sector de hidrocarburos, cuyas variaciones van desde los términos utilizados hasta el nivel de detalle incluido. En consecuencia, se describe a continuación la cadena que se tomará como referencia en el presente estudio (ver Figura 3.1).

Figura 3.1. Cadena de Valor del Petróleo y Gas



Fuente: Elaboración Propia

La **prospección** se constituye en el punto de partida ya que agrupa la búsqueda de inversionistas y la realización de estudios preliminares que permiten caracterizar el subsuelo en aras de determinar las probabilidades de existencia de hidrocarburos cuya explotación resulte económicamente sostenible. Durante esta etapa se utilizan principalmente métodos indirectos como estudios geológicos, fotografías aéreas, estudios geofísicos, entre otros. Como resultado de la prospección se generan mapas que permiten caracterizar un área determinada, los cuales se convierten en una entrada para la etapa exploratoria.

Una vez identificadas las áreas objetivo se da vía libre a la **exploración**, que es la etapa más costosa y riesgosa de la cadena de valor. Esta fase consiste en refinar los estudios resultantes en la etapa anterior, lo cual se logra principalmente mediante la realización de sísmica. A partir de esta información se realiza la ubicación y perforación de pozos exploratorios que permiten corroborar o descartar las teorías resultantes de la prospección.

Si los pozos exploratorios resultan exitosos, es decir tienen cantidades de hidrocarburos (petróleo y/o gas) cuya explotación es económicamente viable, se continúa a la fase de **producción**. En esta fase se pueden encontrar tres tipos de pozos: productores de petróleo con cantidades de gas despreciable, productores de petróleo con cantidades de gas no despreciable (gas asociado) y productores de gas (gas libre).

Una vez extraídos los hidrocarburos, éstos son sometidos a tratamientos en los que se separan el gas, el petróleo y el agua, y adicionalmente se aíslan del petróleo las propiedades fisicoquímicas que dificultan su **transporte**. En algunas oportunidades, con el fin de transportar el crudo por los oleoductos se hace necesario mezclar diferentes tipos de petróleo. En el caso del gas, se realiza una compresión que le da a éste las condiciones requeridas para poder transportarlo bien sea en carro-tanques especiales y/o gasoductos.

Cuando es sacado del campo, el petróleo crudo tiene dos (2) destinos principales: **refinación** o **exportación**. La refinación consiste en transformar el petróleo usando procesos a altas temperaturas en productos conocidos como derivados (gasolina, ACPM, GLP, vaselina, llantas, etc.) Por su parte la exportación consiste en llevar el petróleo crudo de ciertas características a otros países para consumo.

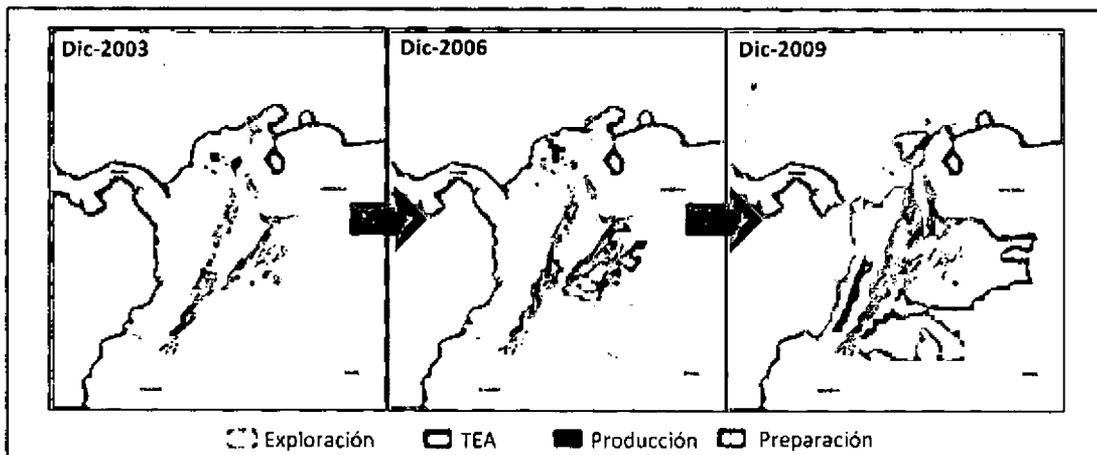
Al igual que el petróleo, una vez sacado del campo, el gas es **comercializado y distribuido**. En el país, existen dos (2) tipos de mercado para el gas: regulado y no regulado.

3.1 Prospección y Exploración

La propiedad del subsuelo es de la nación y por lo tanto, cuando una empresa está interesada en explotar sus recursos naturales debe dirigirse a las entidades designadas por el Estado para su administración y asignación. Entre el 2000 y el 2009 han sido dos las entidades encargadas de realizar esta labor: Ecopetrol entre el 2000 y el 2003 y la Agencia Nacional de Hidrocarburos desde el 2004.

Uno de los primeros indicadores para analizar en materia de prospección, es la asignación de áreas para búsqueda de hidrocarburos. La tendencia positiva de este indicador, puede evidenciarse en la Figura 3.2 en donde se presentan los mapas de tierras de diciembre de los años 2003, 2006 y 2009. La Figura 3.2 y el Cuadro 3.1 permiten visualizar el incremento de actividad, principalmente exploratoria y de análisis, en los años mencionados. El área "en preparación" corresponde a territorio que la ANH tiene proyectado ofrecer a potenciales inversionistas en los siguientes meses.

Figura 3.2. Evolución Mapa de Tierras 2003-2009



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

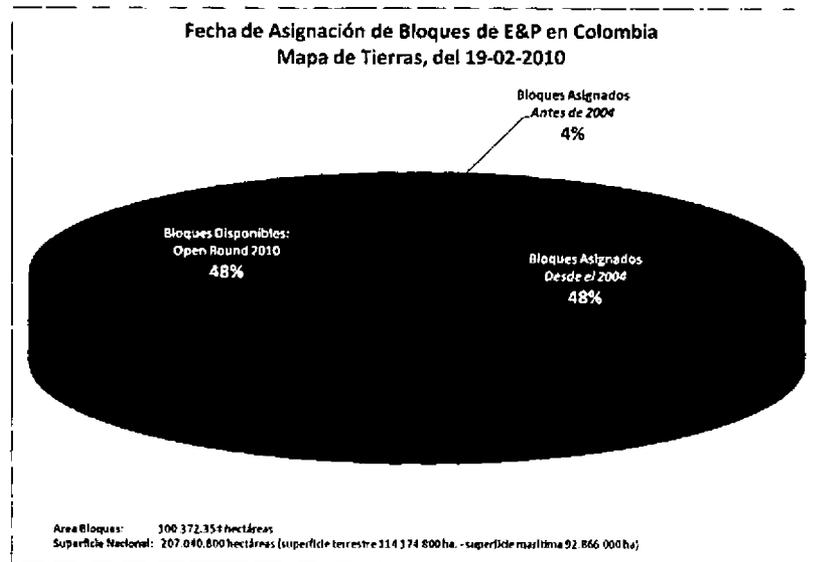
Cuadro 3.1. Asignación de Áreas, años 2003, 2006 y 2009

Estado	Área (Ha)		
	dic-03	dic-06	dic-09
TEA	-	5.858.058	17.168.656
Exploración	6.634.383	12.421.866	22.480.384
Producción	1.420.437	1.746.083	2.021.233
En Preparación	-	-	60.713.162
Total	8.054.820	20.026.007	102.383.435

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Como se aprecia en Gráfico 3.1, dentro de los bloques disponibles para exploración y producción de hidrocarburos, se observa que sólo el 3,97% de éstos corresponden a áreas asignadas antes de la creación y entrada en funcionamiento de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. En este porcentaje se incluyen las áreas correspondientes a los contratos de asociación⁴, sea en etapa exploratoria (936.792,44 ha) o en etapa de producción (1.202.348,08 ha); las áreas de operación directa de Ecopetrol (1.839.998,46 ha) y las concesiones⁵ (5.933,78 ha).

Gráfico 3.1. Asignación de Bloques en Colombia



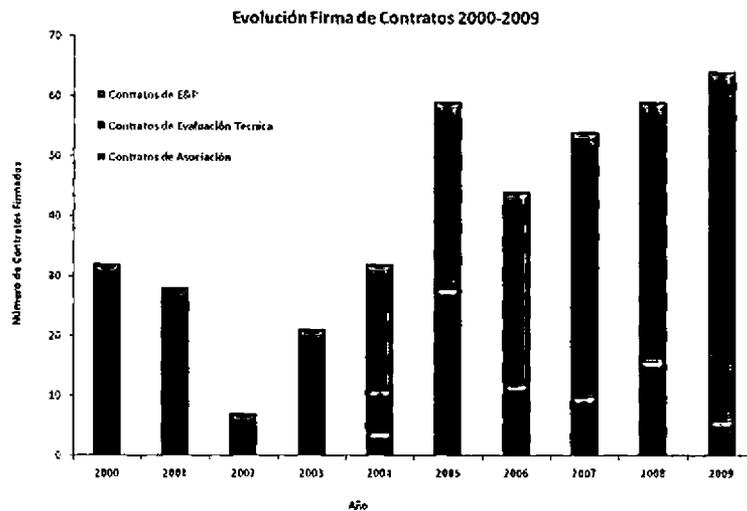
Fuente: Mapa de Tierras, Agencia Nacional de Hidrocarburos. Elaboración Propia.

Otro indicador de la prospección es cantidad de contratos firmados que permiten a diferentes compañías iniciar actividades tendientes a encontrar hidrocarburos en el subsuelo colombiano. Entre el año 2000 y el año 2009 se suscribieron 400 contratos distribuidos entre contratos de asociación con Ecopetrol, contratos de evaluación técnica y contratos E&P. Como se observa en el Gráfico 3.2, la mayoría de los contratos se han suscrito entre el año desde la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, contando con 79 contratos de evaluación técnica y 229 contratos de E&P, lo cual representa el 19,75% y el 57,25% respectivamente.

⁴ A la fecha existen 9 contratos de asociación en etapa exploratoria y 62 en desarrollo.

⁵ A la fecha siguen vigentes la concesión YALEA, que revierte a la nación el 12 de diciembre de 2022 y la concesión Velázquez, cuyos derechos son de Mansarovar Energy Colombia a perpetuidad.

Gráfico 3.2: Contratos Suscritos

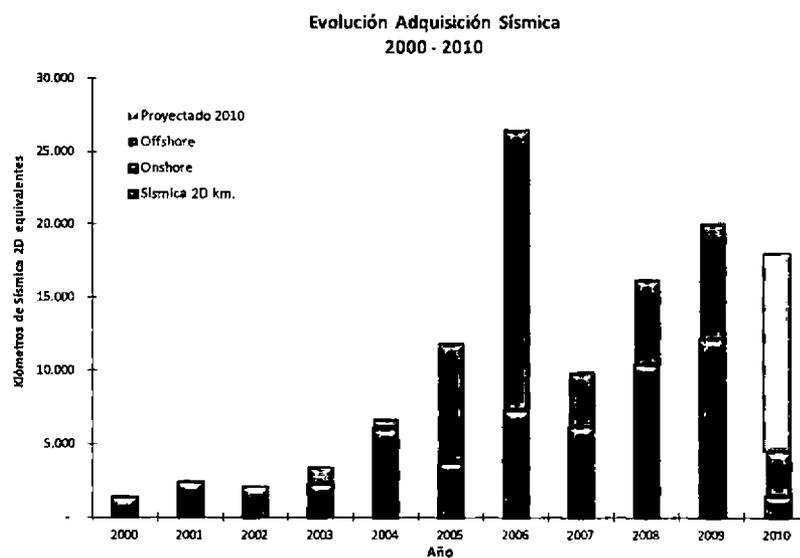


Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Uno de los estudios principales de la fase de prospección es la sísmica, en el cual se utilizan métodos especiales para conocer en mayor detalle la estructura del subsuelo, e identificar áreas susceptibles de tener hidrocarburos explotables. Es importante mencionar que la sísmica es una actividad costosa y por tanto sólo desde el año 2009 se contempla dentro de los planes mínimos de inversión la realización de estudios sísmicos, actividad que se complementa en las primeras fases de los contratos de E&P.

En el Gráfico 3.3 se presenta la evolución de la sísmica entre el 2000 y el 2010. Del total de sísmica adquirida desde el 2000, más del 90% ha sido adquirida desde la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

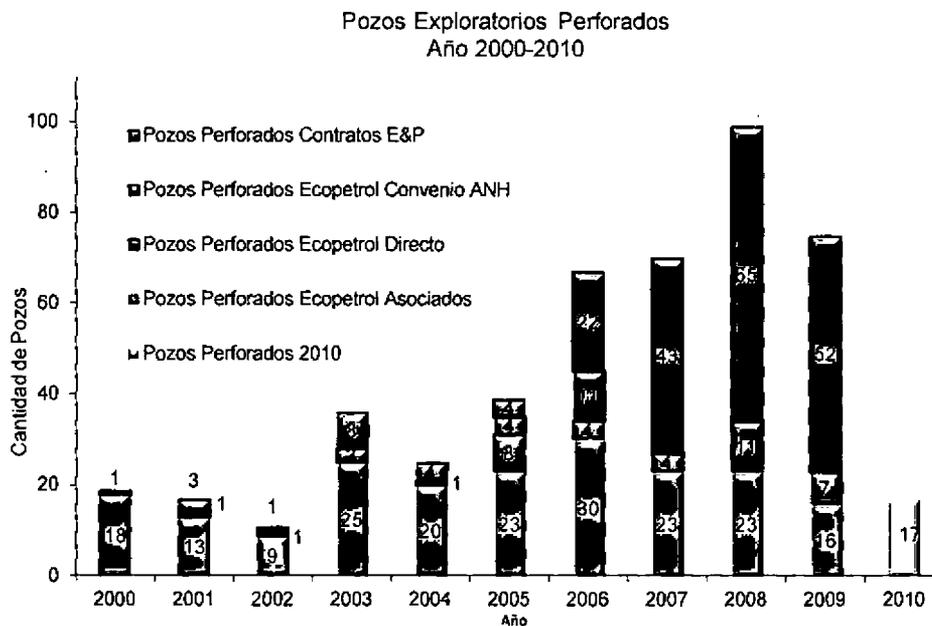
Gráfico 3.3: Sísmica 2000-2010



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Una vez se cuenta con suficiente información prospectiva, las compañías pueden tomar la decisión de iniciar la exploración de un bloque específico, para esto, desde el 2004 deben suscribirse contratos de E&P, dentro de los cuales se contempla una etapa exploratoria de 6 años. En el siguiente gráfico se presenta la evolución año a año en lo referente a perforación de pozos exploratorios. En el Gráfico 3.4 se evidencia que en los últimos cuatro años, la perforación de pozos exploratorios ha tenido un crecimiento significativo, ya que en este periodo se han perforado 295 de los 400 pozos perforados entre el 2000 y el 2009.

Gráfico 3.4: Pozos Exploratorios 2000-2010

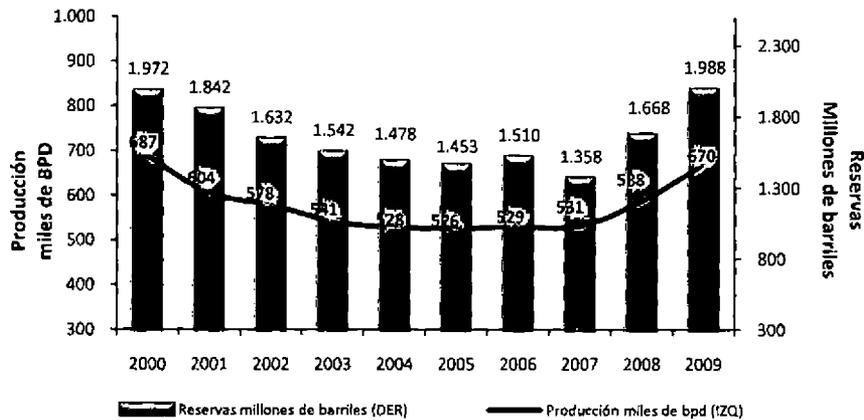


3.2 Petróleo

3.2.1 Producción

Los principales resultados de la etapa exploratoria se reflejan en las reservas y el nivel de producción de petróleo. En términos de reservas probadas, se observa en el Gráfico 3.5 un crecimiento acelerado de las mismas, sobre todo en los últimos dos años. Mientras que en el año 2000 éstas se ubicaban en 1972 millones de barriles, indicador que llegó a su punto más bajo en el año 2007 con 1.358 millones de barriles, en 2009 llegó a su punto más alto, con 1.988 millones de barriles. Este incremento se debe principalmente a la incorporación de reservas producto de descubrimientos realizados desde el 2005, así como a la revisión de cálculos de reservas de yacimientos descubiertos con anterioridad.

Gráfico 3.5. Reservas y producción de petróleo



*Reservas probadas.

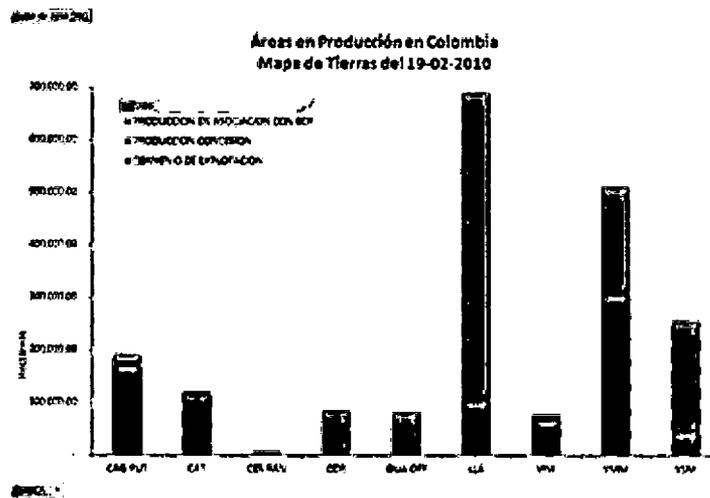
BDP: Barriles Promedio Diario

Fuente: Ecopetrol (2000 - 2006) y ANH (2007 - 2009).

En Colombia existen actualmente 2.021.232 hectáreas asignadas para la producción de hidrocarburos, de las cuales aproximadamente cien mil se encuentran destinadas a la producción de gas libre, hecho que representa cerca del 2% del territorio nacional dedicado a esta actividad.

Como se observa en el Gráfico 3.6 el área empleada actualmente en producción de hidrocarburos está concentrada en 9 de las 22 cuencas nacionales, cuya producción se realiza principalmente por medio de contratos de asociación (1.202.348 ha), convenios de explotación⁶ (812.951 ha) y a través de contratos de concesión (5.934 ha). Al analizar la información que se presenta en el gráfico, es posible identificar las principales cuencas productoras, dentro de las que se deben resaltar la cuenca Llanos y la Valle Medio de Magdalena; la primera explotada principalmente por medio de contratos de asociación y la segunda con una mayor participación de convenios de explotación.

Gráfico 3.6. Áreas Productoras por Cuenca



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

⁶ Antiguamente conocidos como operación directa de Ecopetrol.

Adicionalmente, como se observa en el Cuadro 3.2, la producción según departamento es liderada por el departamento del Meta con una producción de 228.594 BPD en 2009, seguido por Casanare con una producción de 124.452BPD y Arauca con 94.736 BPD, lo cual representa el 34,1%, 18,6% y 14,1% de la producción total, respectivamente.

Cuadro 3.2. Producción por Departamentos 2009

Depto.	Producción BPD	Depto.	Producción BPD
Meta	228.594	Norte de Santander	3.339
Casanare	124.452	Cesar	2.839
Arauca	94.736	Cundinamarca	1.016
Huila	45.055	Cauca	707
Santander	44.753	Nariño	193
Tolima	41.361	Vichada	43
Putumayo	27.874	Boyacá	30
Boyacá	27.800	Sucre	20
Antioquia	15.573	N.D*	298
Bolívar	11.884		
Total Producción: 670.567			

*N.D: no disponible. (Debido a comercialización entre empresas productoras de petróleo)
Fuente: DANE, Ministerio de Minas y Energía.

3.2.2 Transporte

En cuanto a la actividad de transporte es importante resaltar el incremento promedio presentado en la red de oleoductos en Colombia que se encuentra alrededor del 0,1% anual entre 2000 y 2009. Mientras para el año 2000 se contaba con una extensión de 4.870 km de oleoductos, para el año 2009 se incrementó hasta alcanzar 4.928 km, como se observa en el Cuadro 3.3. Por su parte, la red de poliductos presentó un incremento de 4,5% promedio anual entre 2000 y 2009, pasando de 2.673 km en el año 2000 a 3.980 km en el 2009.

Cuadro 3.3 Redes de transporte

Red Nacional del Transporte	1999 – 2000 Kilómetros	2004 – 2005 Kilómetros	2008 – 2009* Kilómetros
Oleoductos (Transporte de petróleo crudo)	4.870	4.876	4.928
Poliductos (Transporte de refinados)	2.673	3.630	3.980
Red Combustóleo (Transporte de refinados)	591	591	591
Red GLP (Transporte de refinados)	378	378	381
Total	8.512	9.475	9.880

*No incluye el poliducto Campo Rubiales – Monterrey con una distancia de 235km.
Fuente: Ministerio de Minas y Energía (1999), Ecopetrol (2004), y Unidad de Planeación Minero Energética (2008).

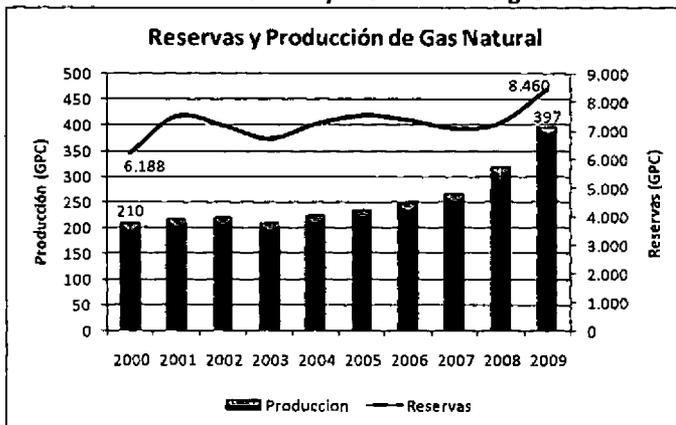
3.3 Gas Natural

3.3.1 Producción

En Colombia, las reservas de gas totales⁷ se han mantenido en un nivel cercano a los 7.000 GPC⁸ en la última década. Descubrimientos de nuevos yacimientos como Gibraltar, en Santander, o La Creciente, en Sucre, han permitido que las reservas del país no se vean disminuidas por los niveles de producción actuales, e incluso han revertido la tendencia en el último año.

