

*Análisis de las ventajas comparativas y potencial del  
mercado de hidrocarburos en los países de la región andina*

---

*Luis A. Pacheco y Elizabeth Cruz*

## *Análisis de las ventajas comparativas y potencial del mercado de hidrocarburos en los países de la región andina*

*Luis A. Pacheco<sup>1</sup> y Elizabeth Cruz<sup>2</sup>*

### **Resumen ejecutivo**

El presente trabajo consiste en un estudio de competitividad relativa respecto de algunos crudos representativos de los países de la región andina. Para su elaboración se realizó un análisis del entorno petrolero y se desarrollaron tres escenarios de precios posibles para el mediano plazo (2006–2010). Luego se seleccionaron los crudos a evaluar, los mercados naturales para cada uno y aquellos que compiten por participación en los mercados de Estados Unidos con los crudos latinoamericanos. Finalmente, se calcularon precios de mercado pronóstico competitivos con el nivel de precios proyectado para los tres escenarios.

A partir de estos precios de mercado pronóstico y de los costos estimados de exploración, desarrollo, producción y transporte se calculó la renta máxima a la que cada país puede aspirar por sus crudos.

Los escenarios desarrollados contemplan diferentes niveles de crecimiento de la demanda de hidrocarburos, entre 1,8% y 2,2%. En el escenario de demanda alta se proyecta un precio promedio para el crudo *West Texas Intermediate* (WTI) de 62 USD/B (dólares estadounidenses por barril de petróleo) y de 47 USD/B para el Maya, mientras que en el escenario de demanda baja los precios son de 48 USD/B y 36 USD/B, respectivamente.

Los resultados del estudio ofrecen pronósticos de precios altos para los crudos evaluados y para los hidrocarburos en general, aun cuando el suministro y la demanda de hidrocarburos se perciben en equilibrio. Esto se debe en gran medida a que la capacidad de producción y refinación en el corto plazo están prácticamente copadas y que no existe flexibilidad para responder a interrupciones en el suministro de hidrocarburos por eventualidades operacionales y políticas. Esta situación presiona los precios al alza.

El análisis de competitividad efectuado en este estudio corrobora que la competitividad de los crudos –el precio al cual deben venderse para competir con las

---

1 Consultor. Correo electrónico: pachecola@gmail.com

2 Consultor. Correo electrónico: cruze@telcel.net.ve

otras alternativas de suministro del mercado— depende mucho de su calidad, ubicación geográfica y limitaciones operacionales.

La renta máxima —calculada a partir de los precios de mercado pronóstico y de los estimados de costos de exploración, desarrollo, producción y transporte— arroja que con los altos precios que se proyectan para el mediano plazo la inversión en exploración y producción se ve favorecida, incluso en las áreas más costosas, con cifras de más de 20 USD/B antes de impuestos. Sin embargo, este estudio no contempla un análisis de riesgo que incorpore a estas economías los elementos de inestabilidad política y baja operatividad que presentan algunos de los países evaluados. Este análisis es fundamental para la evaluación económica de proyectos de inversión en esos países.

## **Introducción**

Aunque hoy el entorno de precios altos de la energía reduzca las ventajas intuitivas de la cercanía geográfica con el principal mercado del mundo, se hace necesario entender la competitividad relativa de los crudos producidos en el hemisferio. En este trabajo, se discuten los resultados del análisis de competitividad realizado para crudos representativos para 5 países (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela) de la región andina. El estudio se concentra en crudos ya que, a excepción de Venezuela, los países de Latinoamérica no cuentan, de forma significativa y continua, con excedentes de productos del petróleo para exportación.