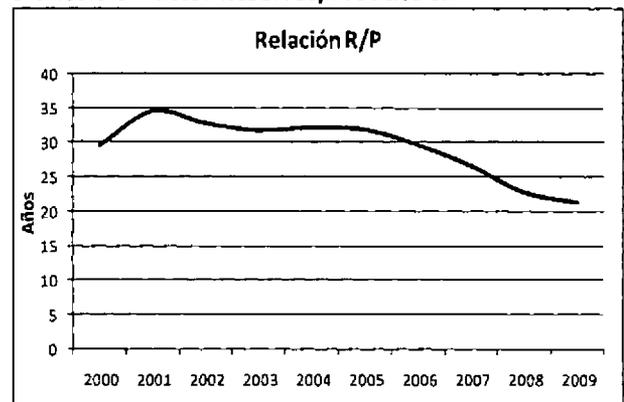
Sin embargo, los incrementos en producción de los últimos años han tenido un efecto negativo en la relación R/P (Reservas/Producción), que indica los años de abastecimiento del país al ritmo de producción actual. Mientras que en el 2001 el país contaba con 35 años de abastecimiento de gas, en la medida en que la producción se ha incrementado el abastecimiento ha caído, disminuyendo en 2009 hasta los 22 años, como se aprecia en los Gráfico 3.7 y Gráfico 3.8.

Gráfico 3.7: Reservas y Producción de gas natural



Reservas: Incluye reservas probadas y probables.
Fuente: MME, UPME.

Gráfico 3.8. Factor Reservas/Producción



Fuente: MME, UPME.

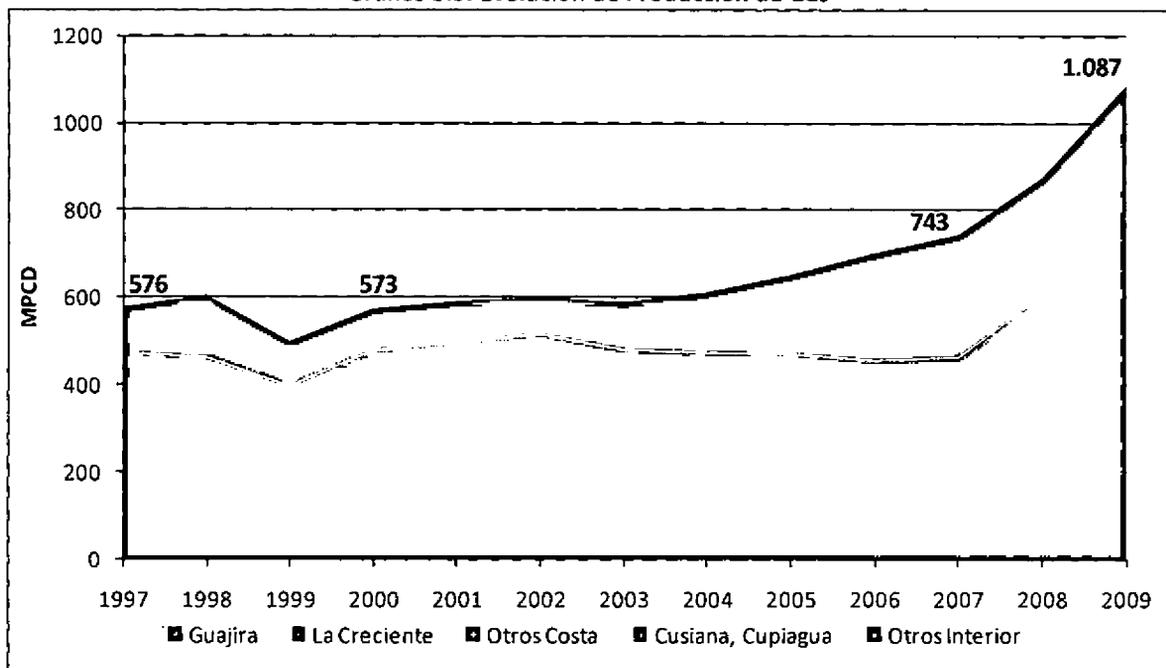
⁷ Reservas totales hace referencia a reservas probadas y no probadas.

⁸ Giga Pies Cúbicos = 1.000.000.000 pies cúbicos.

Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

En cuanto a la producción de gas natural por pozos, el Gráfico 3.9 muestra la evolución de la producción desde 1997 para las principales fuentes de abastecimiento del país. Como se puede apreciar, durante todo este período de tiempo los pozos ubicados en la Guajira han mantenido una posición de gran relevancia para el suministro de gas, con el 66% de la producción para el año 2009. Esto ocurre a pesar de la importancia de los incrementos de producción de gas comercializable en los pozos de Cusiana y Cupiagua desde el año 2003, que representan la mayor contribución al suministro de gas en la última década.

Por otra parte, desde 2008 el inicio de operaciones de La Creciente, en el departamento de Sucre, representa la más reciente contribución de nuevos pozos a la producción nacional, mientras que desde ese mismo año los pozos en la Guajira exhiben un incremento importante como resultado de las exportaciones a Venezuela.

Gráfico 3.9. Evolución de Producción de Gas


Fuente: MME, UPME.

3.3.2 Transporte

En cuanto al Sistema Nacional de Transporte Nacional de gas natural, se pueden identificar dos subsistemas de transporte principales: (1) El subsistema de la Costa Atlántica, a cargo de Promigas S.A. E.S.P.; y (2) el subsistema del interior, liderado por TGI S.A. E.S.P. Estos dos subsistemas transportan cerca del 95% de todo el gas producido en el país.

El Cuadro 3.4 muestra el estado del sistema nacional de transporte de gas natural existentes para el año 2001 y para el 2008. Durante estos años se realizaron pocos cambios en la red de gasoductos troncales, mientras que el crecimiento del sistema se ha producido en los gasoductos regionales y en ramales menores. De esta manera, las redes del sistema se han incrementado cerca de un 25% al pasar de 5.600 kilómetros en el 2001 a 6.973 kilómetros en 2009.

Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

Adicionalmente, el gasoducto binacional entre Colombia y Venezuela, uno de los proyectos más importantes en materia de abastecimiento y relaciones internacionales, entró en operación en el año 2008. La obra de infraestructura tiene capacidad para 500 MPCD y consta de 224 kilómetros de tubería de alta presión, de los cuales 89 se encuentran en territorio colombiano, conectando la estación Ballenas (Guajira) con la Refinería de PDVSA en la península de Paraguaná, en territorio venezolano. El gasoducto fue construido por la compañía estatal venezolana PDVSA con un costo estimado de 230 millones de dólares, y actualmente es operado por esa misma compañía, aunque para el tramo colombiano tienen un contrato de operación con Promigas S.A. E.S.P.

El objetivo de este proyecto es suministrar 150 MPCD de gas a la región occidental de Venezuela hasta el año 2012, para luego revertir el flujo del combustible cuando la demanda interna de Colombia lo requiera. De esta manera se avanza hacia una integración energética regional y permite al país contar con alternativas ante las limitaciones en el suministro de gas.

Cuadro 3.4. Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural

GASODUCTO TRONCAL	LONGITUD (KM)		
	2001	2008	Incremento
Ballena - Barrancebermeja	579	579	-
Sistema Centro Oriente	780	788	8
Mariquita - Cali	343	343	-
Montañuelo - Gualanday	36	36	-
Boyacá - Santander	131	180	49
Cusiana - Apiay	150	150	-
Apiay - Villavicencio - Ocoa	37	37	-
Apiay - Usme	122	122	-
La Belleza - El Porvenir	188	188	-
Ballena - Cartagena - Jobo	591	591	-
Sebastopol - Medellín	148	148	-
Neiva - Hobo	50	50	-
Payoa - Bucaramanga	50	50	-
Yumbo - Cali	11	11	-
Cogua - Bogotá	52	160	108
Buenos Aires - Ibagué	19	19	-
Chicoral - Espinal - Flandes	27	27	-
Payoa - Barrancabermeja	56	59	3
TOTAL GASODUCTOS TRONCALES	3.368	3.536	168
Gasoductos regionales y ramales	2.232	3.437	1.205
TOTAL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE	5.600	6.973	1.373

Fuente: UPME, CREG, Promigas.

3.3.3 Distribución

La actividad de distribución consiste en recibir el gas del transportador, generalmente en las Estaciones de Puerta de Ciudad, para llevarlo a través de redes de media y baja presión hasta los usuarios finales del servicio. El número de empresas distribuidoras ha presentado un crecimiento significativo: se pasó de 11 empresas existentes antes de 1997 a 20 al finalizar la década los

Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

noventa, que atendían cerca de 190 municipios. En 2008, cerca de 471 poblaciones eran atendidas por más de 30 distribuidores en el país⁹.

El Cuadro 3.5 muestra la evolución de las coberturas del servicio desde 2006. A nivel nacional, la cobertura efectiva¹⁰ del servicio de gas natural se ha mantenido en niveles superiores al 70% desde 2006, mientras que la cobertura potencial¹¹ superó el 90% en el año 2007. Estas cifras son especialmente significativas al considerar que, de acuerdo con información de la UPME, la cobertura para el año 2000 era de 29%, con 2.492.010 usuarios conectados.

Cuadro 3.5: Evolución de Coberturas de Gas Natural

Cobertura Gas Natural	2006	2007	2008	2009
Población Catastro	5.998.268	6.193.902	6.910.929	6.951.225
Total potencial usuarios	5.128.588	5.629.845	6.380.904	6.542.700
Total Usuarios conectados	4.228.773	4.584.837	5.012.581	5.190.246
Cobertura Efectiva	70%	74%	73%	75%
Cobertura Potencial	86%	91%	92%	94%

Fuente: MME.

Sin embargo, estos indicadores de cobertura sólo muestran el grado de avance en los municipios que tienen acceso a redes de distribución y no para el total de la población nacional. Al revisar la división de la cobertura por departamentos, se evidencia un impacto positivo especialmente para las regiones del centro y de la costa, y como es de esperar guarda una estrecha correlación con los desarrollos en infraestructura de transporte de gas (ver Figura 3.3).

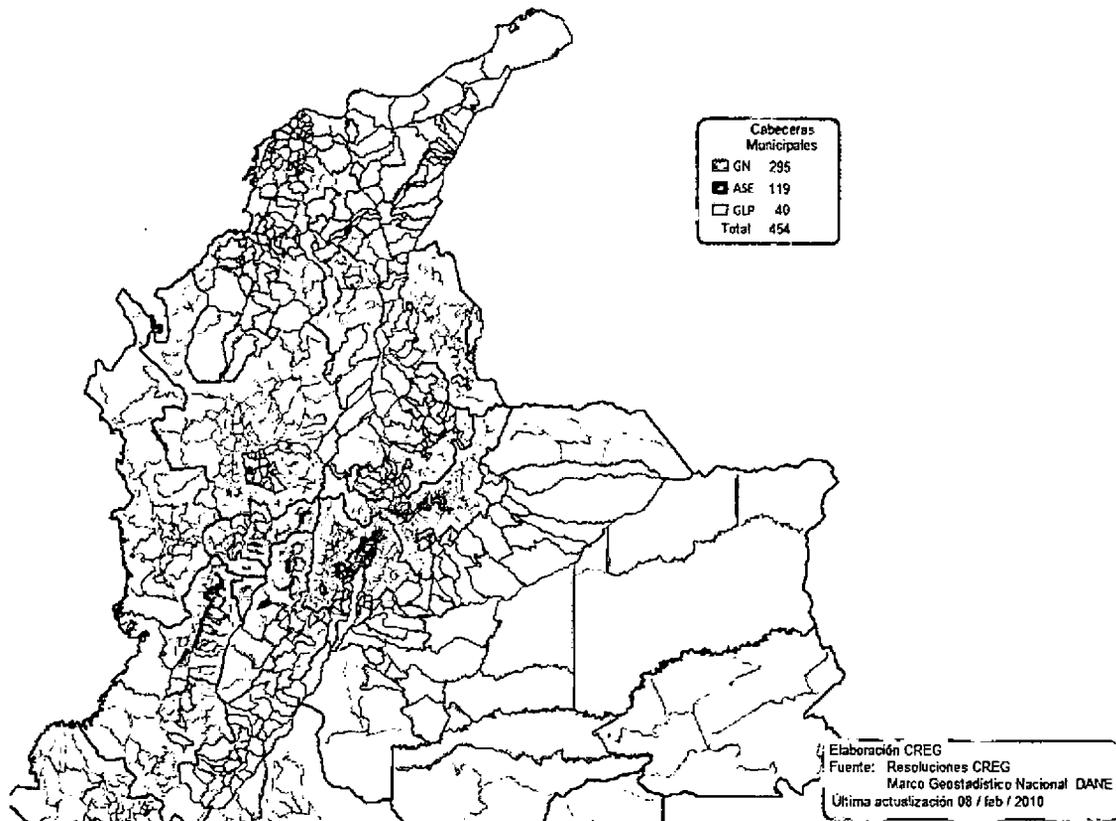
Por su parte, otras regiones del país no han participado en los beneficios del servicio de gas natural debido a que la baja densidad poblacional hace ineficiente la prestación del servicio por redes, la infraestructura de transporte y distribución es inexistente, fuertes limitaciones en capacidad del sistema de transporte, grandes distancias a pozos y plantas de producción, entre otros factores.

⁹ Promigas, Informes Sectorial 2008.

¹⁰ Cobertura efectiva = Usuarios efectivamente conectados / Población Catastro

¹¹ Cobertura potencial = Potencial Usuarios / Población Catastro

Figura 3.3: Mapa Cobertura del Servicio de Gas Natural



Fuente: CREG

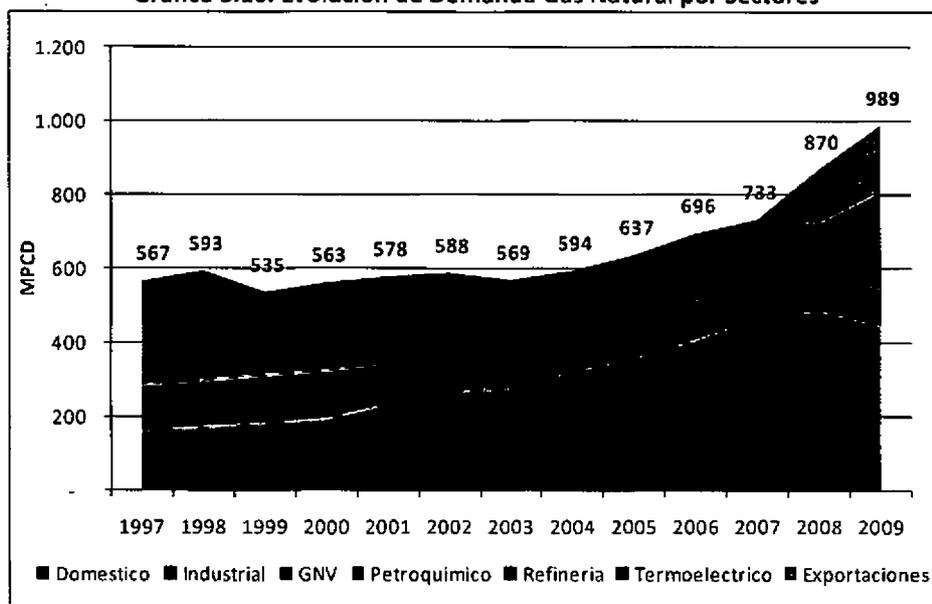
3.3.4 Comercialización

Los comercializadores son agentes que se encargan de conectar al usuario final con toda la cadena de valor a través de contratos pactados con las empresas encargadas de actividades de producción, transporte y distribución.

En los últimos años, la demanda de gas se ha incrementado como respuesta a las políticas de masificación implementadas por el gobierno, apoyada por los desarrollos en infraestructura en transporte y distribución. En el Gráfico 3.10, que muestra la evolución de la demanda de gas natural desde 1997, se puede apreciar que los incentivos financieros y promocionales para el uso de gas natural en los sectores doméstico, industrial y en gas natural vehicular han tenido un impacto importante en el consumo de este energético. Adicionalmente, desde 2008 se puede apreciar la importancia de las exportaciones hacia Venezuela.

Entre los años 2000 y 2009 la demanda total creció un 76%, lo que equivale a un 7,3% promedio anual. En este crecimiento se destacan los sectores de gas natural vehicular (GNV), con un crecimiento del 31% promedio anual, sector industrial, cuyo crecimiento fue en promedio de 9% por año, y el sector residencial, con un crecimiento promedio anual del 9%.

Gráfico 3.10. Evolución de Demanda Gas Natural por Sectores



Fuente: UMPE, MME.

4 ENCADENAMIENTO CON OTROS SECTORES DE LA ECONOMÍA

Las dinámicas descritas para el sector de hidrocarburos tienen implicaciones para otros sectores económicos debido a diversas interrelaciones, ya sea directamente, al ser proveedores o usuarios de los productos generados por la explotación de hidrocarburos (como es el caso de la industria petroquímica y los combustibles derivados del petróleo, entre otros), o indirectamente por una serie de encadenamientos que relacionan todos los sectores de la economía.

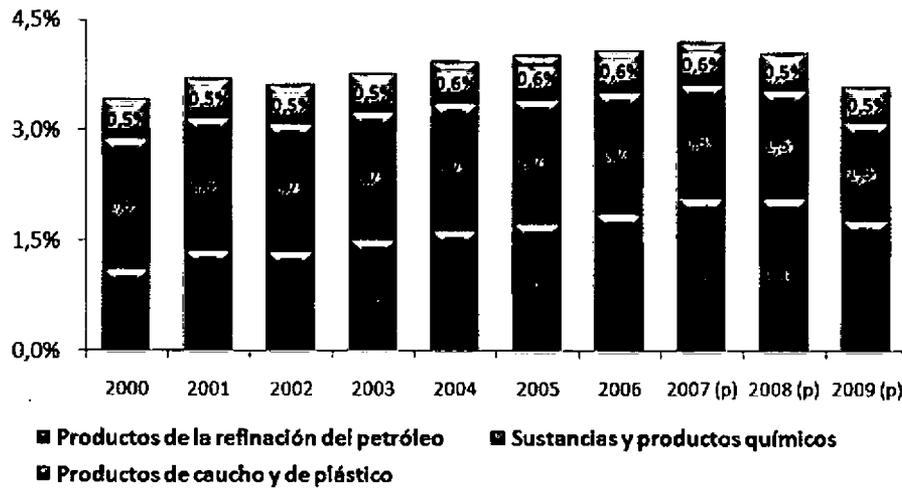
4.1 Industria Petroquímica

La industria petroquímica permite obtener derivados químicos del petróleo y de los gases asociados. Estos incluyen combustibles fósiles purificados como el metano, el propano, el butano, la gasolina, el queroseno, el gasoil, el combustible de aviación, así como pesticidas, herbicidas, fertilizantes y otros artículos como los plásticos, el asfalto o las fibras sintéticas.

De esta forma, el Gráfico 4.1 presenta la participación de la industria petroquímica en el PIB nacional. En este sentido, se observa que la industria de refinados del petróleo y la industria petroquímica han tenido una participación superior al 3,4% durante todo el periodo de 2000 a 2009. Mientras que la refinación de petróleo presentó una participación del 1,1% dentro del PIB en el 2000 y 1,8% en el 2009, la participación en el PIB del sector sustancias químicas, productos químicos, productos de plástico y caucho ascendió a un 2,3% en el 2000 y a un 1,8% en el 2009. Es de resaltar que esta participación no ha sido inferior a 1,8% durante el periodo de análisis.

Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

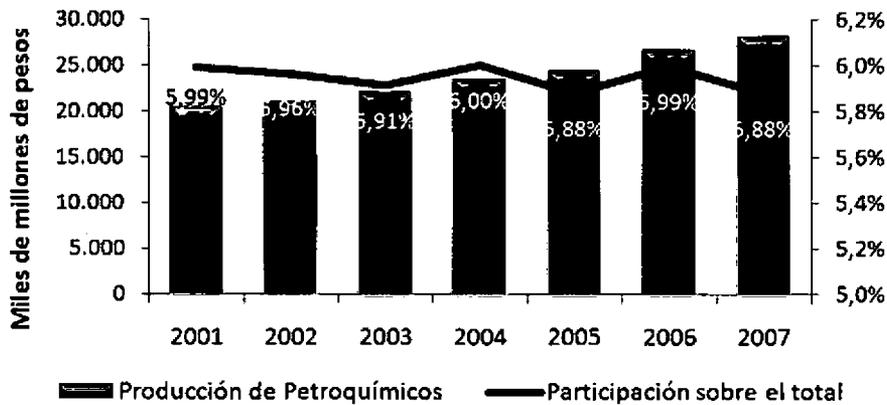
Gráfico 4.1: Participación PIB productos de la refinación del petróleo y petroquímicos en el PIB 2000 – 2009 (%)



Fuente: DANE, cálculos propios

La producción de bienes de la industria petroquímica ha presentado un modesto crecimiento a lo entre los años 2001 y 2007. Dicho comportamiento se traduce en la alta estabilidad que se presenta dentro de la participación en la producción del total de la economía; dado que en el periodo analizado su participación ha oscilado entre el 5,88% (en 2005) y el 6% (en 2005).

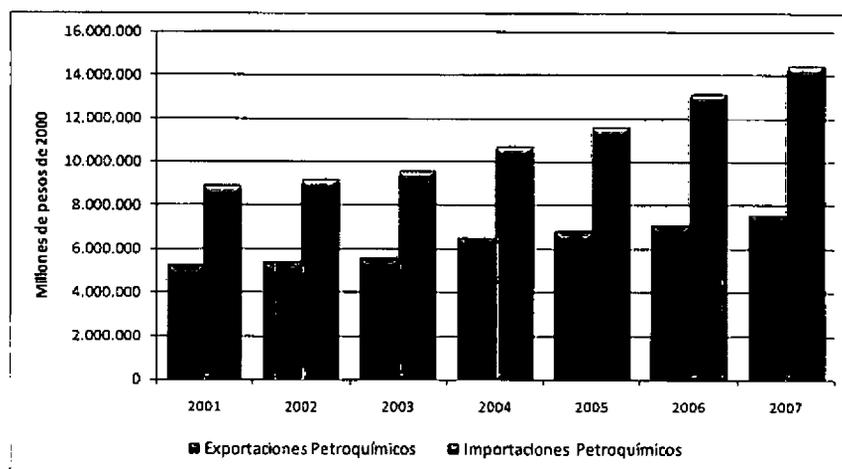
Gráfico 4.2: Producción total de petroquímicos y su participación sobre la producción total nacional 2001-2007



Fuente: DANE. Cálculos propios.

Por otra parte, la balanza comercial de la industria petroquímica resulta negativa, debido a que las importaciones totales exceden en un alto porcentaje a las exportaciones realizadas por este sector (ver Gráfico 4.3).

Gráfico 4.3. Total Exportaciones e importaciones de petroquímicos
2001-2007



Fuente: DANE. Cálculos propios.

4.2 Derivados del Petróleo

La refinación es una operación que transforma el petróleo en productos con valor agregado, estos son utilizados en la industria manufacturera y en el sector transporte entre otros. En Colombia el petróleo crudo refinado es en su mayoría combustible, sin embargo también se producen otros productos requeridos por el sector productivo como parafinas y asfaltos.

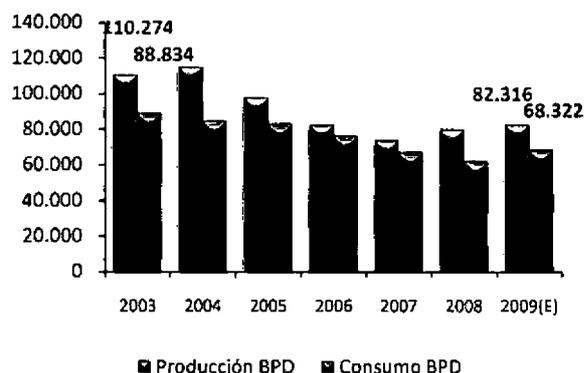
El país cuenta con una capacidad de refinación de 350 mil BPD en el 2008, de los cuales el 71,6% se procesa en Barrancabermeja; 22,9% en Cartagena; 0,7% lo refina Orito; 0,8% Apiay; y 4% en Nare, que actualmente no está en operación debido a restricciones financieras.

La producción de petróleo refinado por los anteriores complejos en el 2008 fue 298.003 BPD donde 21% comprendía Fuel Oil, 40% destilados medios, 30% gasolinas y un 9% representado en otros derivados.

En cuanto a la producción de combustibles líquidos en Colombia, en los últimos años se ha presentado una disminución en la producción y consumo de algunos derivados del petróleo, como gasolinas y bencinas, mientras que otro grupo de combustibles, entre ellos el ACPM o diesel, ha presentado un crecimiento (ver Gráfico 4.4 y Gráfico 4.5).

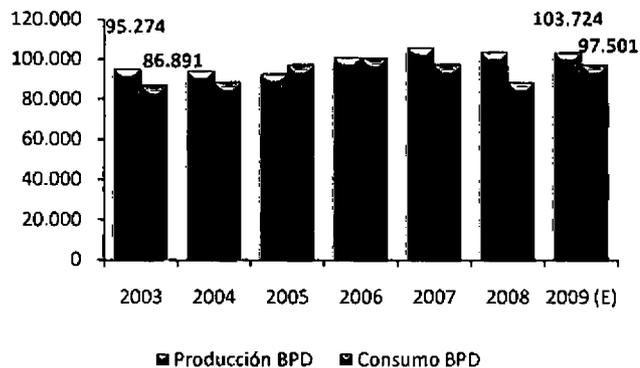
Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

Gráfico 4.4. Total producción y consumo Gasolina Motor Regular, Gasolina Extra, Bencina y Cocinol (BPD) 2003 - 2009



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Gráfico 4.5. Total producción y consumo ACPM, Queroseno y JP-A (BPD) 2003 - 2009



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

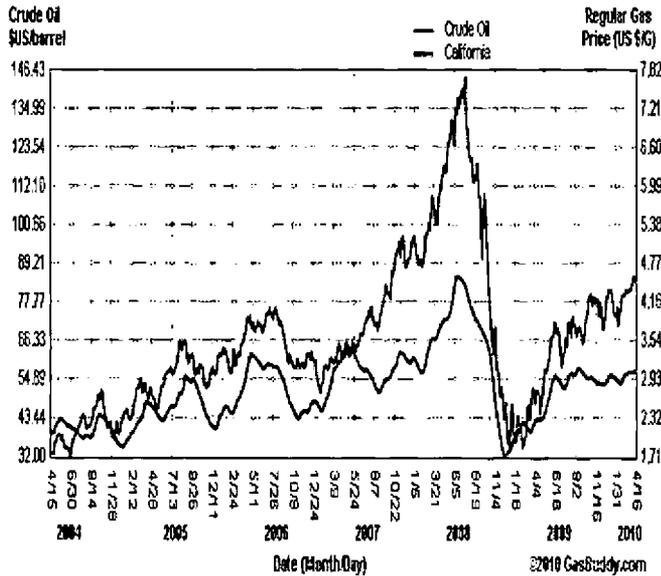
Las ventas de los combustibles al usuario final o al por menor las realizan los distribuidores minoristas a través de estaciones de servicio, que suman más de 4.000 puntos de atención en todo el territorio nacional y que en su mayoría están vinculadas a los principales distribuidores mayoristas del país.

En Colombia el precio de la gasolina corriente y del ACPM (o diesel) es determinado por el Ministerio de Minas y Energía a través de las resoluciones 82438 y 82439 del 23 de diciembre de 1998. Para calcular el precio de estos dos combustibles se utiliza un modelo de mercado, donde el precio de referencia internacional (precio de la gasolina corriente en California USA).

Sin embargo ante la presencia de elevados precios de la gasolina de referencia a nivel internacional durante el 2004 a 2008, el Ministerio de Minas y Energía determinó fórmulas para que estos incrementos internacionales no se reflejaran en el precio interno, lo que en la práctica se convirtió en un subsidio al productor.

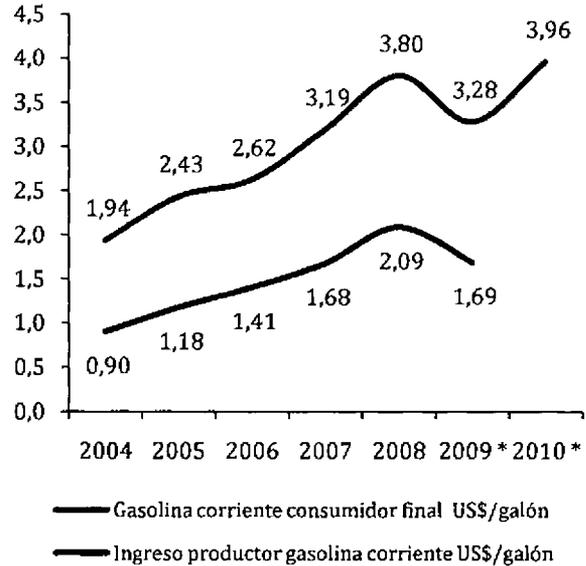
El Gráfico 4.6 muestra el precio de la gasolina en el Estado de California y el precio del petróleo de referencia WTI. Por otra parte, en el Gráfico 4.7 se observa el ingreso al productor por galón y el precio al usuario de la gasolina corriente en Colombia, la diferencia entre el precio al usuario y el ingreso al productor son los impuestos (IVA, impuesto global, tarifa de marcación, sobretasa) y márgenes de comercialización mayorista y minorista, costo por evaporación y transporte a las estaciones de servicio, para el 2009 esta diferencia alcanzó US\$1,59 por galón.

Gráfico 4.6: Precio del petróleo y gasolina corriente en el Estado de California
US\$
2004 - 2010



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, gasBuddy.com

Gráfico 4.7: Ingreso al productor y precio gasolina promedio Colombia
US\$
2004 - 2010



La evolución de los montos por subsidio a la gasolina corriente y al ACPM se presenta en el Gráfico 4.8. A partir de 2007 el gobierno estableció que estos subsidios deberían ser gradualmente eliminados mediante incrementos periódicos que llevaran el precio interno hasta los niveles internacionales. Para 2008 el precio de la gasolina alcanzó el 73% del precio internacional de referencia y se espera el desmonte definitivo del subsidio para la gasolina corriente en julio del 2010 y para el ACPM en 2011.

Sin embargo, al mismo tiempo que estos combustibles son subsidiados, también son gravados con diversos impuestos locales y nacionales. El Gráfico 4.9 muestra los impuestos acumulados que se han recaudado por consumo de gasolina corriente y ACPM (IVA, Impuesto Global, Tarifa de Marcación y Sobretasa). Al comparar estos dos gráficos se puede apreciar que los montos de subsidio a la ACPM son superiores a los impuestos correspondientes, mientras que para la gasolina se tiene el caso contrario, ya que para el 2008 los impuestos fueron muy superiores a los subsidios otorgados a ese combustible.

Gráfico 4.8: Subsidio a la gasolina corriente y ACPM (Col\$ miles de millones) 2004 - 2008

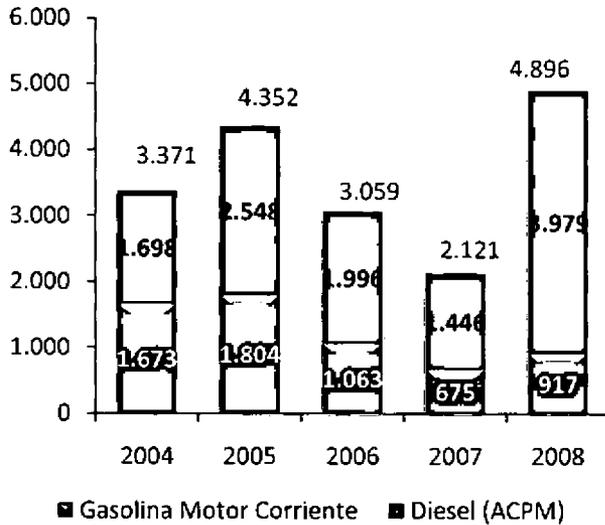
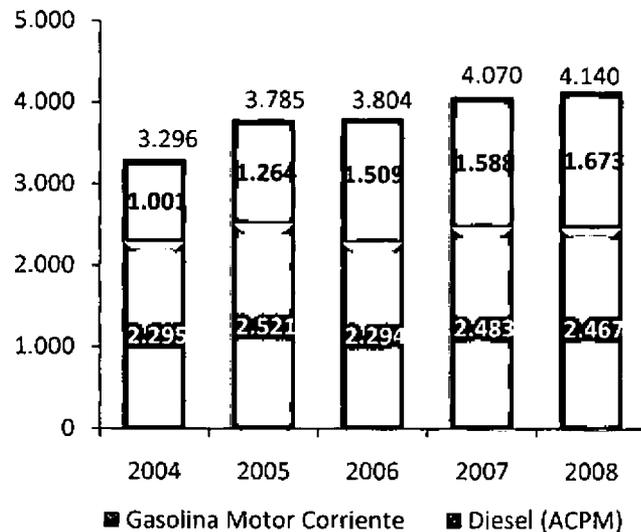


Gráfico 4.9: Impuesto a la gasolina corriente y ACPM (Col\$ miles de millones) 2004 - 2008



Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos propios.

4.3 Usos del Gas Natural

Los importantes crecimientos en la demanda de gas natural en diferentes sectores de la sociedad evidencian una sustitución de otros combustibles y energéticos.

Para el caso residencial es posible afirmar que el consumo de gas natural ha desplazado principalmente la demanda de energía eléctrica en los usos de cocción y calentamiento de agua, ante lo cual es posible cuantificar la contribución económica del consumo de gas natural residencial como resultado del ahorro frente al consumo de energía eléctrica, obteniendo los resultados mostrados en el Cuadro 4.1.

Cuadro 4.1. Ahorro por sustitución de energía eléctrica en sector residencial

Año	Consumo de GN Residencial (1) MBTU	Precio Energía Eléctrica (2) \$/MBTU	Precio Gas Natural (3) \$/MBTU	Ahorro unitario (4) = (2)-(3) \$/MBTU	Ahorro total por sustitución (5) = (1) * (4) MCol\$
2004	29.866.077	61.441	17.646	43.795	1.307.992
2005	31.587.037	62.689	18.075	44.614	1.409.232
2006	33.381.583	78.724	20.170	58.554	1.954.610
2007	35.740.326	80.024	20.380	59.643	2.131.678
2008	32.979.298	115.247	26.485	88.761	2.927.286

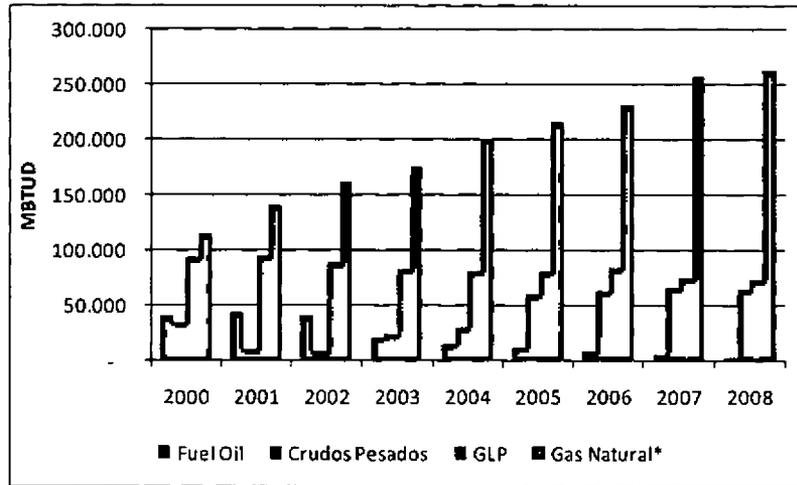
Fuente: CREG, SSPD, SUI, JV Saucedo. Cálculos propios.

En cuanto al sector industrial, existe evidencia de una importante sustitución de combustibles costosos y contaminantes por gas natural. Como se puede apreciar en el Gráfico 4.10, mientras que la demanda de combustibles como el fuel oil y el GLP (gas propano) ha disminuido

Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

consistentemente, el consumo de gas natural presenta un crecimiento sostenido para todo el periodo evaluado.

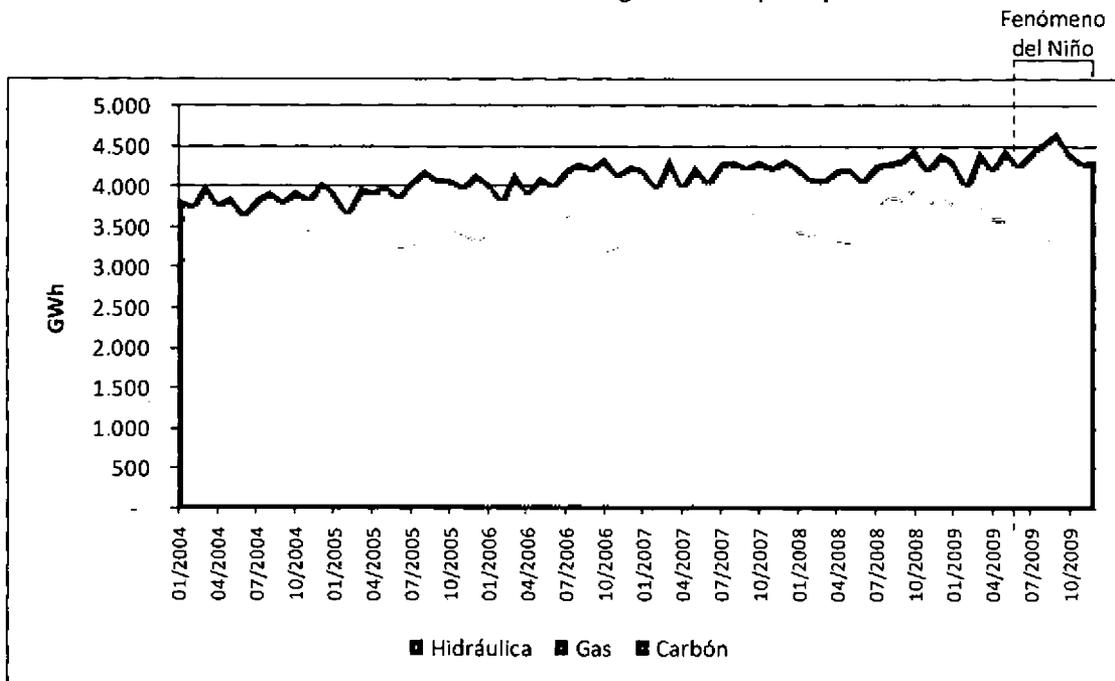
Gráfico 4.10. Consumo Nacional de Combustibles



* Corresponde a consumo para mercado industrial
Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos propios

Por otra parte, el sector termoeléctrico se ha visto impulsado debido a que las restricciones en consumo de energía eléctrica vividas por el país entre 1992 y 1993 llevaron al gobierno a reducir la vulnerabilidad en la generación de energía eléctrica, fortaleciendo la generación térmica. Ante la baja capacidad de regulación del recurso hídrico y la elevada sensibilidad ante fenómenos climáticos erráticos, como el fenómeno de El Niño, la diversidad de fuentes de generación de energía eléctrica permiten al país atender su demanda aún en condiciones críticas.

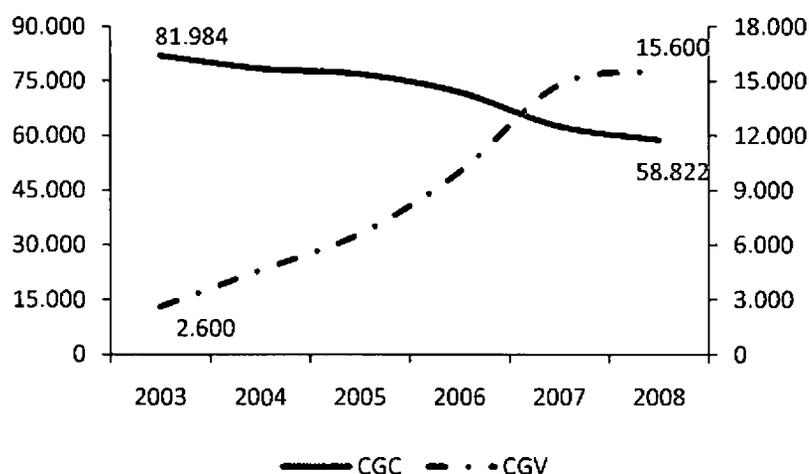
Gráfico 4.11: Generación Efectiva de Energía Eléctrica por Tipo de Fuente



Fuente: NEON – XM. Cálculos propios.

Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

Finalmente, el gobierno nacional en su interés por mejorar el uso eficiente de energía, la preservación y aprovechamiento de los recursos naturales, y los niveles de contaminación atmosférica, ha promovido el sector de gas natural vehicular (GNV) a través de incentivos regulatorios y económicos en los últimos años. La contribución a la economía nacional de este sector se puede medir en términos del beneficio por ahorro que los usuarios han experimentado al sustituir un combustible líquido, principalmente la gasolina motor corriente (GMC), por gas natural vehicular. En el Gráfico 4.12 se observa cómo se ha sustituido el consumo de gasolina corriente por consumo de gas natural vehicular.

Gráfico 4.12: Consumo de Gasolina Corriente y Gas Vehicular (BDP)


CGC: Consumo de Gasolina Corriente.

CGV: Consumo de Gas Vehicular.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, cálculos CEDE.

El ahorro generado por la sustitución de gasolina corriente por consumo de gas vehicular se ha incrementado a una tasa promedio anual de 56,7% entre 2003 y 2008 como se observa en el Cuadro 4.2. Es de resaltar que para el año 2008 el ahorro por el consumo de gas natural vehicular fue de Col \$3.371/galón.

Cuadro 4.2. Ahorro por sustitución de gasolina corriente.

Año	Consumo GNV galón/año (1)	Precio GMC \$/galón (2)	Precio GNV \$/galón (3)	Ahorro unitario \$/galón (4) = (2) - (3)	Ahorro total por sustitución MCol\$ (5) = (1) * (4)
2003	39.858.000	4.330	2.126	2.203	87.823
2004	70.518.000	5.087	2.427	2.659	187.541
2005	101.178.000	5.641	2.654	2.987	302.219
2006	153.300.000	6.189	2.982	3.206	491.534
2007	226.884.000	6.635	3.489	3.146	713.805
2008	239.148.000	7.477	4.105	3.371	806.236

Fuente: UPME, Ministerio de Minas y Energía. Cálculos propios

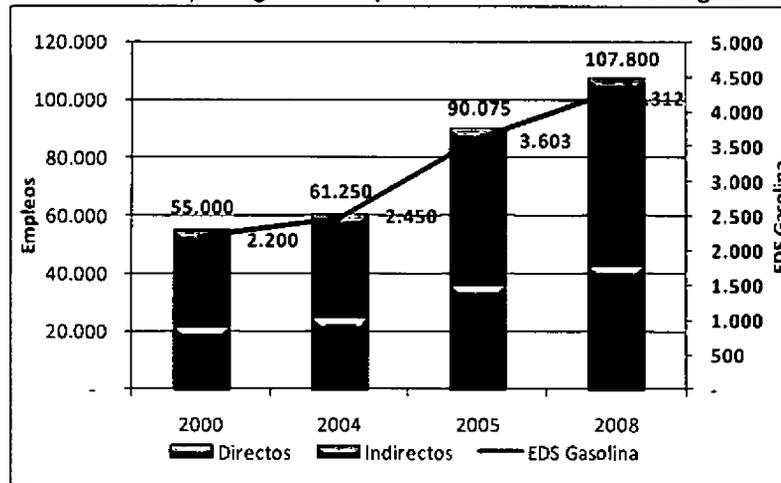
Adicionalmente, es posible estimar el impacto del sector sobre el nivel de empleo nacional. La creación de empleos en el sector de distribución de combustibles líquidos y de gas natural vehicular va de la mano con el crecimiento del número de estaciones de servicio (EDS) en

Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

funcionamiento. Se estima que cada EDS de gasolina genera cerca de 10 empleos directos y 15 indirectos, mientras que una EDS de GNV genera aproximadamente la tercera parte de estos empleos por tratarse usualmente de una expansión.

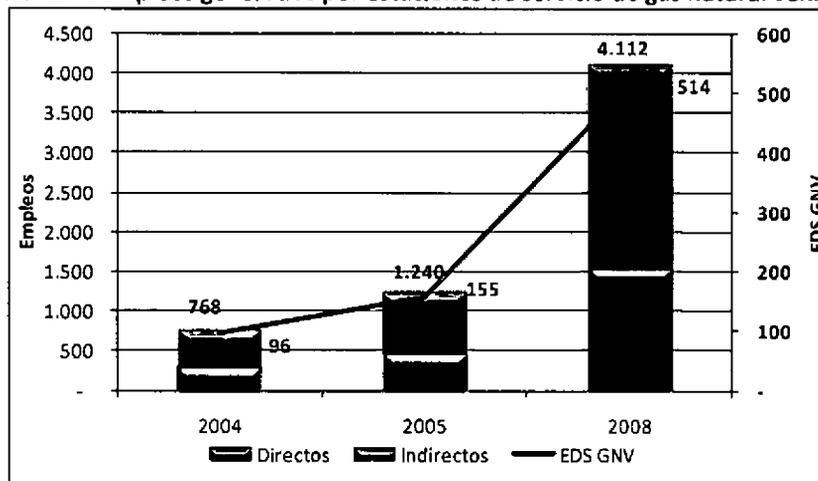
El Gráfico 4.13 muestra que entre 2000 y 2008 los empleos generados por las EDS de gasolina presentaron un crecimiento de 96%, lo que equivale a un crecimiento del 9% promedio anual. Por su parte, en el Gráfico 4.14 se puede apreciar que el empleo generado por las EDS de GNV muestra un crecimiento acelerado al pasar de 768 en 2004 a 4.112 en 2008, lo que indica un crecimiento de 435% en este periodo (equivalente a 52% promedio anual).