### **Análisis de entorno y escenarios**

Se llevó a cabo un análisis macro del entorno petrolero a fin de desarrollar tres escenarios posibles de precios para el mediano plazo. Este estudio fue realizado durante el primer semestre de 2005, de manera que las cifras del mercado petrolero que en el momento se usaron han sido superadas por la realidad. En todo caso, los autores consideraron impráctico rehacer todo el análisis del mercado, ya que los hechos fundamentales han variado poco. Por tanto, aquí solo se presenta un resumen de la situación de mercado petrolero, suficiente para poner en contexto el resto del trabajo.

### **Identificación de competidores y oportunidades potenciales**

Se identificaron los mercados naturales dentro de Estados Unidos por área geográfica para cada uno de los países analizados, así como los crudos competidores en cada uno de los mercados. Para cada país se seleccionaron como referencia los crudos con mayores ventas y mayor cotización del mercado.

## Determinación de precios de mercado. Análisis de competitividad

En función de información histórica y simulaciones del valor de estos crudos en términos de productos en el mercado de Estados Unidos, se calcularon las diferencias de precios para cada uno en sus respectivos mercados.

### Análisis de renta máxima

Utilizando los precios de mercado determinados en el punto anterior y cifras estimadas de costos de exploración, desarrollo, producción y transporte se calculó la renta máxima a la que cada país puede aspirar por sus crudos.

## Entorno petrolero

### Análisis del entorno petrolero y escenarios

Los precios en el mercado petrolero se apoyan sobre los principios fundamentales de la demanda y suministro, llamados *fundamentals*. Durante los últimos cuatro años, los precios de los crudos y sus productos aumentaron y han estado sometidos a una creciente volatilidad. Buena parte de este histórico incremento se debió a las variaciones en los *fundamentals*: demanda más alta que el pronóstico, control de la producción por parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y, en consecuencia, bajos inventarios. También han intervenido factores no fundamentales, como problemas políticos en los países productores y debilidad del dólar estadounidense, que disminuyó el poder de compra de esos países.

No obstante, durante el período –con precios por encima de los 60 USD/B<sup>3</sup>– los analistas coincidieron en que la explicación de ese nivel de precios no se relacionaba con los principios fundamentales ni con estimados sustentables, sino con expectativas respecto de lo que podía pasar con esos *fundamentals*. El hecho es que en el mercado existe incertidumbre y ésta genera una prima sobre los precios actuales. Como en el mercado de bonos es natural que el mercado cargue una prima por riesgo. Sin embargo, después de más de tres años de precios altos y continuo crecimiento en la demanda, los analistas han empezado a coincidir en torno a un nuevo paradigma: migración de los precios hacia nuevos niveles.

### *Demanda*

La demanda mundial de hidrocarburos continúa creciendo, aunque a un ritmo inferior a la registrada durante 2004. Según la AIE<sup>4</sup>, ésta fue de 2,9%, frente a

<sup>3</sup> Un barril equivale a 42 galones americanos.

<sup>4</sup> Agencia Internacional de Energía. Reporte de junio de 2007.

1,7% de 2005 y a 0,9% de 2006. Las altas estimaciones iniciales –debido al récord histórico de 2004– fueron corregidos con el paso del tiempo. Los cambios en los estimados de demanda de China, Estados Unidos, India y Japón influyeron en todas estas estimaciones iniciales y en sus correcciones posteriores.

En cuanto a la demanda incremental, China ha sido el actor más importante. En 2006, creció 464 mbd y la expectativa es que durante 2007 el crecimiento sea de unos 436 mbd.

Hasta ahora, la demanda ha sido inelástica al aumento de precios y existen pocas razones para creer que en los siguientes dos o tres años sea diferente. A pesar de los altos precios registrados durante los últimos años, hemos observado crecimientos superiores al 2%.

El robusto crecimiento económico mundial ha continuado en los dos últimos años (2005–2006) con precios entre 55 y 66 USD/B, aun cuando el petróleo juegue hoy un rol menos importante en las economías que durante la década de los setenta.

Los reportes de demanda y las estimaciones de demanda futura siguen bajo observación debido a su volatilidad y a las discrepancias entre diferentes fuentes. Estas diferencias afectan la percepción del balance oferta–demanda, lo que contribuye a la volatilidad en los precios.

### ***Suministro***

En cuanto al suministro de hidrocarburos, las estimaciones de diferentes fuentes señalan un crecimiento de la producción no OPEP<sup>5</sup> de entre 700 mil y un millón de barriles por día. Los países que más han contribuido al incremento de la producción son Rusia y Azerbaiyán con aumentos anuales de unos 500 mbd, y África con aumentos de 300 mbd durante 2005 y 2006. También destacan los incrementos previstos en Canadá y Brasil, que contribuyeron a que la región americana aumentase su producción en unos 200 mbd. No obstante, los estimados podrían verse afectados por una menor producción debido a la falta de inversiones y a la declinación de las cuencas maduras.

Desde el último trimestre de 2006 hasta el primer trimestre de 2007, la producción de la OPEP –excluyendo a Angola– cayó en 600 mbd, como resultado de su estrategia de reducir el crecimiento de los inventarios globales. Las inestabilida-

---

<sup>5</sup> Países no OPEP: son todos aquellos productores no pertenecientes a la OPEP.

des políticas (p.e., Nigeria) continuarán teniendo un impacto importante en los niveles de suministro al mercado, sobre todo del crudo liviano.

En los años por venir se espera que la OPEP incremente su producción para satisfacer la demanda, ya que esta última pronto sobrepasará la capacidad de los países no OPEP.

Hasta mayo de 2007, la producción promedio de la OPEP era de 30,03 mmbd de crudo, lo que implica una reducción de casi un millón de barriles diarios respecto al promedio de 2005.

Si las cifras reportadas hoy están ajustadas a la realidad y responden a los principios fundamentales del mercado, no deberían existir problemas de escasez de crudo y, por consiguiente, no tendría que haber una presión extraordinaria al alza en los precios. Además, la capacidad de producción sostenible de la OPEP para junio de 2007 se estimó en 31,7 mmbd, un nivel cómodo para manejar los picos de demanda estacional.

Sin embargo, uno de los mayores problemas que afronta el mercado energético es que la capacidad de producción ociosa de la OPEP, garante de la estabilidad del mercado, sigue estando por debajo de sus niveles históricos a pesar de su recuperación reciente.

Por otro lado, la inversión en desarrollo de capacidad de producción adicional continúa, paradójicamente, en niveles relativamente bajos. De igual manera, la capacidad de refinación mundial está casi saturada. En la actualidad, los altos precios del petróleo responden a la percepción de que no existe capacidad de producción y refinación disponible para cubrir la oferta de petróleo en caso de cualquier situación de interrupción de suministro o de declinación de inventarios.

### ***Balance demanda–suministro***

Una vez analizadas las cifras públicas se puede concluir que no existe escasez real de crudo sino una percepción de escasez debido a la reducción de la capacidad de producción disponible de la OPEP y a potenciales conflictos políticos que podrían ocasionar interrupción del suministro a corto y largo plazo.

De lo anterior es posible concluir que los elementos fundamentales del balance oferta y demanda de hidrocarburos no soportan precios mayores a los actuales en el mediano plazo.

Los niveles de precios actuales y los pronósticos de precios de diversas fuentes responden en general a:

- Amenazas de interrupción de suministro por razones políticas.

- Baja capacidad de producción disponible para ofrecer volumen incremental de crudo ante cualquier amenaza, fundada o infundada, de interrupción de suministro.
- Agotamiento de la capacidad de refinación de Estados Unidos, que encarece los precios de los productos, lo que a su vez arrastra los precios de los crudos.
- Existencia de “manipulaciones especulativas” para impulsar precios al alza.

***Perspectivas de mercado. Escenarios 2007–2010***

El precio promedio del petróleo para el año 2007 estaba por encima de los 60 USD/B, y los pronósticos lo sitúan por encima de ese valor para el año próximo. Los precios permanecen sensibles a cualquier percepción de escasez de suministro en el mercado petrolero y esto causa que, en promedio, los crudos continúen al alza.