Gráfico 4.13. Empleos generados por estaciones de servicio de gasolina.



Fuente: Fendipetroleo. Cálculos propios

Gráfico 4.14. Empleos generados por estaciones de servicio de gas natural vehicular.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos propios

4.4 Impactos directos, indirectos y multiplicadores

Mediante un ejercicio adicional se buscó estimar la magnitud de los impactos que el sector de hidrocarburos tiene sobre la economía nacional. Para tal fin se construyó una *matriz insumo producto*, que es una estructura de información que permite identificar las diferentes interrelaciones entre todos los sectores económicos ya que registra las transacciones de compra y venta entre los diversos sectores. Para ello se utilizó la información más reciente disponible en el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), que corresponde al año 2007.

El objetivo es, entonces, establecer y cuantificar las interrelaciones entre los sectores de petróleo y de gas natural con el resto de los sectores económicos en Colombia a fin de estimar los impactos relacionados con la producción y distribución de hidrocarburos. Una vez determinada la estructura de interrelaciones entre sectores se simulan cambios (denominados *choques*) en los niveles de producción de petróleo y de gas, y en la distribución de gas natural, y se evalúan los impactos resultantes sobre los demás sectores de la economía.

Estos resultados estarán expresados en términos de cambios porcentuales en la producción de la economía, es decir, cuánto cambió la producción antes y después del choque correspondiente; y también pueden ser expresados como factores multiplicadores, que evalúan qué tan sensible es la economía ante estos choques, ya que miden cuántas veces crece o disminuye la producción total de la economía ante cambios en el sector de hidrocarburos.

El primer ejercicio realizado con base en la metodología descrita fue simular el impacto de un aumento de 10% en la producción de petróleo, en la producción de gas, y en la distribución de gas. Estos ejercicios se realizaron por separado, es decir un aumento de un sector a la vez, y sus resultados más importantes se presentan en el Cuadro 4.3.

En lo que corresponde al efecto de un aumento en la producción de petróleo, se tiene que un incremento del 10% en el valor bruto de la producción –VBP¹²– (la suma de los bienes y servicios producidos por una sociedad), genera un efecto directo de **0,31%**. Esto es, el mencionado incremento en el VBP de petróleo crudo ocasiona un aumento de 0,31% en el VBP de la economía. Adicionalmente, se encuentra que la demanda por petróleo crudo se incrementa en 24,81%¹³. Un 10% de esta cifra se satisface con el incremento en producción de petróleo, mientras que gracias a los encadenamientos entre sectores, el 14,81% restante agrupa los incrementos en la demanda de otros sectores de la economía. ¿Cómo se explican resultados como estos? Estos procesos se dan por los encadenamientos e interrelaciones existentes entre los sectores, lo que genera que el aumento en la producción de petróleo no afecte sólo a ese sector, sino que a través de aumentos en las transacciones intermedias (por ejemplo aumentos en los consumos intermedios) se afecte de manera positiva toda la producción. Algo similar pasa con el aumento de 24,81% en la demanda, pues aumentos en la demanda de petróleo van generando incrementos (más pequeños

¹² El VBP es la suma de todos los bienes y servicios producidos por una sociedad, independientemente de que se trate de insumos (consumos intermedios), o de bienes destinados al consumo final. La principal diferencia entre esta variable y el PIB es que el PIB no incluye los consumos intermedios. Para los fines de este ejercicio es necesario utilizar el VBP, pues al incluir el consumo intermedio reúne los efectos de los cambios en la producción de todos los sectores de la economía.

¹³ Para efectos de este ejercicio, se asume que los agentes que antes del choque consumían petróleo absorben toda esta nueva producción adicional.

Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

por supuesto) en la demanda de otros sectores, lo que a la postre ocasiona que el efecto final sea mucho mayor.

Por último, se analizan los resultados para los multiplicadores de oferta y de demanda. El multiplicador de oferta de la producción de petróleo es **1,51**. Esto indica que un aumento de \$1 en la producción de petróleo, genera un aumento de \$0,51 adicionales en la producción total de la economía. Por otro lado, se tiene que el multiplicador de demanda es **1,56**, que implica que un aumento de \$1 en el VBP de petróleo genera \$0,56 adicionales en la demanda de la economía.

Cuadro 4.3. Impactos directos de un choque de +10% en la producción de petróleo, en la producción de gas, y en la distribución de gas. 2007.

Choque de +10% en la producción de petróleo	
Cambio % en el VBP total	0,31%
Cambio en la demanda de petróleo	24,81%
Multiplicador de oferta (PIB + M)	1,51
Multiplicador de demanda (C+I+X)	1,56
Choque de +10% en la producción de gas	
Cambio % en el VBP total	0,02%
Multiplicador de oferta (PIB + M)	2,42
Multiplicador de demanda (C+I+X)	2,43
Choque de +10% en la distribución de gas	
Cambio % en el VBP total	0,07%
Cambio en la demanda por distribución de gas	21,62%
Multiplicador de oferta (PIB + M)	2,20
Multiplicador de demanda (C+I+X)	2,23

Fuente: Cálculos CEDE

En el Cuadro 4.3 también es posible observar los resultados de un incremento de 10% en la producción de gas. Esto genera un efecto directo de 0,02%, lo que quiere decir que un aumento de 10% en el VBP de gas causa un incremento de 0,02% en el VBP de la economía. También, se destaca que el multiplicador de oferta es 2,42, lo que indica que por los encadenamientos existentes entre los sectores, un aumento de \$1 en el VBP de gas genera \$1,42 adicionales en el VBP de la economía. Adicionalmente, se encuentra que el multiplicador de demanda es 2,43, lo que significa que un aumento de \$1 en el VBP de petróleo, ocasiona \$1,43 adicionales en la demanda final la economía. Por último, en el Cuadro 4.3 se consignan los resultados de un aumento del 10% en la distribución de gas. Como es posible apreciar en el cuadro, el efecto directo de este proceso es un aumento del 0,07% en el VBP del conjunto de la economía. Además, debido a las interrelaciones existentes entre los sectores, este aumento genera un multiplicador de oferta de 2,20, y un multiplicador de demanda de 2,23.

De estos resultados se destaca que los efectos directos del petróleo son mayores que los efectos directos del gas. Lo anterior se debe a que el indicador de efectos directos es una **medida absoluta** que refleja la mayor participación del petróleo en la economía colombiana. Esto se puede apreciar al comparar el cambio de 0,31% en el VBP nacional generado por un choque positivo de 10% en la producción de petróleo, frente a un 0,02% en el VBP nacional, resultante de un cambio en la

Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

producción de gas natural. Sin embargo, los efectos multiplicadores del gas son mayores que los del petróleo, pues esta es una **medida relativa**, lo que indica que el gas, teniendo una participación mucho menor que la de petróleo, tiene mayores encadenamientos con otros sectores de la economía. En otras palabras, el mayor tamaño de los multiplicadores del gas indica que éste sector tiene más relaciones con otros sectores de la economía, pues entre sus usos se encuentran el gas natural vehicular, el uso doméstico, y el uso industrial. Por el contrario, el petróleo tiene menos relaciones con algunos sectores de la economía nacional, ya que su uso principal es satisfacer la demanda del exterior.

Otro de los ejercicios planteados fue analizar el impacto sobre la economía de un choque negativo en la producción de petróleo. Para esto se simuló un cambio en la demanda ante el cual la producción de petróleo responde con una caída del 100%. Como es posible apreciar en el Cuadro 4.4, esto genera un efecto negativo sobre la economía, pues implica una caída de 3,06% en el VBP total. Este hecho muestra la importancia del sector, pues la caída en la producción de petróleo tiene efectos sobre la producción de petróleo crudo, pero además genera un impacto negativo a nivel general. Adicionalmente, se destaca que los multiplicadores de oferta y demanda no presentan variaciones respecto a los del choque positivo presentado en el cuadro anterior. Esto indica que la importancia del sector petróleo en la economía se mantiene, ya que ante la caída en la producción nacional, es inevitable importar todo el petróleo necesario para el funcionamiento de la economía. Así las cosas, sin importar si el petróleo utilizado para la producción es nacional o importado, este genera unos efectos multiplicadores en otros sectores de la economía.

Cuadro 4.4. Impactos de un choque de -100% en la producción de petróleo, e impactos sobre las exportaciones de un choque del 10% en la producción de petróleo. 2007.

Choque de -100% en la producción de petróleo	
Cambio % en el VBP total	-3,06%
Multiplicador de oferta (PIB + M)	1,51
Multiplicador de demanda (C+I+X)	1,56
Impacto en las exportaciones de un choque de +10%	
Cambio % en exportaciones petróleo crudo	12,97%

Fuente: Cálculos CEDE

En el Cuadro 4.4 también se presenta el impacto que tiene el aumento de 10% en la producción de petróleo sobre las exportaciones. En este sentido, se encuentra que las exportaciones aumentan en 12,97%. Esto representa pasar de exportar USD 5.733 millones a exportar USD 6.477 millones, lo que significa USD 744 millones adicionales por concepto de exportaciones.

Los ejercicios finalizan con el análisis del impacto que tienen estos choques sobre el nivel de empleo (ver Cuadro 4.5). Para este análisis se utilizó un índice que muestra cuánto cambia el empleo cuando cambia el PIB en cada uno de los sectores de la economía. Esto permitió encontrar variaciones en el empleo generadas por un choque del 10% en la producción de petróleo, por un choque en la producción de gas, y por un choque en la distribución de gas. Como es posible apreciar en el cuadro, los efectos más grandes en el empleo son generados por un choque del 10% en la producción de petróleo, pues con esto se aumenta en 0,07% el nivel de empleo en la economía. En contraste, el efecto más pequeño es el del aumento del 10% en la producción de gas, ya sólo genera un incremento de 0,01% en el empleo de la economía. Entretanto, el choque

Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

en la distribución de gas ocasiona un efecto intermedio, pues un aumento del 10% en la distribución provoca un incremento del 0,03% en la ocupación.

Cuadro 4.5. Impacto sobre el nivel de empleo de un choque de +10% en la producción de petróleo, un choque de +10% en la producción de gas, y un choque de +10% en la distribución de gas. 2007.

Choque de +10% en la producción de petróleo	
Cambio,% en el empleo total	0,07%
Choque de +10% en la producción de gas	
Cambio,% en el empleo total	0,01%
Choque de +10% en la distribución de gas	
Cambio,% en el empleo total	0,03%

Fuente: DANE, GEIH. Cálculos CEDE

Como principales resultados, se destacan que un incremento en el 10% del VBP de la producción de petróleo genera un aumento del 0,31% en el VBP de la economía, con un efecto multiplicador de oferta de 1,51. Adicionalmente, se tiene que un aumento del 10% en el VBP de gas genera un aumento inferior en el VBP de la economía (0,02%). Sin embargo el efecto multiplicador de oferta es mayor que el generado por el aumento en la producción de petróleo: 2,42. Entretanto, el choque en la distribución de gas tiene un efecto directo mayor que el choque en producción, pues genera incrementos de 0,07% en el VBP del conjunto de la economía. A esto se suma un efecto multiplicador de 2,20.

Entretanto, sobresale que cuando se estima el impacto de importar todo el petróleo necesario para el funcionamiento de la economía, se genera una disminución de 3,06% en el VBP total. En contraste, se tiene que un choque de 10% en la producción de petróleo genera un aumento de 12,97% en las exportaciones de petróleo crudo.

Finalmente, se encuentran los impactos de los choques sobre el nivel de empleo. Al respecto, se tiene que el choque que genera un mayor impacto en el nivel general de empleo es el choque en la producción de petróleo, pues incrementa el empleo en 0,07%. A este le sigue el choque en la distribución de gas, que incrementa el empleo en 0,03%. Por último, el choque que genera menos efectos en el nivel general de empleo es el choque en la producción de gas, pues sólo lo incrementa en 0,01%.

5 MODELO DE IMPORTACION

Bajo un escenario de importación de petróleo y sin producción nacional de petróleo el costo en divisas se calcula a partir del costo del consumo interno de petróleo a precios USD CIF, el costo de las exportaciones de petróleo a precios FOB y la ausencia de IED en este subsector. El Cuadro 5.1 presenta el valor del consumo interno a precios USD CIF desde el 2000 a 2009, para el año 2009 el valor fue de USD 7.153 millones. Además presenta el valor de las exportaciones de petróleo que ha realizado Colombia durante 2000 a 2009 a precios FOB y la IED en el subsector petróleo y gas. La suma de estos tres rubros sería el costo en divisas que Colombia debería haber asumido bajo la ausencia de producción de petróleo entre 2000 y 2009.

Cuadro 5.1. Valor del consumo interno y exportaciones de petróleo
 2000 – 2009

Año	1. Precio barril USD (FOB)	2. Precio Barril USD CIF	3. Exportaciones millones Barriles anuales	4. Consumo Interno millones Barriles anuales	5. Exportaciones petróleo a precios FOB USD millones	6. Consumo interno a precios CIF USD millones	7. (5+6). Total USD millones	8. IED	Total (7+8)
2000	30,1	30,8	140,1	110,8	4.222	3.411	7.633	-384	7.249
2001	26,7	27,2	103,7	116,9	2.764	3.185	5.949	521	6.470
2002	26,0	26,5	106,5	104,6	2.766	2.778	5.544	449	5.993
2003	31,1	31,8	83,9	113,7	2.607	3.611	6.218	278	6.496
2004	41,5	42,4	79,8	113,1	3.307	4.792	8.099	495	8.594
2005	56,5	57,8	80,7	111,3	4.564	6.433	10.997	1.125	12.122
2006	66,2	67,6	80,0	113,2	5.292	7.656	12.948	1.995	14.943
2007	72,2	73,8	88,5	105,5	6.385	7.779	14.164	3.333	17.497
2008	99,7	101,9	93,4	121,3	9.309	12.351	21.660	3.392	25.052
2009(P)	61,6	62,9	130,8	113,7	8.053	7.153	15.206	2.633	17.839

P: preliminar.

Fuente: Fuente: Bolsa de Nueva York, Ministerio de Minas y Energía, TradeMap, DANE. Cálculos propios.

El impacto económico por importación de petróleo tanto en el mercado de divisas como en otros sectores se presenta a continuación:

- a. **Impacto mercado de divisas:** se genera por el valor de la importación del petróleo-equivalente al consumo nacional-, por el valor de la ausencia (sacrificio) de exportación del petróleo y al menor flujo de inversión extranjera. Como caso particular este valor en el 2009 sería del orden de USD17.839 millones.

Obsérvese que bajo este escenario hipotético se genera un incremento en la tasa de cambio nominal (Col\$ por USD 1) debido al incremento en la demanda de divisas producto de las mayores importaciones del petróleo y a la reducción de la oferta de divisas.

- b. **Impacto en el empleo:** Al no producirse el petróleo nacionalmente (dadas las importaciones), las actividades de exploración, extracción se verían reducidas drásticamente, lo implicaría una reducción directa de cerca de 29,900 ocupados, que en términos salariales anuales promedio significaría Col\$430.560 millones en el 2009 (salario de Col\$1.200.000 promedio mensual).
- c. **Impacto en las regalías:** Es claro que al eliminarse la producción interna se afectaría la generación de regalías en un monto equivalente a Col\$3,7 billones para el 2009 como ilustración.
- d. **Impacto tributario:** disminución de recaudo del impuesto a la renta de empresas que extraen petróleo en Col\$3,2 billones a 2009 (incluida Ecopetrol) por las mismas consideraciones anteriores.
- e. **Disminución por derechos económicos y margen de comercialización** girados a la ANH los cuales ascendieron a Col\$315.922 millones en el 2009.

La enfermedad Holandesa se refiere al impacto que tiene una “bonanza-exportadora” de un recurso natural no renovable sobre las exportaciones diferentes a este, en este caso el petróleo, adicional a los efectos en la industrialización del país que genera este impacto. Los síntomas de

Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

enfermedad holandesa son: apreciación de la tasa de cambio nominal Col\$ por USD 1; (ii) la disminución de las otras sus exportaciones (excluyendo la exportación de petróleo) en relación con su PIB; (iii) el incremento de la dependencia de los recursos de hidrocarburos en la economía (tanto en el sector público, privado y externo); (iv) impacto negativo sobre el empleo; (v) y alta incidencia en el mercado de capitales. Si se cumplen estas afirmaciones la economía se enfrentaría a la enfermedad Holandesa.

Actualmente (2009-2010) Colombia no presenta el síntoma de enfermedad Holandesa debido a la actividad de hidrocarburos- esto no implica que en el mediano plazo se vea afectada por este síntoma-. Sin embargo se debe monitorear estos indicadores para tomar oportunas decisiones con el fin de evitarla. El Cuadro 5.2 resume los indicadores que generan información para evaluar si hay presencia de esta enfermedad económica.

Cuadro 5.2. Indicadores a evaluar para determinar enfermedad Holandesa

Año	TCN	Variación índice tasa de cambio real (a diciembre)	Exportaciones sin petróleo como participación PIB	Incremento Exportaciones de petróleo (USD millones)	Incremento IED (USD millones)	Participación petróleo en PIB	Participación ingresos hidrocarburos en ingresos del Estado	Empleo generado (Número de personas)	Ingresos por hogar generados por actividad hidrocarburos (Col\$ corrientes)	Ranking empresas petroleras en BVC
2000	2.087	6,7%	9,5%	--	--	4,7%	--	--	--	No cotiza
2001	2.300	0,3%	10,3%	-1.458	905	3,1%	--	--	--	No cotiza
2002	2.508	10,8%	9,9%	2,0	-72	3,0%	--	--	--	No cotiza
2003	2.878	2,7%	11,5%	-159	-171	3,4%	--	--	--	No cotiza
2004	2.626	-11,7%	11,8%	700	217	3,5%	--	--	--	No cotiza
2005	2.321	-10,5%	11,5%	1.257	630	3,8%	--	--	--	No cotiza
2006	2.358	1,9%	11,7%	728	870	3,8%	16,4%	--	1.482.936	No cotiza
2007	2.078	-7,5%	11,4%	1.093	1.338	3,3%	16,3%	--	1.638.276	Entre 1 y 5 de 32
2008	1.966	4,5%	11,6%	2.924	59	4,2%	17,0%	369.956	2.004.189	Entre 1 y 5 de 32
2009	2.156	-8,5%	10,7%	-1.256	-759	3,1%	--	--	--	Entre 1 y 5 de 32

Fuente: ANH, Banco de la República, BVC, DANE, DNP. Cálculos propios.

Finalmente, el Cuadro 5.3 presenta el resumen sobre la evaluación de los indicadores ante la presencia de enfermedad holandesa. Se observa que solo se cumplen parcialmente algunos criterios de la enfermedad holandesa: apreciación tasa de cambio nominal (no obstante no como consecuencia de las actuales exportaciones de petróleo), incremento de la dependencia del Estado de los recursos provenientes de la actividad de hidrocarburos (muy parcialmente las regalías tienen este impacto), incremento de la dependencia de los hogares de los ingresos provenientes de hidrocarburos (tampoco es tan claro este comportamiento de dependencia). Sin embargo se notan algunos elementos que llevarían a tener un relativo cuidado: disminución relativa de exportaciones sin petróleo como participación del PIB; incremento de las exportaciones de petróleo; Incremento de la IED, entre otras.

Cuadro 5.3. Indicadores a evaluar para determinar enfermedad Holandesa (mayo 2010)

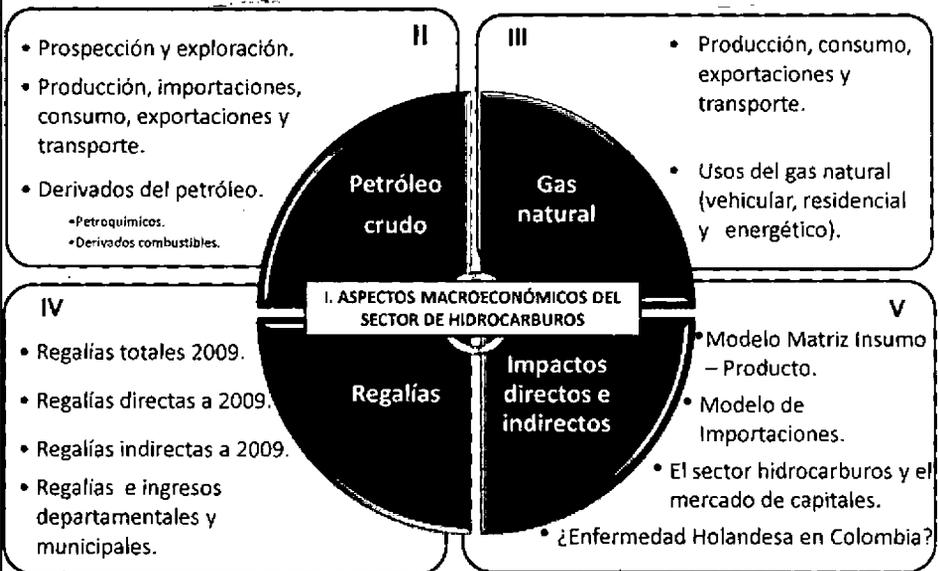
Indicador	Cumple con criterios de enfermedad Holandesa	
	SI	NO
Tasa de Cambio Nominal	X	
Exportaciones sin petróleo como participación PIB		X
Incremento de las Exportaciones de Petróleo		X
Incremento de la IED en el subsector petróleo y gas		X
Participación de recursos hidrocarburos en ingresos del Estado	X	
Empleo directo e indirecto generado		X
Ingresos por Hogar que dependen de hidrocarburos	X	
Participación en la Bolsa de Valores	X	

Fuente: cálculos propios.