Varios factores sustentan estas expectativas:

**Crecimiento de la demanda**

Se estima<sup>6</sup> que la demanda mundial crecerá en 2008 entre 1,4 y 1,8 mmbd por año. Hay que destacar que China, India y Estados Unidos son los líderes en crecimiento de la demanda: durante los últimos diez años han sido los responsables de más del 50% de la misma. En resumen, el crecimiento estimado de la demanda para el período 2007–2010 se sitúa entre 1,8% y 2,2% por año.

**Suministro**

Se espera que el suministro de los países no OPEP más los suministros no convencionales y los Líquidos del Gas Natural (LGN)<sup>7</sup> de la OPEP crezcan 600 mbd en 2007 y 1,8 mmbd en 2008. Estos crecimientos están liderados por el Norte de África, Brasil, Canadá y Rusia.

A partir de 2007 se estima un crecimiento de la producción no OPEP del 2% anual (1,1–1,2 mmbd), lo que se sustenta en posibles incentivos para inversiones dirigidas a aumentar la capacidad de producción de los campos existentes y de los suministros no convencionales. Además, se espera que la producción de Rusia restablezca su nivel de crecimiento.

Para la demanda esperada y con un crecimiento de la producción no OPEP como el señalado arriba, una producción OPEP de 32 mmbd es suficiente para mante-

---

<sup>6</sup> Energy Administration Agency, junio 2007.

<sup>7</sup> LGN: Líquidos del Gas Natural. En inglés se abrevia NGL. Son hidrocarburos líquidos o licuados producidos en la manufactura, estabilización y purificación del gas natural.

ner el balance en positivo. Este nivel es alcanzable con incrementos de producción de Arabia Saudita, Irán y Kuwait.

### Inventarios

Los inventarios de los países de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OECD, por sus siglas en inglés) han crecido en términos volumétricos y en términos de días de suministro. En días de consumo los inventarios están más altos que en 2003 y 2004, y en volumen superan los de los tres años precedentes. Esto parece contradecir el argumento de que los precios altos están relacionados con bajos inventarios. Sin embargo, es importante mencionar que pareciera haber señales de un cambio en esta tendencia.

En cuanto a Estados Unidos, incluido en la OECD, la comparación de inventarios de 2005 con los históricos es igual a la descrita para la OECD. Pese a estos niveles, el mercado reacciona ante cualquier baja semanal en inventarios de gasolina y destilados reportados por la AIE. El argumento es que con la utilización de más del 94% de la capacidad de refinación es factible que cualquier interrupción en las operaciones de las refinerías impacte el suministro de productos y que los precios reaccionen en consecuencia. Asimismo, hay que destacar que la expectativa de futuros precios altos proporciona un incentivo financiero a la construcción de inventarios.

### Escenarios

Los elementos anteriores, conocidos como principios fundamentales del mercado, indican que la demanda será satisfecha para el período 2007–2010. Sin embargo, los elementos especulativos también estarán presentes e influirán en los niveles de precios futuros.

Cualquier pronóstico de precios es frágil debido a las múltiples variables y su dinámica. No obstante, hemos desarrollado tres escenarios volumétricos basados en principios fundamentales, específicamente enfocados en variaciones de los pronósticos de demanda.

En el Gráfico 1 y el Cuadro 2 (ver p. 76 y 77), se muestran los precios de crudos y productos marcadores<sup>8</sup> para cada uno de estos escenarios, el precio del crudo WTI de mercado reportado por Platts<sup>9</sup> para el período 1996–septiembre 2005 (nominal–no ajustado por inflación) y los precios pronósticos para cada escenario desarrollado.

---

8 Crudos y productos marcadores son aquellos que reportan cotizaciones diarias en el mercado de fuentes internacionalmente reconocidas, y que se utilizan frecuentemente como referencia al momento de calcular el valor comercial de las corrientes.

9 Platts es una fuente de información de energía internacionalmente reconocida.

**Cuadro 1 Escenarios volumétricos**

**Escenario demanda alta**

**Demanda:** incremento anual promedio de 1,9 mmbd = 2,2%

**Suministro no OPEP:** incremento anual promedio de 1,2 mmbd = 2%

OPEP máxima capacidad = 32 mmbd – estimado mínimo a partir de 2006 (Fuente: IEA)

**Escenario demanda intermedia**

**Demanda:** incremento anual promedio de 1,75 mmbd = 2,0%

**Suministro no OPEP:** incremento anual promedio de 1,2 mmbd = 2,0%

OPEP máxima capacidad = 32 mmbd – estimado mínimo a partir de 2006 (Fuente: IEA)

**Escenario demanda baja**

**Demanda:** incremento anual promedio de 1,65 mmbd = 1,8%

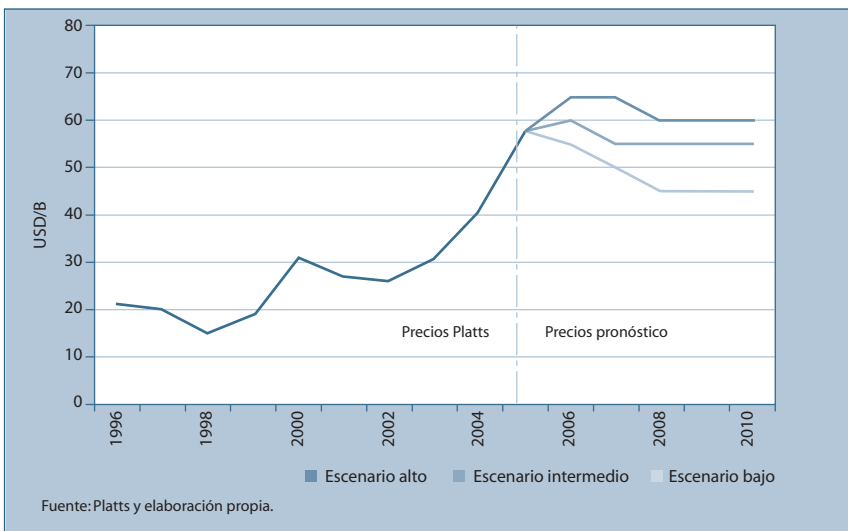
**Suministro no OPEP:** incremento anual promedio de 1,2 mmbd = 2,0%

OPEP máxima capacidad = 32 mmbd - estimado mínimo a partir de 2006 (Fuente: IEA)

Fuente: elaboración propia.

**Gráfico 1**

**WTI–Precio mercado de acuerdo a Platts / Pronóstico**



**Cuadro 2 Precios de crudo y productos por distinto tipo de escenario**

	Precios reales de mercado					Precios pronósticos					Promedio 2006-2010
	2002	2003	2004	2005E	2006E	2007E	2008E	2009E	2010E		
	2002	2003	2004	2005E	2006E	2007E	2008E	2009E	2010E		
<b>Escenario demanda alta</b>											
WTI	26	31	41	58	65	65	60	60	60	60	62
MAYA	21	24	30	42	49	49	45	45	45	45	47
Gasolina regulada convencional	30	37	50	73	81	81	75	75	75	75	78
Heating oil	29	36	47	68	77	77	71	71	71	71	73
Residual alto azufre	21	24	25	38	42	42	39	39	39	39	40
<b>Escenario demanda baja</b>											
WTI	26	31	41	58	55	50	45	45	45	45	48
MAYA	21	24	30	42	41	33	34	34	34	34	36
Gasolina regulada convencional	30	37	50	73	69	63	56	56	56	56	60
Heating oil	29	36	47	68	65	59	53	53	53	53	57
Residual alto azufre	21	24	25	38	36	33	29	29	29	29	31
<b>Escenario demanda intermedia</b>											
WTI	26	31	41	58	60	55	55	55	55	55	56
MAYA	21	24	30	42	45	41	41	41	41	41	42
Gasolina regulada convencional	30	37	50	73	75	69	69	69	69	69	70
Heating oil	29	36	47	68	71	65	65	65	65	65	66
Residual alto azufre	21	24	25	38	39	36	36	36	36	36	36