Cuantificación Económica del Sector de Hidrocarburos en la Economía Colombiana

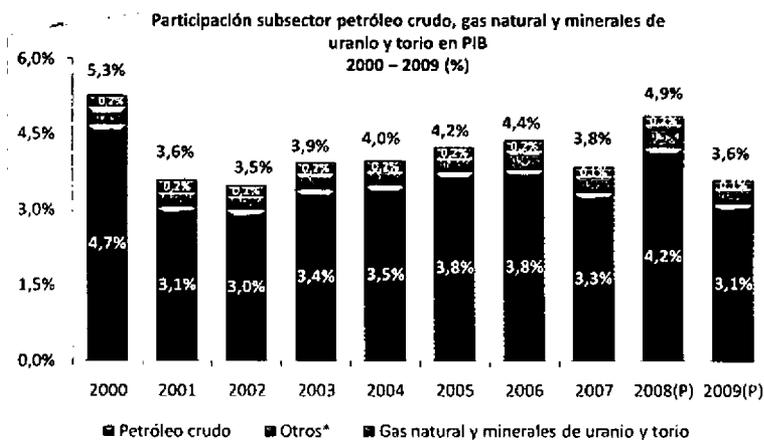
Centro de Estudios sobre Desarrollo Económico - CEDE -
 Universidad de los Andes

Julio de 2010



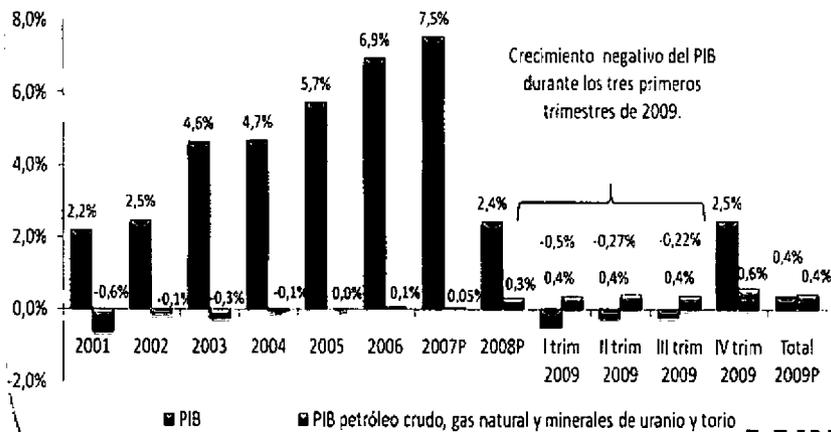
ASPECTOS MACROECONÓMICOS SECTOR HIDROCARBUROS

La producción de petróleo crudo es la más relevante dentro del PIB del subsector



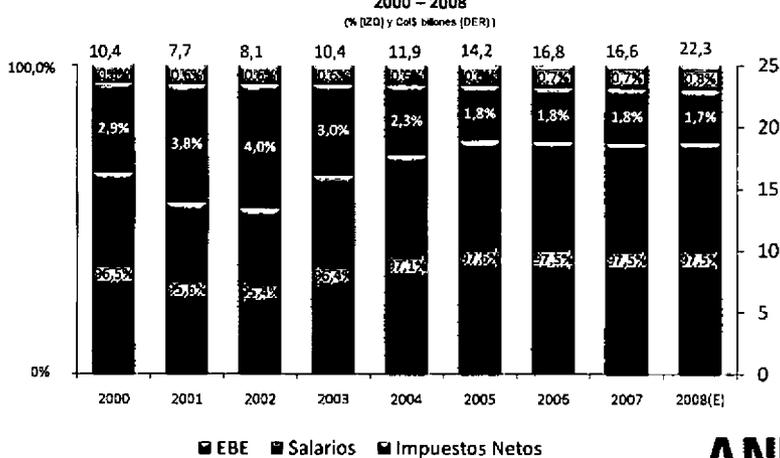
P: preliminar DANE
 *Servicios relacionados con la extracción del petróleo y el gas natural, excepto los de prospección.
 Fuente: DANE, Cálculos propios

Crecimiento PIB total y contribución del subsector petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio 2000 - 2008 (%)

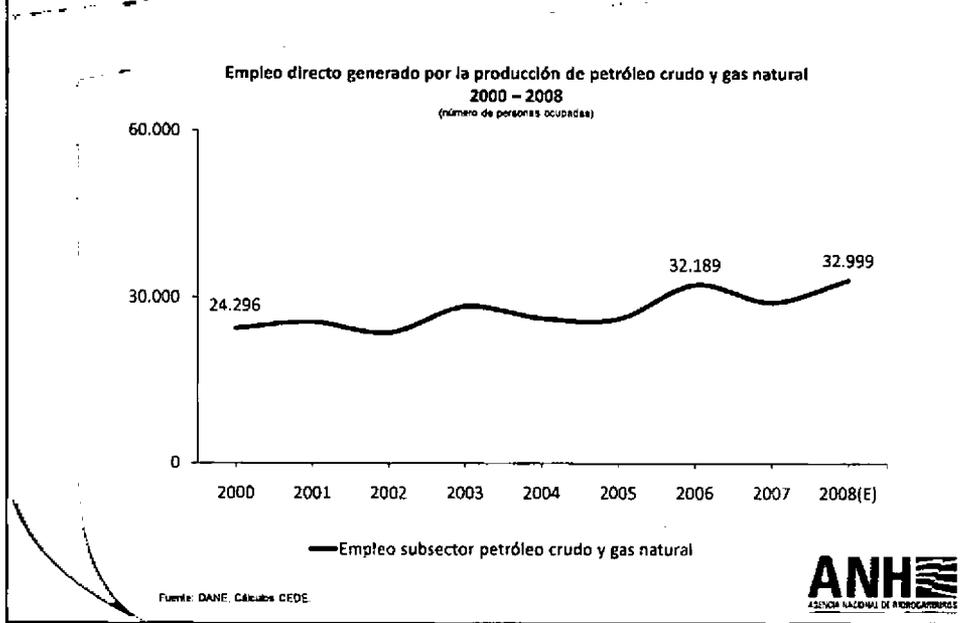


P: Preliminar
Fuente: DANE, cálculos CEDE

Composición del PIB petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio según remuneración factores productivos (valor agregado) 2000 - 2008



EBE: Excedente Bruto de Explotación. (Remuneración al Capital).
Fuente: DANE, Cálculos CEDE.



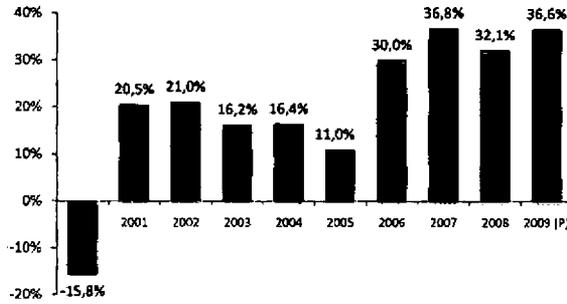
Empleo Asociado a la Producción de Petróleo 2008	
PRODUCCION	91.283
-Hallazgo y Desarrollo	28.934
-Operación	19.183
-Apoyo y Soporte Administrativo	43.166
TRANSPORTE PETROLEO CRUDO	45.416
REFINACION	3.596
ESTACIONES DE SERVICIO*	43.120
PETROQUIMICA	121.517
TOTAL	304.932

Empleo Asociado a la Producción de Gas Natural 2008	
PRODUCCION	7.828
-Administración	922
-Operación	4.190
-Inversión	2.716
TRANSPORTE GAS NATURAL	36.183
DISTRIBUCION	18.665
COMERCIALIZACION	4.402
ESTACIONES DE SERVICIO**	1.542
TOTAL	68.620

Fuente: Cálculos CEDE.



Inversión Extranjera Directa en petróleo y gas como participación del total Inversión Extranjera Directa 2000 - 2009 (%)



Inversión Extranjera Directa en petróleo y gas 2000 - 2009

Año	IED petróleo y gas (Millones de US\$)
2000	-384
2001	521
2002	449
2003	278
2004	495
2005	1,125
2006	1,995
2007	3,333
2008	3,392
2009 (P)	2,633

P: Preliminar
Fuente: DANE, Banco de la República



- II**
- Prospección y exploración.
 - Producción, importaciones, consumo, exportaciones y transporte.
 - Derivados del petróleo.
 - Petroquímicos.
 - Derivados combustibles.

- III**
- Producción, consumo, exportaciones y transporte.
 - Usos del gas natural (vehicular, residencial y energético).

- IV**
- Regalías totales 2009.
 - Regalías directas a 2009.
 - Regalías indirectas a 2009.
 - Regalías e ingresos departamentales y municipales.

- V**
- Modelo Matriz Insumo - Producto.
 - Modelo de Importaciones.
 - El sector hidrocarburos y el mercado de capitales.
 - ¿Enfermedad Holandesa en Colombia?

I. ASPECTOS MACROECONÓMICOS DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

Petróleo crudo

Gas natural

Regalías

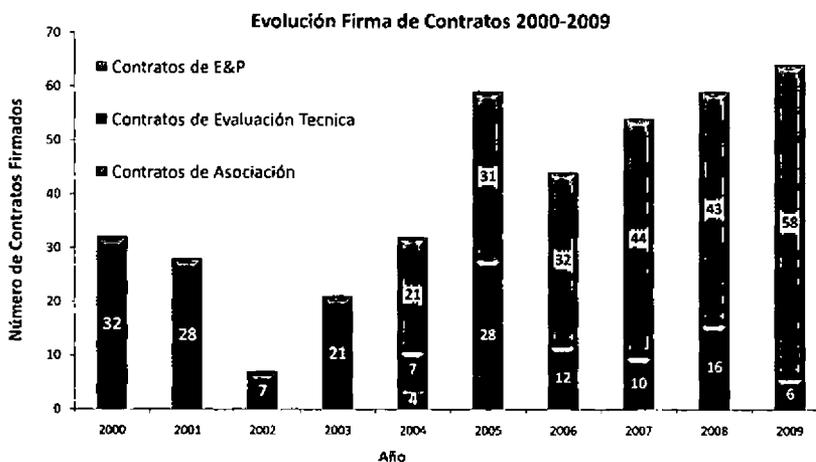
Impactos directos e indirectos



Exploración TEA Producción Preparación

Estado	Area (Ha)		
	dic-03	dic-06	dic-09
TEA	-	5.858.058	17.168.656
Exploración	6.634.383	12.421.866	22.480.384
Producción	1.420.437	1.746.083	2.021.233
En Preparación	-	-	60.713.162
Total	8.054.820	20.026.007	102.383.435

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

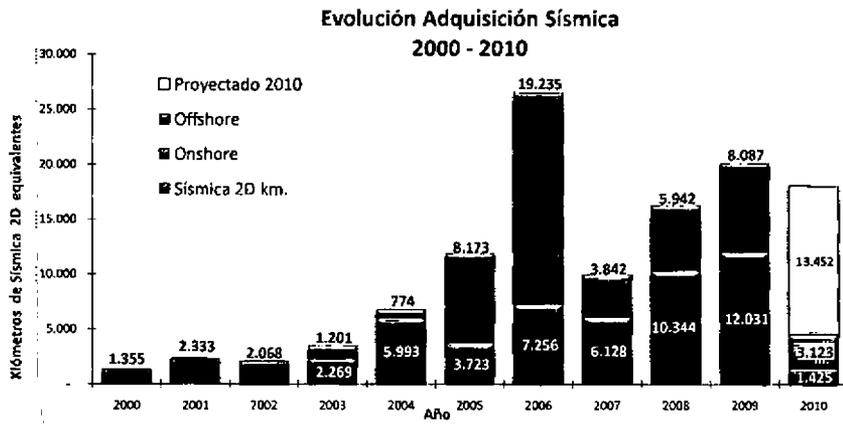


Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos



Universidad de los Andes

...el 80% de la sísmica adquirida desde el 2000, se ha tomado desde la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos

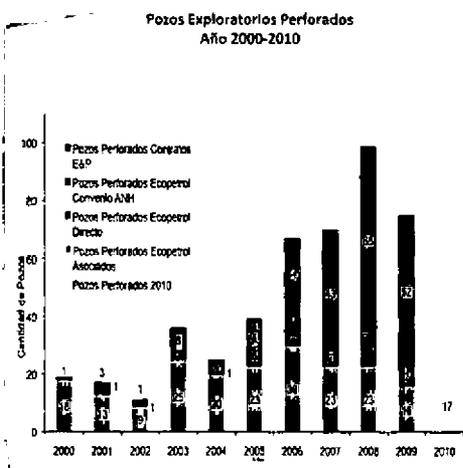


Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

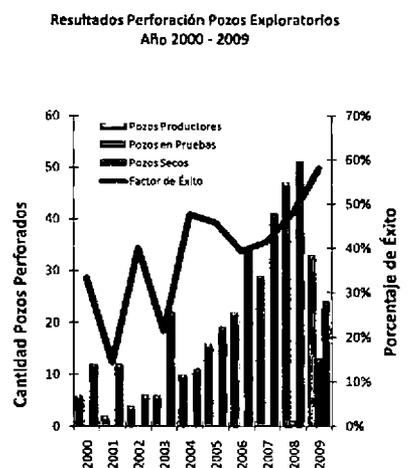


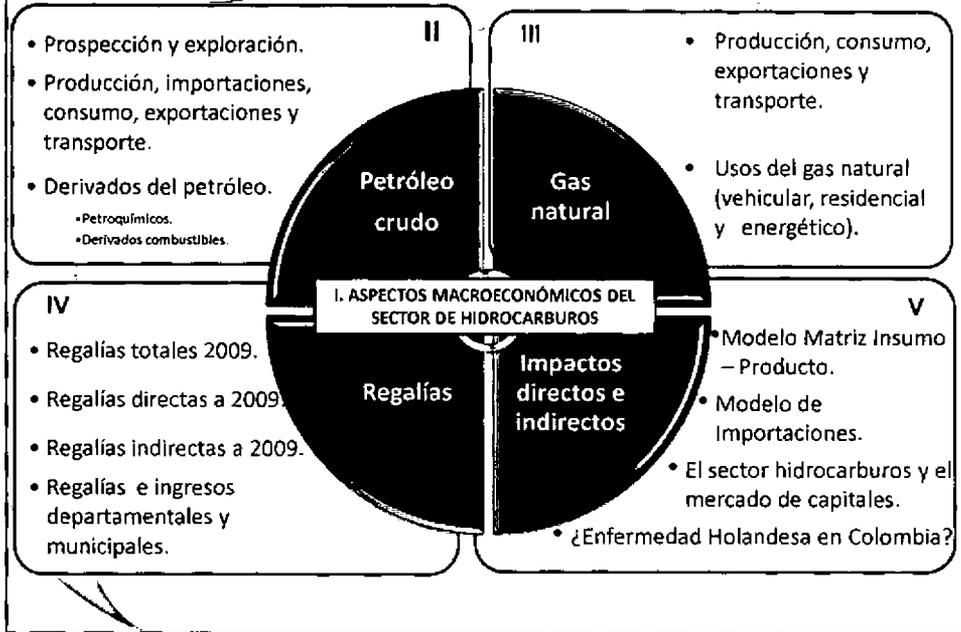
Universidad de los Andes

En los últimos cuatro años, la perforación de pozos exploratorios ha tenido un crecimiento significativo representada en la tasa de éxito



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos





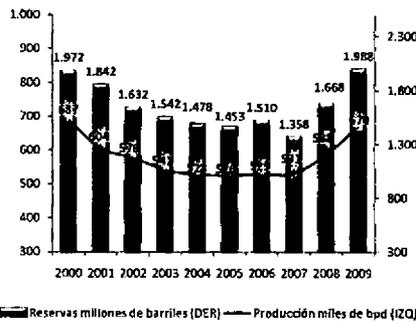
**PRODUCCIÓN, IMPORTACIONES, CONSUMO,
EXPORTACIONES Y TRANSPORTE DE PETRÓLEO
CRUDO**



Universidad de los Andes

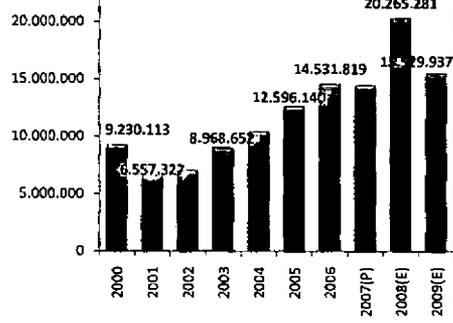
La producción ha disminuido entre 2000 y 2009, sin embargo el PIB se ha incrementado

Producción y reservas probadas de petróleo en Colombia 2000 - 2009



E: Estimado.
P: preliminar
Fuente: Ecopetrol (2000 - 2006) y ANH (2007 - 2009).

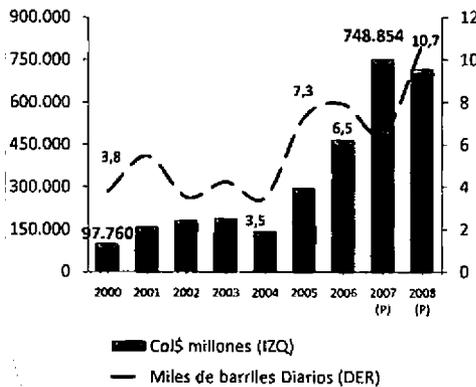
PIB Petróleo 2000 - 2009 (COL\$ millones corrientes)



Universidad de los Andes

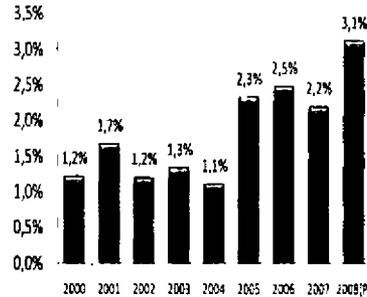
La importación de petróleo tipo Leona 22, Crudo Mesa, Cabina y Gullfaks se ha incrementado entre 2000 y 2008

Importación de petróleo crudo realizadas por Colombia 2000 - 2008



Fuente: DANE, Ministerio de Minas y Energía, Trade Map (DIAN).

Participación importaciones de petróleo crudo realizadas por Colombia en consumo interno de petróleo crudo 2000 - 2008 (%)

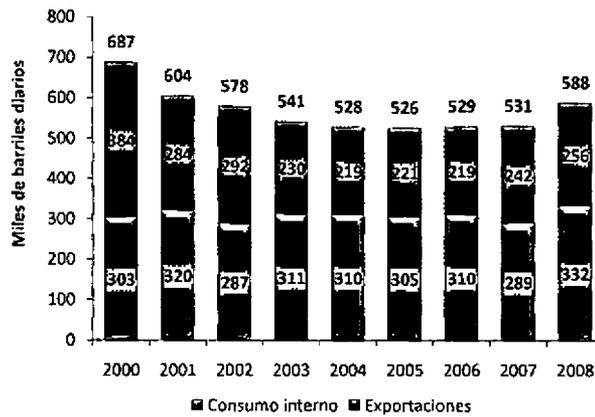




Universidad de los Andes

Más del 50% de la producción interna de petróleo es consumida en Colombia entre 2001 y 2008

Usos de la producción de petróleo en Colombia 2000 - 2008



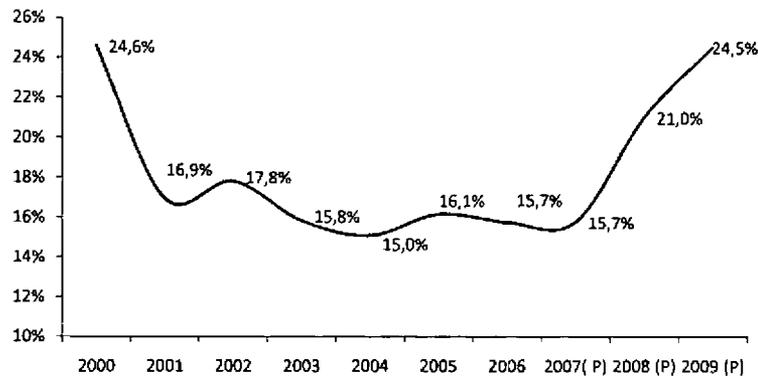
Fuente: Ministerio de Minas y Energía (UPME).



Universidad de los Andes

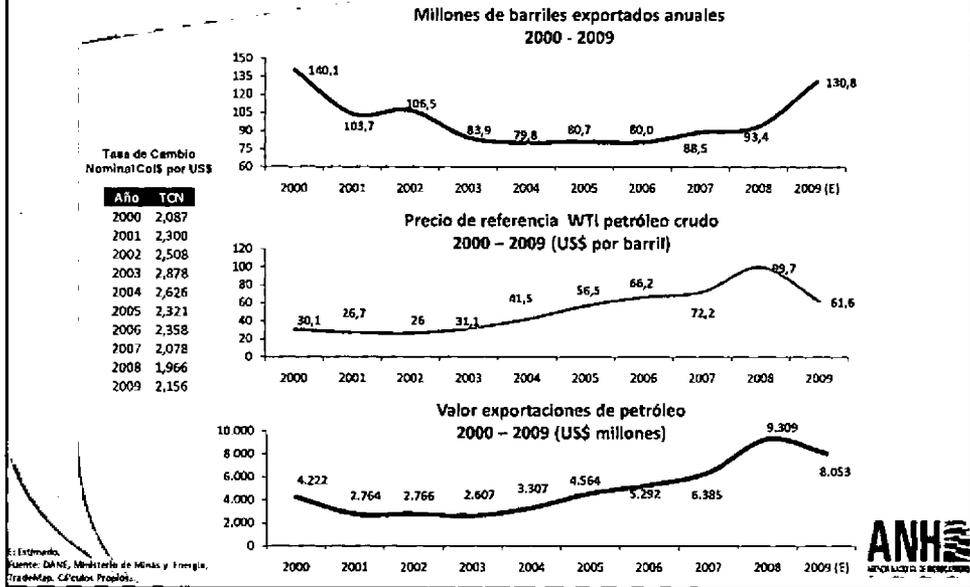
La exportaciones de petróleo crudo participan de manera relevante en las exportaciones totales

Exportaciones de petróleo como participación de las exportaciones totales 2000 - 2009 (%)



P. Provisional.
Fuente: DANE, Trade Map (DIAN).





Incremento en la red de transporte de petróleo crudo y otros derivados 2000 - 2005 - 2009 (Kilómetros)

Red Nacional del transporte	1999 - 2000 Kilómetros	2004 - 2005 Kilómetros	2008 - 2009* Kilómetros
Oleoductos (transporte de petróleo crudo)	4.870	4.876	4.928
Polliductos (Transporte de refinados)	2.673	3.630	3.980
Red Combustóleo (Transporte de refinados)	591	591	591
Red GLP (Transporte de refinados)	378	378	381
Total	8.512	9.475	9.880

* No incluye el oleoducto Campo Rubalén - Monterrey con una distancia de 2351m.
Fuente: Ministerio de Minas y Energía (1999), Ecopetrol (2004), y Unidad de Planeación Minero Energética (2008).