## Identificación de competidores y oportunidades potenciales

### *Análisis de mercado. Importaciones de crudo de Estados Unidos*

Para identificar los principales competidores de los crudos producidos por los países de Latinoamérica en el mercado de Estados Unidos, se revisaron las cifras de importaciones de crudos de ese país para los últimos años.

Se encontró que cerca del 70% del total de importaciones de crudo de Estados Unidos proviene de cinco países: Arabia Saudita, Canadá, México, Nigeria y Venezuela. Con la excepción de Venezuela, los países de la región andina y Latinoamérica, en general, no tienen una participación significativa en el mercado de crudos y productos refinados. Como referencia, en el Cuadro 3 se muestran las cifras de importaciones de crudo de Estados Unidos correspondientes a 2004. En el Cuadro 4 y en el Cuadro 5 se muestran el origen de las importaciones y las calidades de los crudos mayormente importados a Estados Unidos, respectivamente.

**Cuadro 3 Importaciones de crudos EEUU (Promedio 2004)**

<b>mbd</b>	<b>Total</b>	<b>Porcentaje</b>
México	1.603	15,9%
Arabia Saudita	1.499	14,9%
Canadá	1.360	13,5%
Venezuela	1.300	12,9%
Nigeria	1.082	10,8%
Irak	657	6,5%
Angola	307	3,0%
Reino Unido	240	2,4%
Kuwait	237	2,4%
Ecuador	233	2,3%
Algeria	224	2,2%
Otros	1.327	13,2%
<b>Total</b>	<b>10.068</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Energy Information Administration (EIA) from EIA 814 - monthly imports.

**Cuadro 4 Origen de las principales importaciones de crudo a EEUU (mbd)**

<b>País</b>	<b>USGC</b>	<b>USEC</b>	<b>USWC</b>	<b>Midwest</b>	<b>Total</b>
Argelia	156	35	0	33	224
Angola	100	158	19	29	306
Arabia Saudita	916	174	256	154	1.500
Argentina	8	0	51	0	59
Australia	8	0	20	1	29
Brasil	21	22	5	3	51
Brunei	0	0	15	0	15
Canada	18	198	87	1.057	1.360
China	0	0	14	0	14
Colombia	86	8	11	37	142
Ecuador	69	18	139	7	233
Gabón	47	94	0	1	142
Indonesia	0	0	34	0	34
Irak	433	0	157	67	657
Kuwait	205	0	3	29	237
Malasia	3	0	15	0	18
México	1.515	42	39	7	1.603
Nigeria	568	435	3	76	1.082
Noruega	37	89	3	15	144
Omán	0	0	10	0	10
Perú	0	0	1	0	1
Rusia	111	26	0	21	158
Reino Unido	119	83	1	38	241
Trinidad y Tobago	49	0	0	0	49
Venezuela	1.165	119	3	13	1.300

Fuente: Energy Information Administration (EIA).