ANH
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS



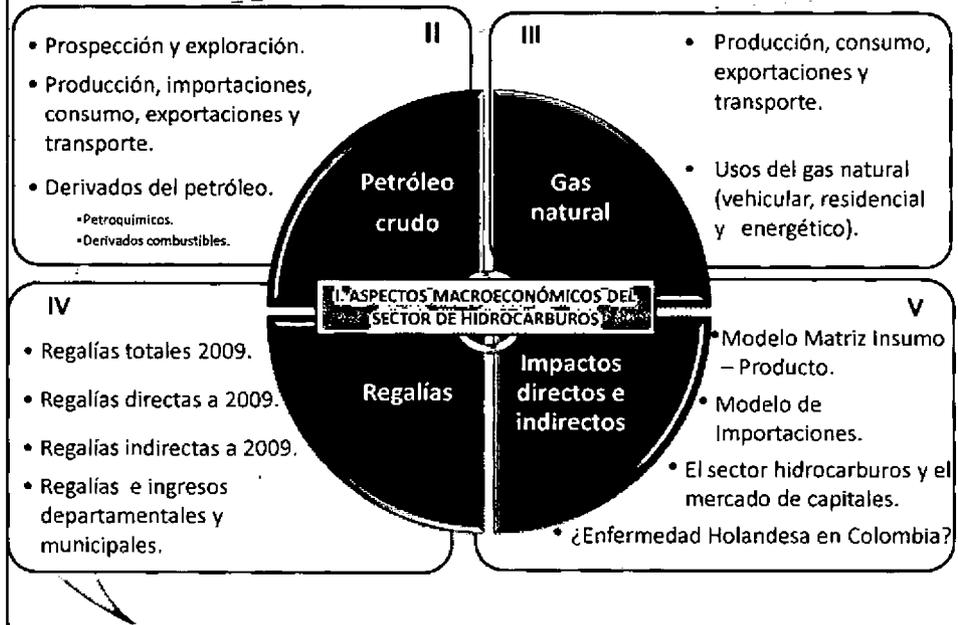
Cuantificación de los impactos de la producción de petróleo

Factor	Campos Maduros Producción 2008: 564.000 BPD		Otros Campos Producción 2008: 24.000 BPD		TOTAL
	US\$/Bt	Millones US\$/año	US\$/Bt	Millones US\$/año	
Precio por barril (US\$)		86,52		86,52	
Divisas	24,66	5.076,64	25,98	227,56	5.304,19
Mano de Obra	3,89	800,24	3,89	34,05	834,29
Ingresos al estado	39,80	8.193,05	43,95	385,01	8.578,06
Otros bienes	8,81	1.814,41	7,29	63,90	1.878,31
Otras Utilidades	9,35	1.925,78	5,41	47,36	1.973,14
Total contribución petróleo	86,52	17.810,12	86,52	757,88	18.567,99

Fuente: Elaboración propia.

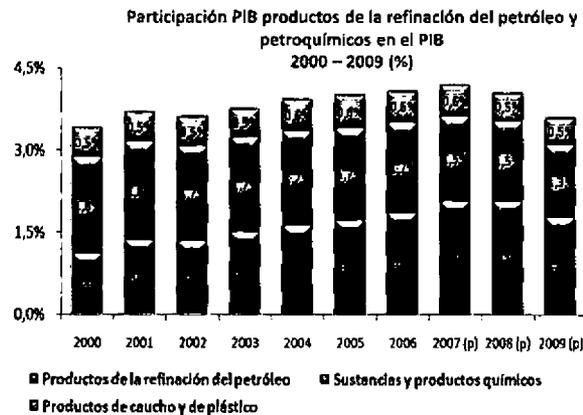
Se dividen en este estudio como campos maduros aquellos correspondientes a contratos suscritos antes del 2004, y como campos nuevos aquellos que corresponden a contratos suscritos después del 2004.

Los costos de extracción del petróleo crudo varían dependiendo si éste proviene de campos nuevos (mayores costos de inversión - menores costos de operación) y/o campos maduros (mayores costos de operación - menores costos de inversión).



PRODUCCIÓN Y COMERCIO PETROQUÍMICOS

Dentro de los subsectores del sector petroquímicos, el PIB de productos refinados del petróleo participan de forma relevante en el PIB total



Fuente: DANE, cálculos propios



Producción principales petroquímicos en Colombia 2008

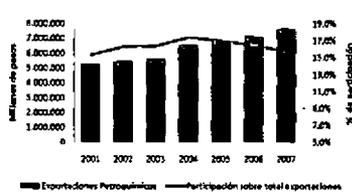
(Miles de toneladas por año)

Derivados	Capacidad de producción Miles tonelada por año
Polipropileno	405
Policloruro de Vinilo	390
Etileno	120
Poliestireno	103
Poliétileno de baja densidad	60
Tereftalato de poliétileno	45
Benceno	45
Ciclohexano	40
Orto Xileno	35
Tolueno	20
Total general	1,263

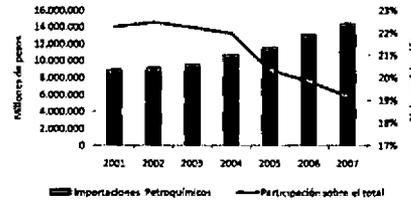
Fuente: Ecopetrol, DANE (EAM), Euromonitor, Business Monitor. Cálculos CEDE.



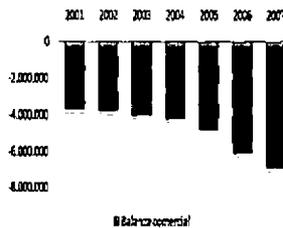
Total exportaciones de petroquímicos y su participación en el total de exportaciones 2001-2007

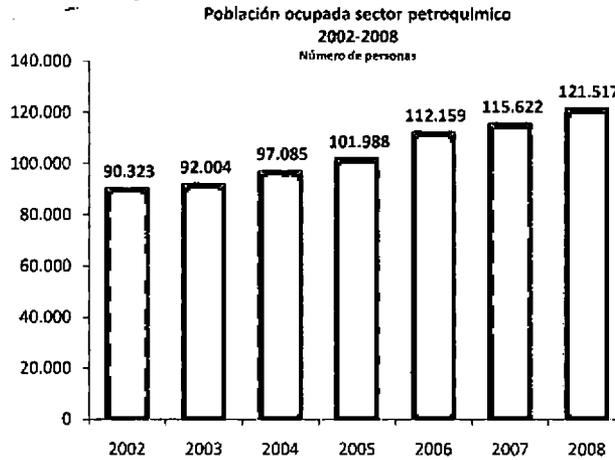


Total importaciones de petroquímicos y su participación en el total de importaciones 2001 - 2007

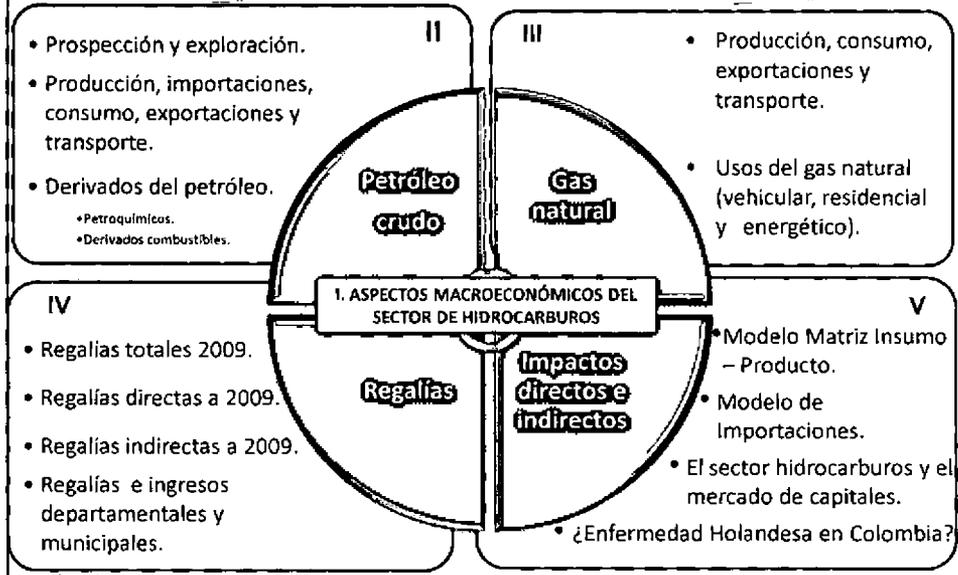


Balanza comercial sector petroquímico 2001-2007





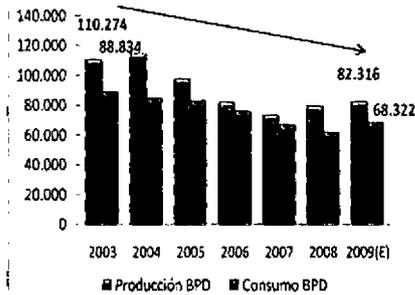
Fuente: EAM - DANE, cálculos propios.
I: Estimado.



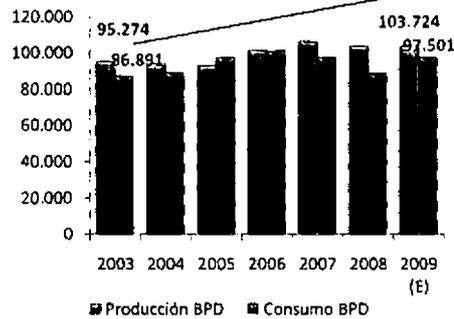
PRODUCCIÓN Y CONSUMO DERIVADOS COMBUSTIBLES

El consumo de gasolina, bencina y cocinol se ha sustituido por el consumo de ACPM, queroseno y JP-A

Total producción y consumo Gasolina Motor Regular, Gasolina Extra, Bencina y Cocinol (BPD) 2003 - 2009



Total producción y consumo ACPM, Queroseno y JP - A (BPD) 2003 - 2009

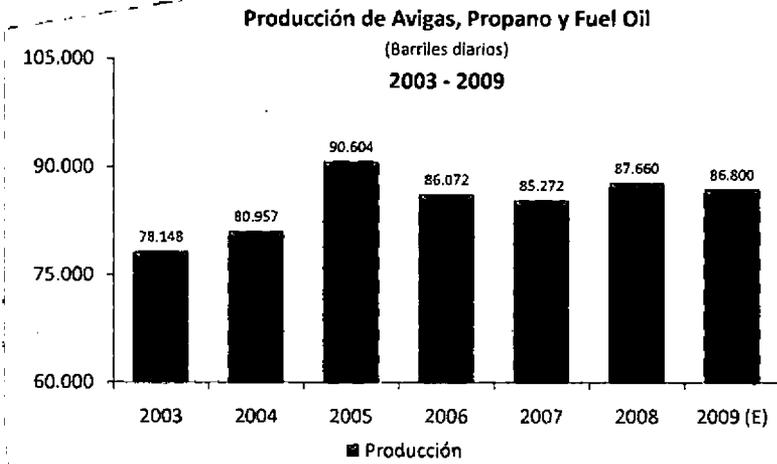


Fuente: Ministerio de Minas y Energía



Universidad de los Andes

La producción de avigas, propano y fuel oil se ha mantenido durante 2003 y 2009



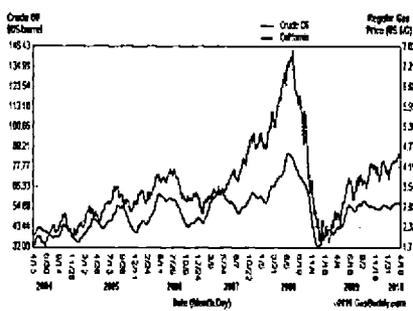
Fuente: Ecopetrol



Universidad de los Andes

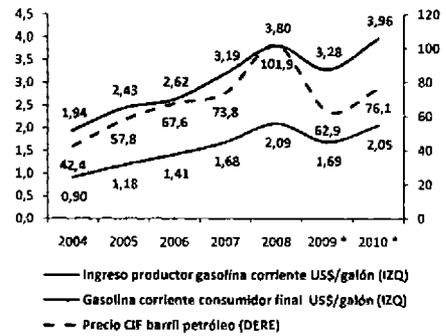
El precio internacional de la gasolina versus el precio internacional del petróleo

Precio del petróleo y gasolina corriente en el Estado de California USA (precio de referencia Colombia) US\$/Galón 2004 - 2010



* Precio a mayo de 2010
Fuente: Ministerio de Minas y Energía, gasBuddy.com

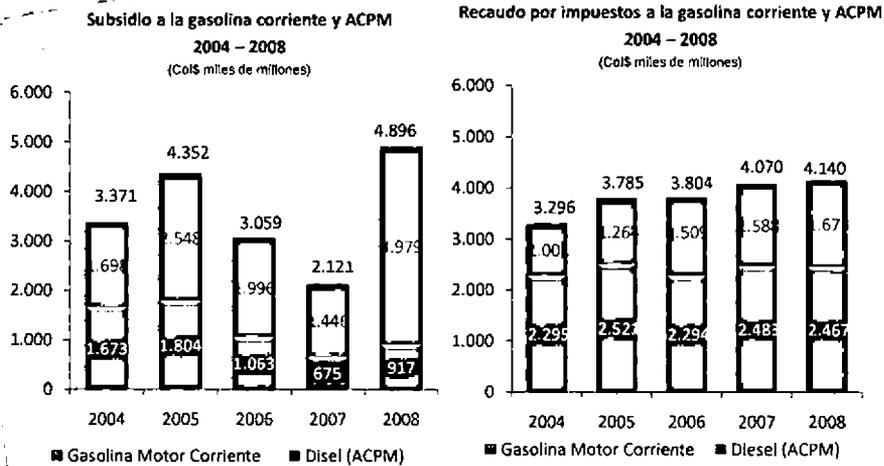
Precio gasolina corriente Colombia, ingreso al productor y precio barril petróleo CIF US\$/Galón 2004 - 2010





Universidad de los Andes

El desembolso por concepto de subsidio a la gasolina y ACPM ha sido menor que el recaudo de impuestos provenientes de estos combustibles



Total subsidio 2004 - 2008: Col\$17,8 billones

Total impuestos 2004 - 2008: Col\$19,1 billones

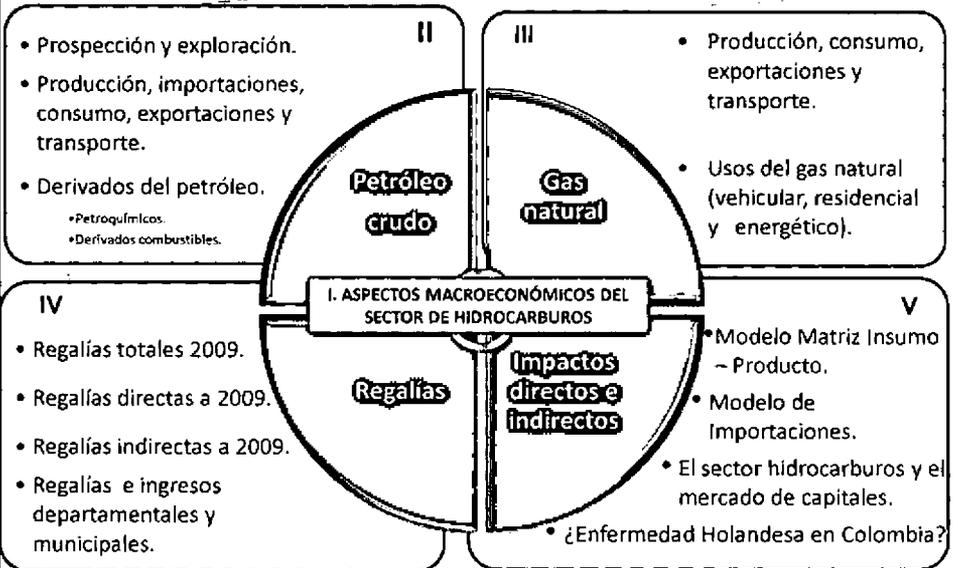


Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos CEDE.



Universidad de los Andes

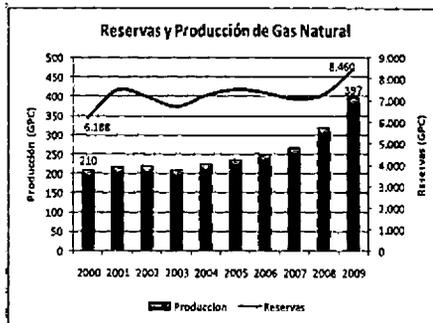
CONTENIDO



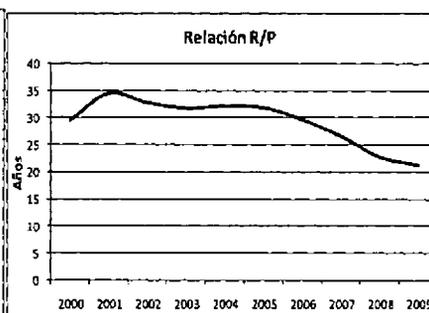
PRODUCCIÓN, CONSUMO, EXPORTACIONES Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL

La producción de gas natural se ha incrementado mientras que las reservas de gas se han mantenido constantes durante la mayor parte de la década, afectando el índice de abastecimiento

Reservas y producción de gas natural
2000 - 2009



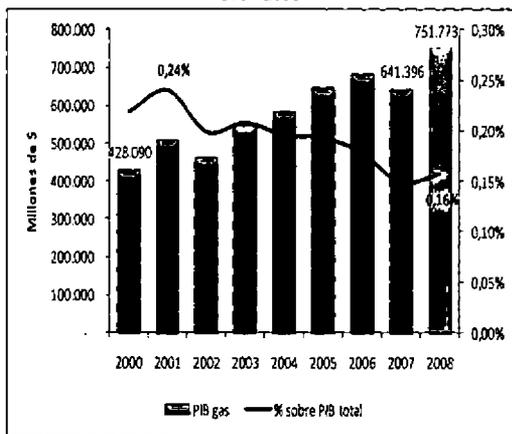
Factor Reservas / Producción
2000 - 2009



0; Giga-1000.000.000.
Reservas: incluye reservas probadas y probables.
Fuente: MME, UPME.

A pesar del crecimiento del PIB de gas natural, su tasa de crecimiento es menor que la de otros sectores, por lo que su participación en el PIB total ha disminuido

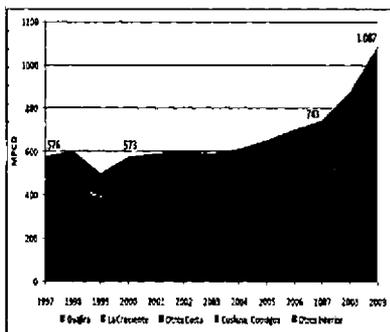
PIB de gas natural y participación sobre PIB total 2000 - 2008



Fuente: DANL

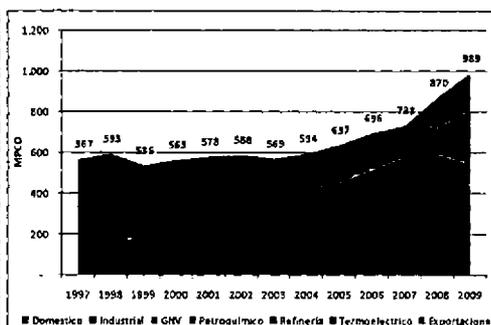
Guajira es el departamento que más produce gas natural y las termoeléctricas son las que más demandan este recurso

Evolución de producción de gas 1997 - 2009



MPCD: millones de pies cúbicos diarios.
Fuente: MME, UPME.

Evolución de Demanda Gas Natural por Sectores 1997 - 2009





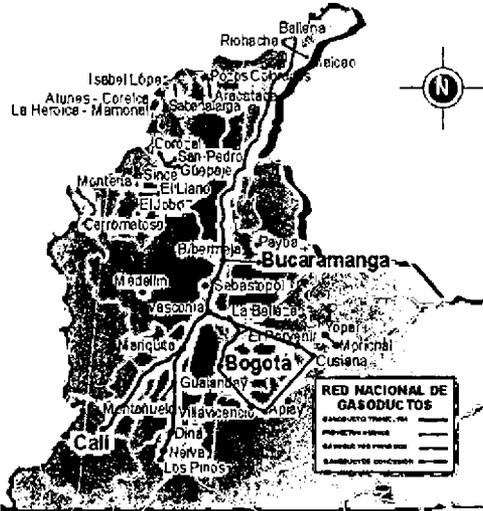
Universidad de los Andes

Incremento de las redes del sistema, en especial por la entrada en operación del gasoducto binacional entre Colombia y Venezuela, en 2008

Total redes del sistema: 6.973 kilómetros en 2009.

Gasoducto Binacional:

- Capacidad de 500 MPCD.
- 224 kilómetros de tubería de alta presión (89 km en territorio colombiano).
- Costo estimado de 230 millones de dólares.



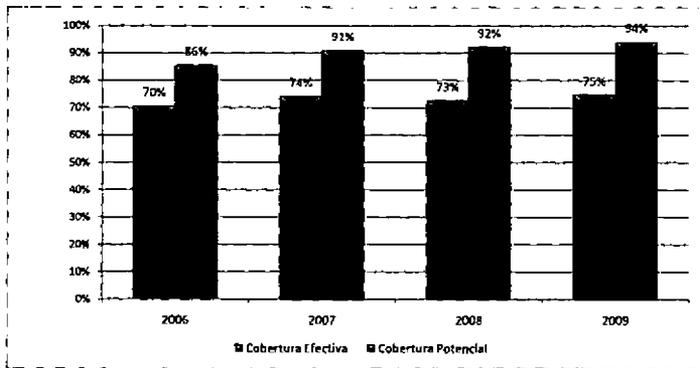
Fuente: TGI



Universidad de los Andes

...favorable evolución de la cobertura efectiva y potencial del servicio de gas natural

Evolución cobertura total del servicio de gas natural 2006-2009



FUENTE: MME, cálculos CEDE

Cobertura potencial = Potencial Usuarios / Población Catastro

Cobertura efectiva = Usuarios conectados / Población Catastro

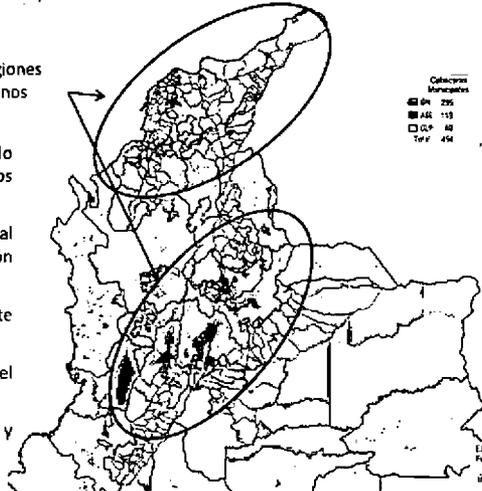
Potencial usuarios: Usuarios que tienen acceso a la red de distribución pero no se han conectado al servicio.



Impacto positivo para las regiones de la costa, el centro y los llanos orientales.

Otras regiones no han sido beneficiadas debido entre otros factores a:

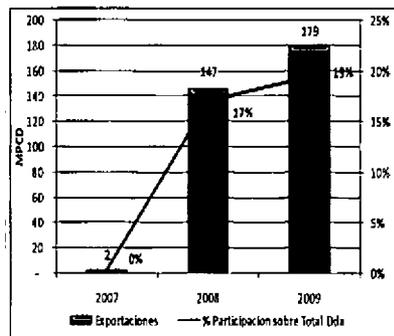
- La baja densidad poblacional hace ineficiente la prestación del servicio por redes.
- Infraestructura de transporte y distribución inexistente.
- Limitaciones en capacidad del sistema de transporte.
- Poca cercanía a pozos y plantas de producción.