**Cuadro 5 Calidades de los principales crudos importados a EEUU**

<b>Origen</b>	<b>Crudo</b>	<b>API</b>	<b>Porcentaje azufre</b>
Arabia Saudita	Árabe liviano	34,00	1,78%
Arabia Saudita	Árabe pesado	28,70	2,79%
Argentina	Medanito	35,10	0,43%
Argentina	Escalante	24,10	0,19%

Continúa

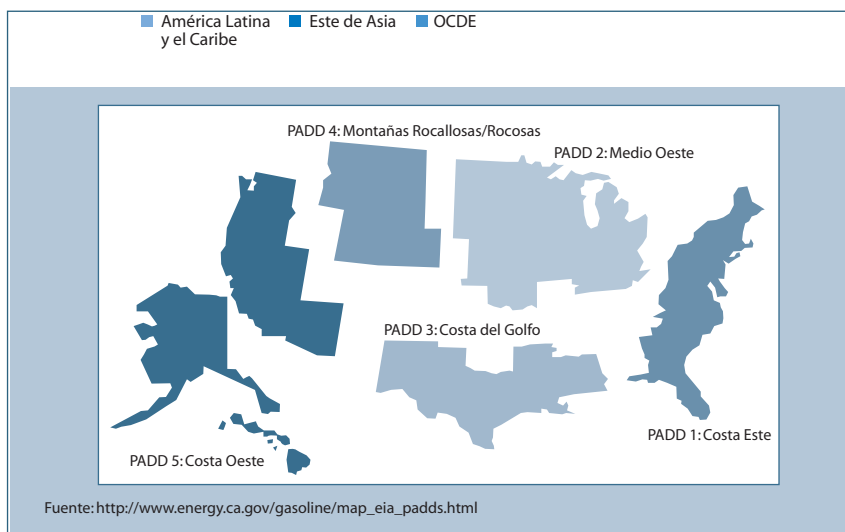
Continuación

**Cuadro 5 Calidades de los principales crudos importados a EEUU**

Mbd	Total	API	Porcentaje de azufre
Brasil	Marlim	20,00	0,70%
Canadá	Lloydminster	22,00	2,20%
Colombia	Cusiana	36,30	0,25%
Colombia	Vasconia	25,30	0,81%
Ecuador	Oriente	24,80	1,02%
EEUU	WTI	39,60	0,24%
Irak	Basrah	33,70	1,95%
México	Maya	21,80	3,33%
Nigeria	Bonny light	35,40	0,14%
Perú	Loreto	20,00	1,20%
Venezuela	Santa Bárbara	37,70	0,54%
Venezuela	Mesa	30,00	1,01%
Venezuela	Merey	16,00	2,49%
Venezuela	Sintético liviano	32,00	0,07%

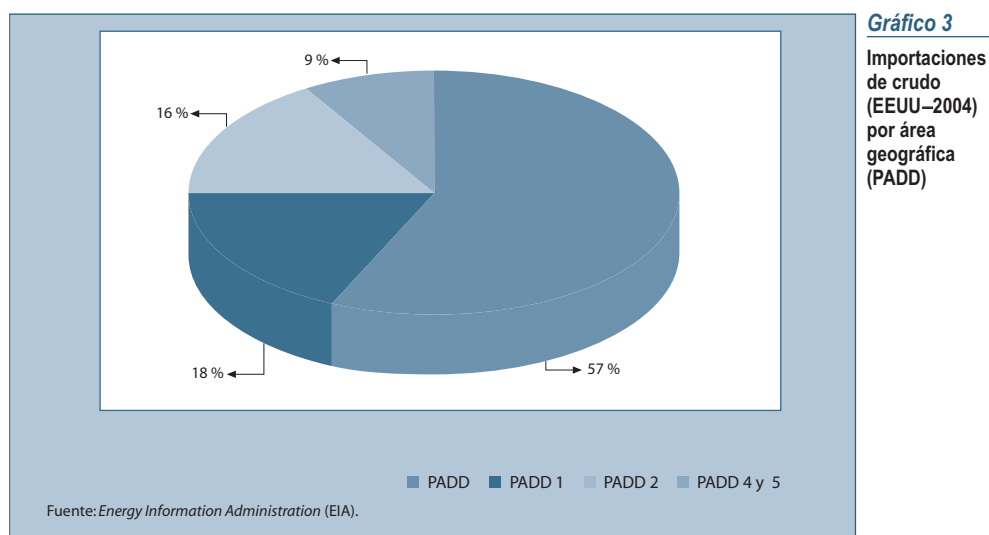
Fuente: información de productores.