Elaboración CREG
Fuente: Estadísticas CREG
Sistema Geográfico Nacional DANIE
Última actualización: 08/10/2010

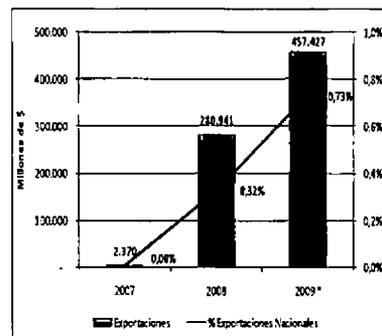
FUENTE: CREG

Exportaciones de gas natural 2007 - 2009 (MPCD)

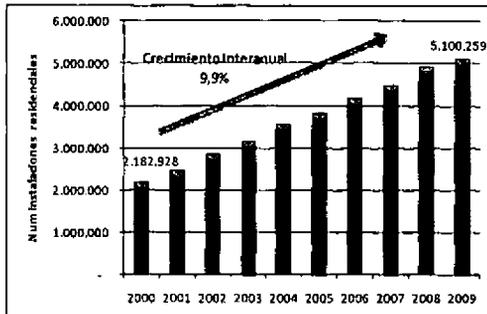


M: millón.
2009*: Estimado
Fuente: USMPE, MPM, DANIE, Tademap.

Exportaciones de gas natural 2007 - 2009 (Col\$ millones)



Evolución de usuarios residenciales 2000 - 2009
(Número de instalaciones residenciales)



Fuente: UPMV.

Número de Vehículos A GNV y EDS 2002 - 2009

Año	Total Veh Convertidos	Total EDS
2002	18.369	ND
2003	29.922	77
2004	53.169	96
2005	95.917	155
2006	168.523	283
2007	235.058	406
2008	280.638	514
2009	302.365	601

Fuente: MME
GNV: Gas Natural Vehicular
EDS: Estaciones de Servicio
ND: No disponible

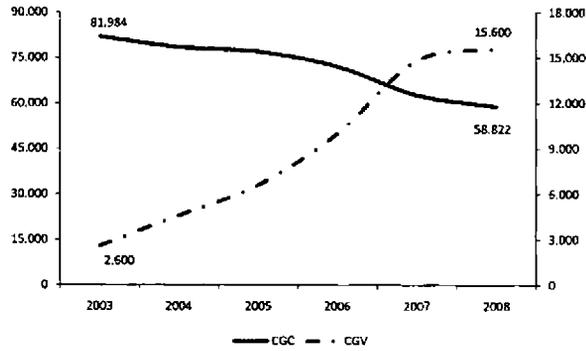
Ahorro por sustitución de energía eléctrica en sector residencial

Año	Consumo de GN Residencial MBTU (1)	Precio Energía Eléctrica \$/MBTU (2)	Precio Gas Natural \$/MBTU (3)	Ahorro unitario \$/MBTU (4) = (2) - (3)	Ahorro total por sustitución MCol\$ (5) = (1) * (4)
2004	29.866.077	61.441	17.646	43.795	1.307.992
2005	31.587.037	62.689	18.075	44.614	1.409.232
2006	33.381.583	78.724	20.170	58.554	1.954.610
2007	35.740.326	80.024	20.380	59.643	2.131.678
2008	32.979.298	115.247	26.485	88.761	2.927.286

Fuente: CREG, SSPD, SUI, IV Saucedo. Cálculos propios.

...la disminución en el consumo de gasolina corriente es compensada parcialmente con un marcado incremento en gas natural vehicular

Consumo de gasolina corriente y gas vehicular en barriles Día (BD) 2003 - 2008



EGC: Consumo de Gasolina Corriente.
CGV: Consumo de Gas Vehicular.
Fuente: MIVL, cálculos y elaboración propia.

... se ha presentado un incremento sostenido en el ahorro por la sustitución de gasolina corriente por consumo de gas vehicular

Ahorro por sustitución de gasolina corriente

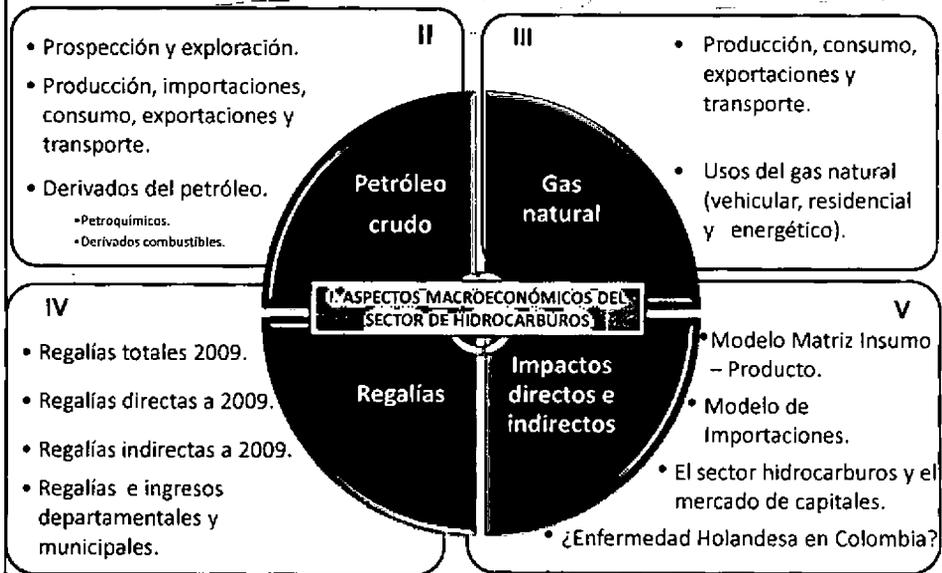
Año	Consumo GNV galón/año (1)	Precio GMC \$/galón (2)	Precio GNV \$/galón (3)	Ahorro unitario \$/galón (4) = (2)-(3)	Ahorro total por sustitución MCo\$ (5) = (1) * (4)
2003	39.858.000	4.330	2.126	2.203	87.823
2004	70.518.000	5.087	2.427	2.659	187.541
2005	101.178.000	5.641	2.654	2.987	302.219
2006	153.300.000	6.189	2.982	3.206	491.534
2007	226.884.000	6.635	3.489	3.146	713.805
2008	239.148.000	7.477	4.105	3.371	806.236

Fuente: MME, UPME, Cálculos propios

Cuantificación de los Impactos del Sector de Gas Natural

Contribución Anual de Gas Natural	Total US\$/MPC	US\$	M\$Col
Tarifa (US\$/MPC)	9.212,28		
Mano de Obra	1.143,10	364.660.151	717.017
Divisas (Importaciones)	771,96	246.261.395	484.214
Ingresos del Estado	3.573,64	1.140.025.662	2.241.587
Otras Utilidades	1.188,50	379.142.435	745.493
Otros costos	2.535,09	808.720.297	1.590.154
Total Contribución Gas Natural	9.212,28	2.938.809.940	5.778.464

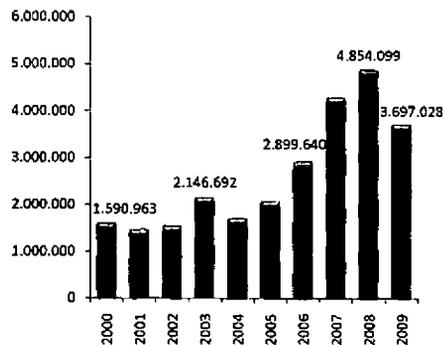
Fuente: Elaboración propia.



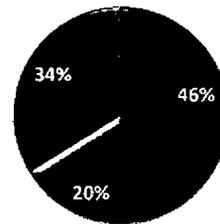
REGALÍAS SECTOR HIDROCARBUROS E IMPACTO FISCAL EN DEPARTAMENTOS Y MUNICIPIOS

La regalías totales se han incrementado en la última década, las autoridades departamentales son las que más se benefician de ellas

Regalías totales giradas 2000 - 2009*
(Col\$ millones)



Regalías totales giradas según destino 2000 - 2009
(%)



■ Departamentos ■ Municipios ■ Otros
 Total acumulado 2000 - 2008: Col\$ 26.213.533 millones

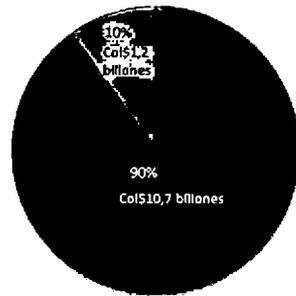
*Regalías directas e indirectas.
Fuente: Ecopetrol, ANH.



Universidad de los Andes

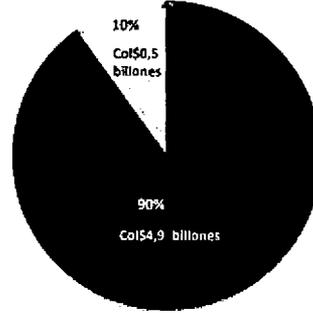
Dicho incremento en las regalías se traduce en mayores recursos para inversión social en los municipios y departamentos productores

Regalías directas giradas a departamentos
2000 - 2009



- Planes de desarrollo departamento
- Interventoría técnica y gastos de administración

Regalías directas giradas a municipios
2000 - 2009



- Plan de desarrollo municipios
- Interventoría técnica y gastos de administración

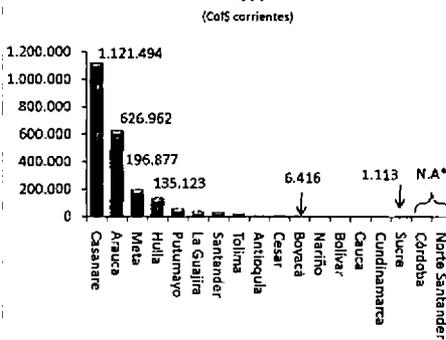
Fuente: Ecopetrol, ANH, Cálculos CEDE.



Universidad de los Andes

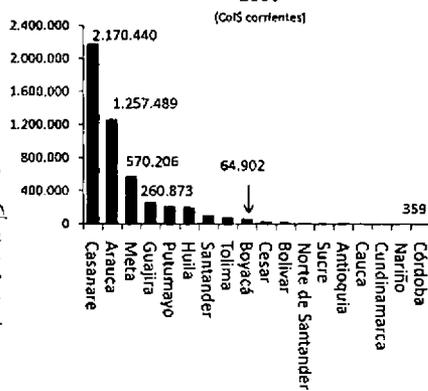
Las regalías directas per cápita se han incrementado, en especial en los departamentos de Casanare, Arauca y Meta

Regalías directas per cápita por producción de petróleo crudo y gas natural
2000

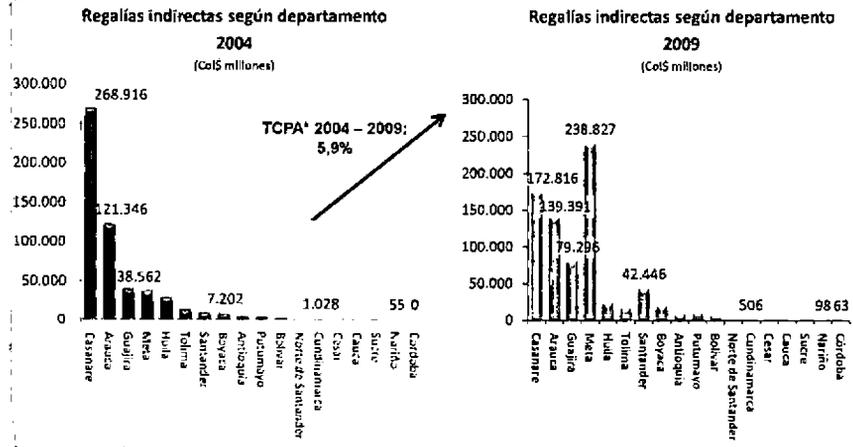


N.A*: No aplica.
Fuente: DAHE. Elaboración propia

Regalías per cápita por producción de petróleo crudo y gas natural
2009



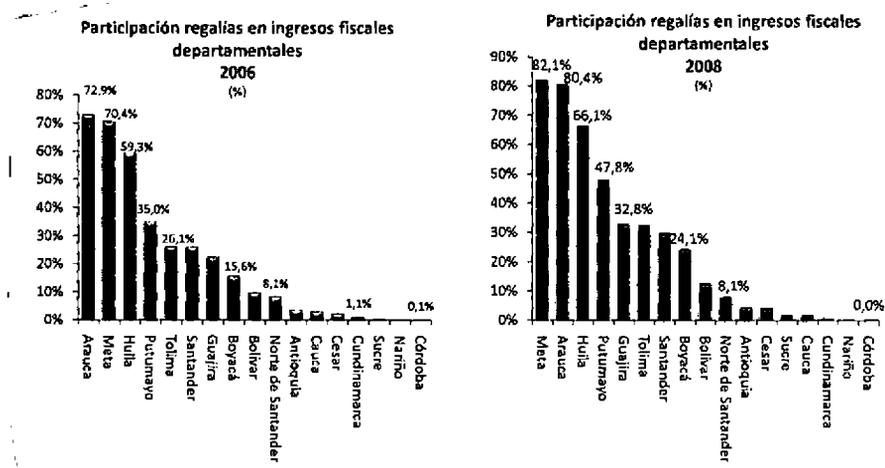
Las regalías indirectas se han incrementado, los principales departamentos beneficiados son Casanare, Arauca, Guajira y Meta



*TCPA: Tasa de Crecimiento Promedio Anual.
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.



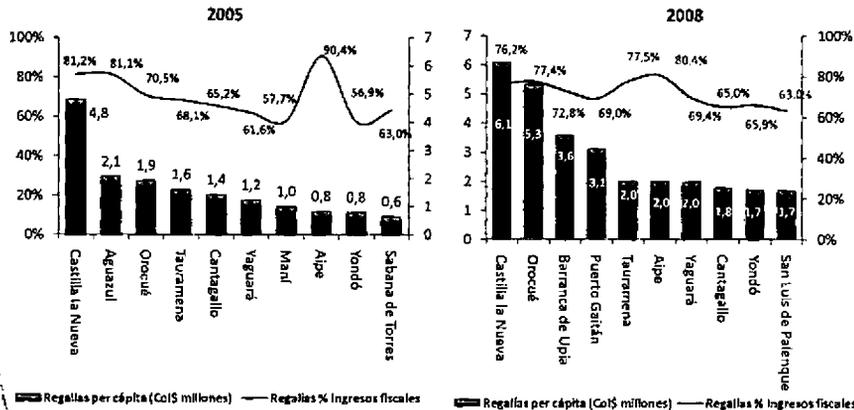
Arauca, Meta y Huila son los principales departamentos que dependen de las regalías para financiar su gasto público



*Las regalías e ingresos fiscales para el departamento del Casanare no se ajustan a los ingresos fiscales; estas participan más del 100%.
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, DHP.



Regalías como participación ingresos fiscales y regalías per cápita según principales municipios productores de petróleo crudo y gas natural



Fuente: DANE, DNP.

Ejecución presupuestal municipio Barranca de Upiá con regalías y sin regalías 2003 - 2008

(Col\$ millones de pesos)

Municipio	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Barranca de Upiá	2.100	2.988	2.833	5.029	3.797	16.814

Sin regalías Con regalías

Ejecución presupuestal municipio Cotorra (Córdoba) con regalías y sin regalías 2003 - 2008

(Col\$ millones de pesos)

Municipio	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Cotorra (Córdoba)	5.197	5.209	6.316	7.375	7.889	13.731

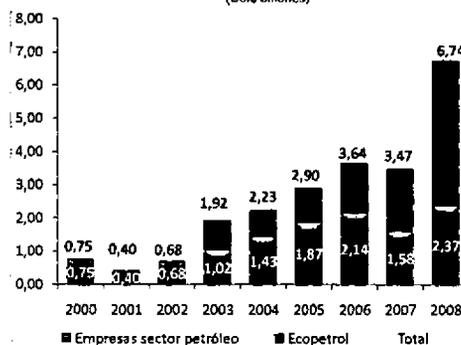
Sin regalías Con regalías

Fuente: Departamento Nacional de Planeación.

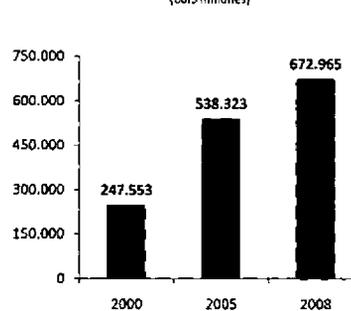
IMPACTO FISCAL DEL SECTOR HIDROCARBUROS Y PETROQUÍMICOS

Las empresas del subsector (incluido Ecopetrol) contribuyen en gran medida en los ingresos tributarios que recauda el Estado

Total impuesto renta recaudado a empresas del subsector petróleo crudo 2000 - 2008 (Col\$ billones)



Total impuesto renta recaudado a empresas del subsector petroquímicos 2000 - 2008 (Col\$ millones)



Fuente: Superintendencia de sociedades, Ecopetrol [a partir de 2004 se contabiliza el impuesto a la renta de Ecopetrol].



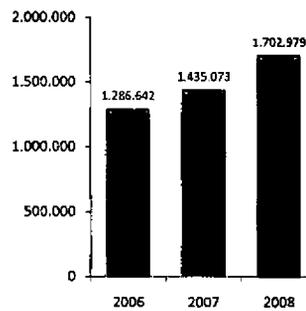
Universidad de los Andes

La contribución a las finanzas públicas no sólo se reducen a las regalías, el sector aportó cerca de \$18,7 billones en 2008

Ingresos fiscales generados por el sector petróleo crudo, gas natural y derivados del petróleo Incluidas regalías directas
2006 - 2008
(Col\$ billones)

Rubro	2006	2007	2008
1. Impuesto a la renta empresas sector petróleo	3,6	3,5	6,7
2. Impuesto a la renta empresas sector petroquímicos	0,67	0,64	0,67
3. Impuestos gasolina corriente, extra y ACPM	4,0	4,3	4,4
4. Utilidades de Ecopetrol	3,4	5,2	4,7
5. Regalías indirectas*	0,54	1,9	1,2
6. Ingresos ANH + Excedente Financiero ANH***	1,5	0,1	1,0
7. Total (suma de 1 a 6)	13,8	15,5	18,7
Ingreso del Presupuesto Nacional**	84,1	95,3	109,0
Participación	19,8%	16,3%	17,1%
Hogares (número)	10.698.275	10.826.601	10.955.809
Ingresos generados sector petróleo e hidrocarburos por hogar (Col\$ corrientes)	1.286.642	1.435.073	1.702.979

Ingresos fiscales generados por el subsector petróleo crudo, gas natural por hogar
2006 - 2008
(Col\$ corrientes)



*Las utilidades de Ecopetrol que son transferidas al gobierno nacional central a partir del 2007 son el 85,9% del total de éstas. Además, se contabiliza el impuesto a la renta de Ecopetrol.
Fuente: Ecopetrol, ANH, Ministerio de Minas y Energía, Superintendencia de Sociedades.



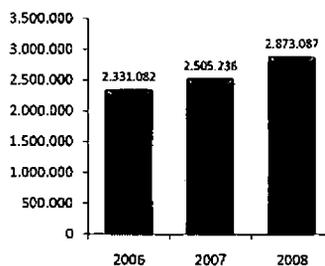
Universidad de los Andes

Los ingresos provenientes del sector hidrocarburos por hogar afiliado al Sisbén I y II se han incrementado entre 2006 y 2009

Ingresos fiscales generados por el sector petróleo crudo, gas natural y derivados del petróleo Incluidas regalías directas
2006 - 2008
(Col\$ billones)

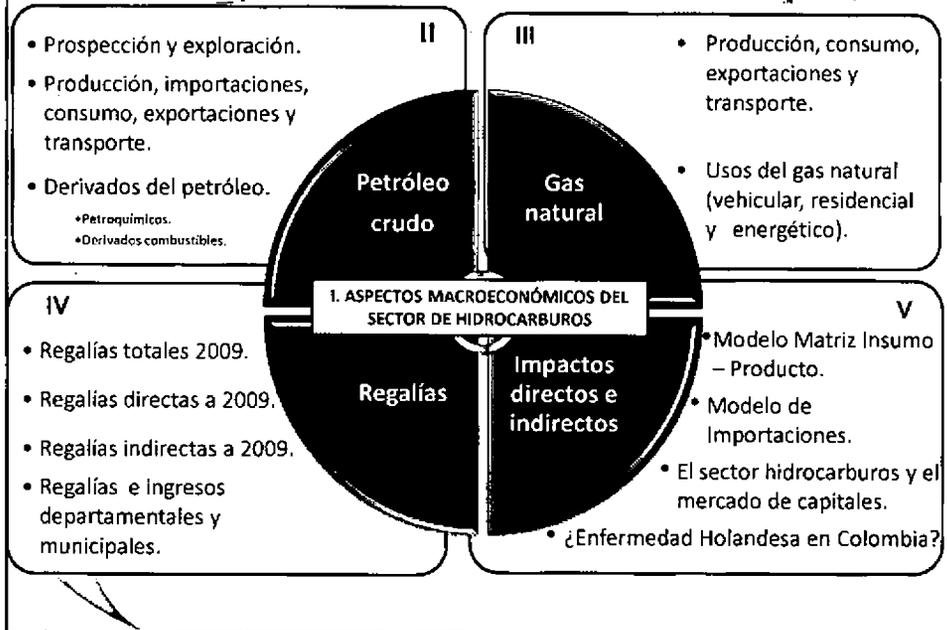
Rubro	2006	2007	2008
1. Impuesto a la renta empresas sector petróleo	3,6	3,5	6,7
2. Impuesto a la renta empresas sector petroquímicos	0,7	0,6	0,7
3. Impuestos Gasolina corriente, extra y ACPM	4,0	4,3	4,4
4. Utilidades de Ecopetrol	3,4	5,2	4,7
5. Regalías Indirectas	0,5	1,9	1,2
6. Excedente Financiero ANH + Ingresos ANH	1,5	0,1	1,0
7. Regalías directas	2,1	2,2	3,3
Total (Suma de 1 a 7)	15,9	17,7	22,0
PIB precios corrientes	383,3	431,8	478,4
Participación	4,1%	4,1%	4,6%
Hogares en Colombia Sisbén I y II (Número)	6.805.789	7.079.958	7.642.478
Ingresos generados sector petróleo e hidrocarburos por hogar Sisbén I y II (Col\$ corrientes)	2.331.081	2.505.236	2.873.087

Ingresos fiscales generados por hogar Sisbén I y II generados por el sector petróleo crudo, gas natural
2006 - 2008
(Col\$ corrientes)

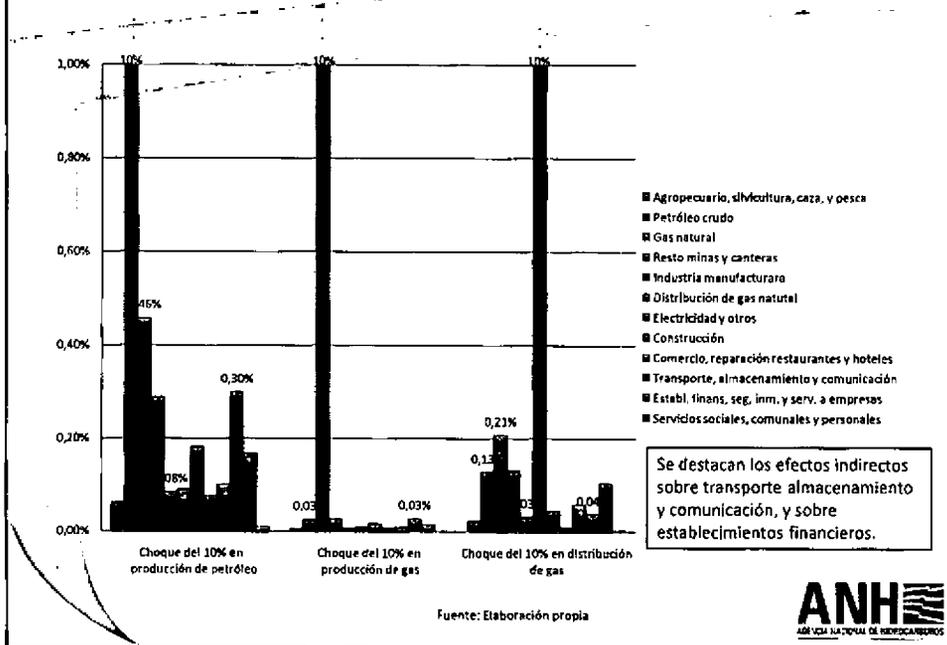
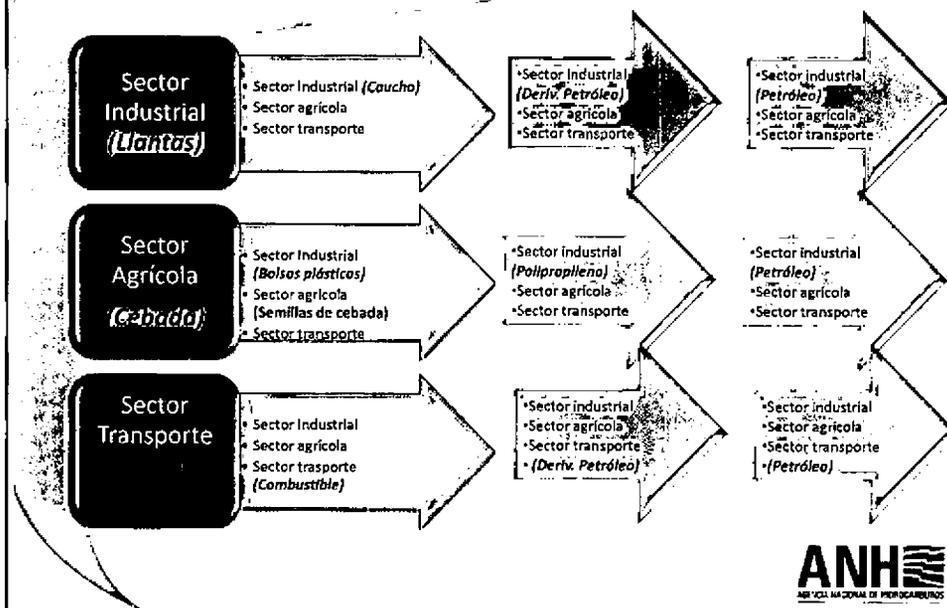


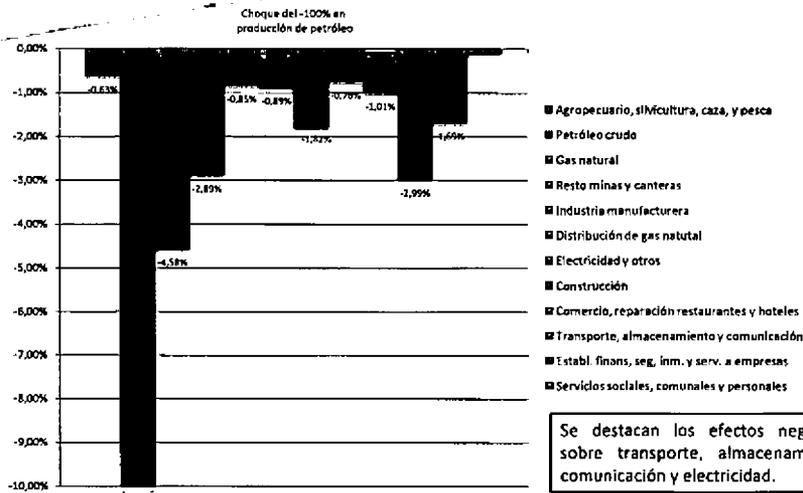
*Las utilidades de Ecopetrol que son transferidas al gobierno nacional central a partir del 2007 son el 85,9% del total de éstas. Además, se contabiliza el impuesto a la renta de Ecopetrol.
Fuente: Ecopetrol, ANH, DNP, Ministerio de Minas y Energía, Superintendencia de Sociedades.





ENCADENAMIENTOS EN LA ECONOMÍA POR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS





Fuente: Elaboración propia.



Efectos multiplicadores ante choques en la producción de petróleo, gas y distribución de gas. 2007.

Choque en la producción de petróleo	
Multiplicador de oferta (PIB + M)	1,51
Multiplicador de demanda (C+I+X)	1,56
Choque en la producción de gas	
Multiplicador de oferta (PIB + M)	2,42
Multiplicador de demanda (C+I+X)	2,43
Choque en la distribución de gas	
Multiplicador de oferta (PIB + M)	2,20
Multiplicador de demanda (C+I+X)	2,23

Fuente: Elaboración propia.

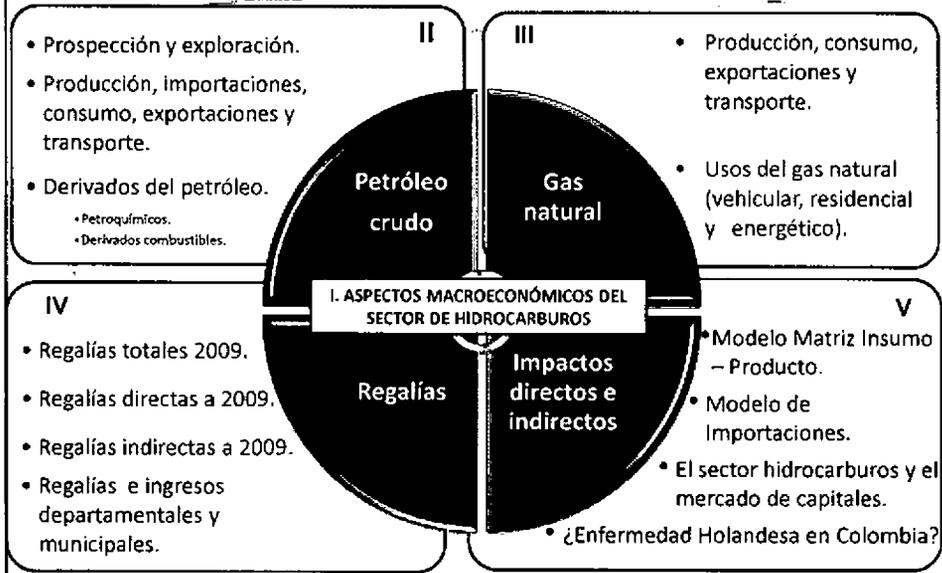
La producción de petróleo y gas tiene efectos multiplicadores sobre el Valor Bruto de Producción, que se explican por las interrelaciones sectoriales.



Efectos sobre el nivel de empleo ante choques en la producción de petróleo, gas y distribución de gas 2007.

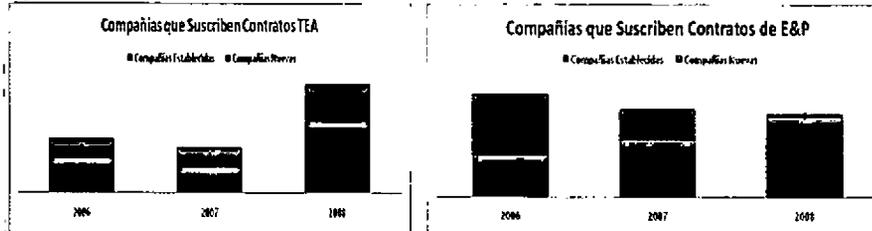
Sector	Incremento en producción de:		
	Choque del 10% en producción de petróleo	Choque del 10% en producción de gas	Choque del 10% en distribución de gas
Agropecuario, silvicultura, caza, y pesca	1.300	119	459
Petróleo crudo	1.571	4	20
Gas natural	16	343	7
Resto minas y canteras	288	26	131
Industria manufacturera	1.478	135	542
Distribución de gas natural	15	1	1.699
Electricidad y otros	89	8	22
Construcción	404	37	43
Comercio, reparación restaurantes y hoteles	1.350	123	776
Transporte, almacenamiento y comunicación	4.078	372	498
Establ. finans, seg, inm. y serv. a empresas	1.392	127	859
Servicios sociales, comunales y personales	245	22	64
Cambio en el empleo total	12.228	1.318	5.121
Cambio % en el empleo total	0,07%	0,01%	0,03%

Fuente: Elaboración propia

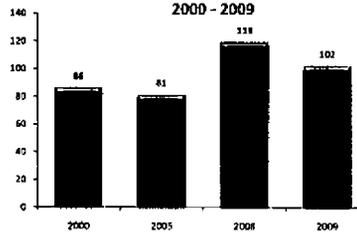


DINÁMICA DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN EL MERCADO DE CAPITALES

El número de compañías relacionadas con la extracción de petróleo y gas se han incrementado entre 2000 y 2009



Número de empresas relacionadas con la extracción de petróleo crudo y gas natural 2000 - 2009



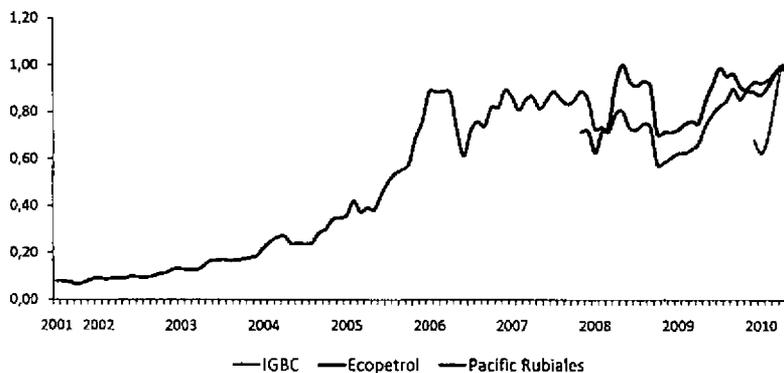
Fuente: Informes de Gestión, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Superintendencia de Sociedades.



Universidad de los Andes

Existe una estrecha relación entre el comportamiento del IGBC y la evolución de las acciones de Ecopetrol

Evolución IGBC, Acción Ecopetrol y Acción Pacific Rubiales 2001 - 2010
(Variables normalizadas)



Variable normalizada: se toma el valor máximo de cada una de las tres series de datos y cada una de las observaciones se divide por su valor máximo, de esta forma las series varían entre 0 y 1. Esta normalización es conveniente para ver su movimiento conjunto.

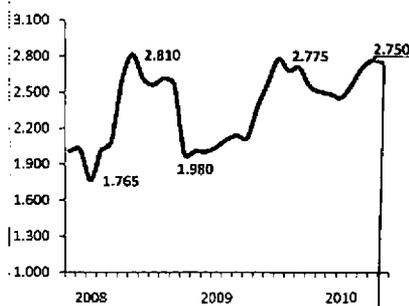
Fuente: Bolsa de Valores de Colombia. Elaboración propia.



Universidad de los Andes

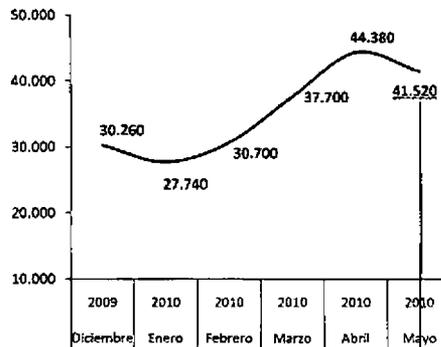
...el crecimiento en el precio de las acciones de Ecopetrol y Pacific Rubiales se traduce en un mayor dinamismo de la bolsa de valores

Valor acción Ecopetrol 2007-2010
(Fin de mes Col\$ nominal)



7 de mayo: valor transado ascendió a \$44.689 millones. (Ranking: 2 de 32).

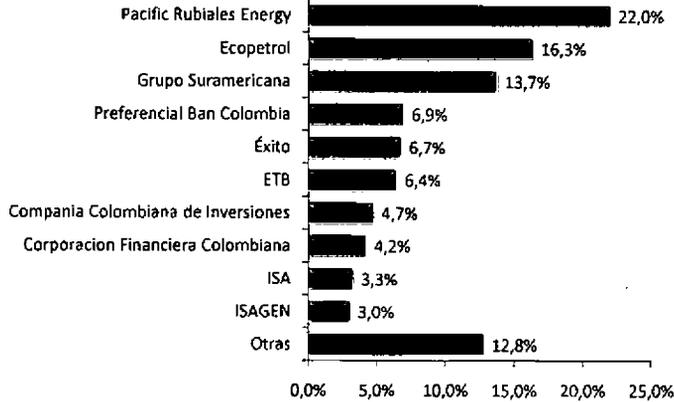
Valor acción Pacific Rubiales 2007-2010
(Fin de mes Col\$ nominal)



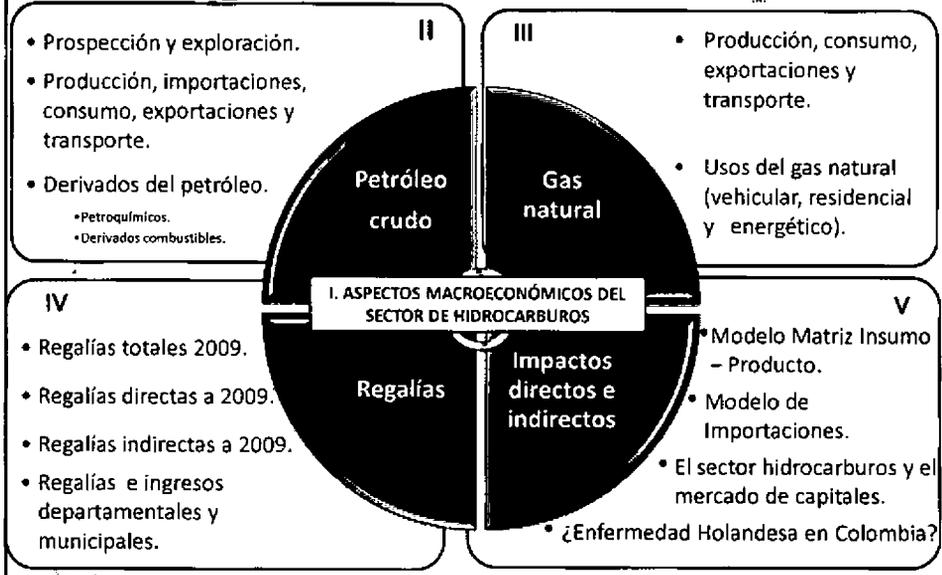
7 de mayo: valor transado ascendió a \$60.107 millones. (Ranking: 1 de 32).

Fuente: Bloomberg

Valor transado día típico en la Bolsa de Valores de Colombia



Total transado: Col\$273.586.90 millones.
Fuente: Bolsa de Valores de Colombia (7 de mayo 2010).



ESCENARIO DE NO PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO **(Importación de petróleo)**

La no producción de petróleo genera una disminución en divisas por no exportarlo, por no producirlo para consumo interno y por no recibir IED para producirlo

Valor del consumo interno y exportaciones de petróleo **2000 – 2009**

Año	1. Precio barril USD (FOB)	2. Precio Barril USD CIF	3. Exportacion es millones Barriles anuales	4. Consumo Interno millones Barriles anuales	5. Exportacion es petróleo a precios FOB USD millones	6. Consumo Interno a precios CIF USD millones	7. (5+6). Total USD millones	8. IED	TOTAL (7+8)
2000	30,1	30,8	140,1	110,8	4.222	3.411	7.633	-384	7.249
2001	26,7	27,2	103,7	116,9	2.764	3.185	5.949	521	6.470
2002	26,0	26,5	106,5	104,6	2.766	2.778	5.544	449	5.993
2003	31,1	31,8	83,9	113,7	2.607	3.611	6.218	278	6.496
2004	41,5	42,4	79,8	113,1	3.307	4.792	8.099	495	8.594
2005	56,5	57,8	80,7	111,3	4.564	6.433	10.997	1.125	12.122
2006	66,2	67,6	80,0	113,2	5.292	7.656	12.948	1.895	14.943
2007	72,2	73,8	88,5	105,5	6.385	7.779	14.164	3.333	17.497
2008	99,7	101,9	93,4	121,3	9.309	12.351	21.660	3.392	25.052
2009(P)	61,6	62,9	130,8	113,7	8.053	7.153	15.206	2.633	17.839

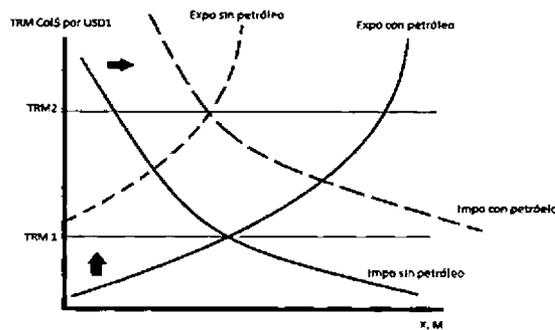
P: preliminar.
Fuente: Fuente: Bolsa de Nueva York, Banco de la República, Ministerio de Minas y Energía, TradeMap, DANF. Cálculos propios

Impacto en el mercado de divisas como participación de las exportaciones totales

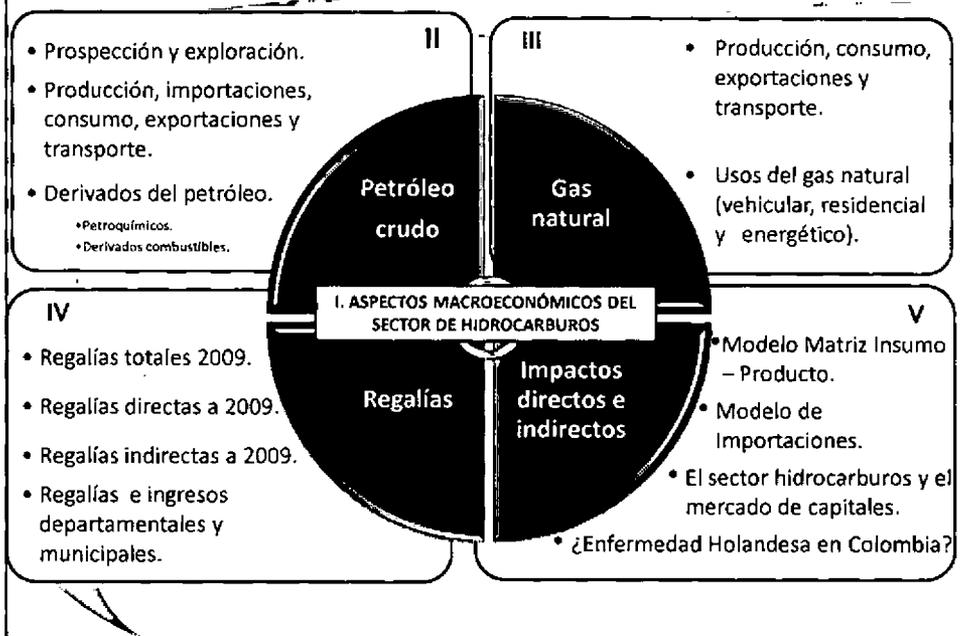
Año	1. Disminución en divisas por no producir petróleo USD millones	2. Exportaciones totales USD millones FOB	Razón 1 entre 2
2000	7.249	13.158	55,1%
2001	6.470	12.330	52,5%
2002	5.993	11.975	50,0%
2003	6.496	13.129	49,5%
2004	8.594	16.788	51,2%
2005	12.122	21.190	57,2%
2006	14.943	24.391	61,3%
2007	17.497	29.991	58,3%
2008	25.052	37.626	66,6%
2009	17.839	32.853	54,3%

Fuente: DANE. Cálculos propios

Desplazamientos curva de exportaciones e Importaciones



Fuente: Cálculos propios



¿ENFERMEDAD HOLANDESA EN COLOMBIA POR INCREMENTO EN LA ACTIVIDAD DE HIDROCARBUROS?



Universidad de los Andes

Colombia no cumple con todos los criterios económicos para afirmar que hay enfermedad holandesa debido a la actividad de hidrocarburos

Indicadores a evaluar para determinar enfermedad Holandesa

Año	TCN (CoC por USD)	Variación índice tasas de cambio real (a diciembre)	Exportaciones sin petróleo como participación PIB	Incremento Exportaciones de petróleo USD millones	Incremento IED USD millones	Participación hidrocarburos PIB	Participación Ingresos hidrocarburos Ingresos del Estado	Empleo generado (Número de personas)	Ingresos por hogar generados por actividad hidrocarburos CajS corrientes	Ranking en Valor Bursátil BVC de 32 empresas
2000	2.087	6,7%	9,5%	-	-	4,7%	-	-	-	No cotiza
2001	2.300	0,3%	10,3%	-1.458	905	3,3%	-	-	-	No cotiza
2002	2.508	-10,4%	9,9%	2,0	-72	3,0%	-	-	-	No cotiza
2003	2.878	2,7%	11,5%	-158	-171	3,4%	-	-	-	No cotiza
2004	2.628	-12,7%	11,8%	700	217	3,5%	-	-	-	No cotiza
2005	2.321	-10,5%	11,5%	1.257	630	3,8%	-	-	-	No cotiza
2006	2.158	-1,9%	11,7%	778	870	3,8%	16,4%	-	1.482.938	No cotiza
2007	2.078	-7,5%	11,4%	1.093	1.338	3,3%	16,3%	-	1.638.276	Entre 1 y 5
2008	1.966	-4,5%	11,6%	2.924	59	4,2%	17,0%	359.956	2.004.189	Entre 1 y 5
2009	2.156	8,5%	10,7%	-1.256	-759	3,1%	-	-	-	Entre 1 y 5

Devaluación No hay tendencia Incremento No hay tendencia No hay tendencia Se mantiene Incremento Incremento Retratado

Indicador	Cumple con criterios de enfermedad Holandesa	
	SI	NO
Tasa de Cambio Nominal	X	
Exportaciones sin petróleo como participación PIB		X
Incremento de las Exportaciones de Petróleo		X
Incremento de la IED en el subsector petróleo y gas		X
Participación de recursos hidrocarburos en Ingresos del Estado	X	
Empleo directo e indirecto generado		X
Ingresos por Hogar que dependen de hidrocarburos	X	
Participación en la Bolsa de Valores	X	

Fuente: AMN, Banco de la República, BVC, DANE, GNP, Cálculos propios



Universidad de los Andes

¡Muchas Gracias!

Centro de Estudios sobre Desarrollo Económico - CEDE
Universidad de los Andes

Julio de 2010