De igual manera, se realizó un análisis de las importaciones de Estados Unidos por *Petroleum Administration for Defense Districts* (PADD) (ver Gráfico 2), con el objeto de identificar el área geográfica del país que recibe más importaciones.

**Gráfico 2**Mapa  
EEUU-PADD's

Se encontró que el mayor volumen de importaciones de crudos se concentra en el PADD 3–Costa del Golfo (ver Gráfico 3). En 2004, este mercado representó aproximadamente un 57% del total de crudos importados. Durante el primer semestre de 2005, el comportamiento fue similar al del año anterior.

Las principales fuentes de importación para cada una de estas áreas geográficas (PADD) varía de acuerdo a las ventajas comparativas de cada una de las fuentes de suministro, entre las que se incluyen su ubicación geográfica respecto de estos mercados y la calidad de los crudos.



El Cuadro 6 (ver p. 82) presenta los principales países exportadores de crudo a Estados Unidos.

México y Venezuela son los principales proveedores del mercado del PADD 3–Costa del Golfo. En esa zona las refinerías se adecuaron a las calidades de los crudos que producen estos países –pesados y con alto contenido de azufre–, como consecuencia de los grandes volúmenes disponibles y de las ventajas geográficas que presentan.

Canadá es el principal abastecedor de importaciones para el PADD 2–Medio Oeste, donde el crudo llega al área de las refinerías por oleoductos. Este país es el segundo suplidor del PADD 1–Costa Este, gracias a su cercanía con ese mercado.

Arabia Saudita aparece dentro de los primeros proveedores de todos los mercados de Estados Unidos, debido a su alto volumen disponible para exportación y a que la calidad de sus crudos es menos restrictiva que las de los crudos de Mé-

xico y Venezuela, por lo que pueden procesarse en refinerías menos complejas de las costas este y oeste de Estados Unidos.

Los crudos nigerianos son muy competitivos en el PADD 1–Costa Este, donde las refinerías son menos complejas y exigen en su mayoría una alimentación de crudos livianos y con bajo contenido de azufre, como los producidos por el país africano.

Ecuador aparece como tercer exportador de volumen de crudo al PADD 5–Costa Oeste. Por su ubicación geográfica –tiene salida de crudos por el Océano Pacífico– Ecuador es más competitivo en ese mercado que otros proveedores de Latinoamérica, Canadá y África.

**Cuadro 6 Principales exportaciones a EEUU según área geográfica**

Costa Oeste de EEUU			Medio Oeste de EEUU		
	mbd	Porcentaje del total		mbd	Porcentaje del total
México	1.515	26,2%	Nigeria	435	24,6%
Venezuela	1.165	20,1%	Canadá	198	11,2%
Arabia Saudita	916	15,8%	Arabia Saudita	174	9,8%
Nigeria	568	9,8%	Angola	158	9,0%
Irak	433	7,5%	Venezuela	119	6,7%
Otros	1.187	20,5%	Otros	683	38,7%
Arabia Saudita	256	27,5%	Canadá	1.057	66,5%
Irak	157	16,9%	Arabia Saudita	154	9,7%
Ecuador	139	14,9%	Nigeria	76	4,8%
Canadá	87	9,4%	Irak	67	4,2%
Otros	290	31,2%	Otros	236	14,8%

Fuente: Energy Information Administration (EIA).

## Resumen de aspectos relevantes por país

### *Región andina*

A continuación presentamos un resumen de los aspectos más relevantes en el área del petróleo para los países de la región andina.

### Venezuela

Venezuela posee 77 mil millones de barriles (mmb) de reservas probadas de crudos convencionales. Además, cuenta con grandes reservas no probadas de crudos extra–pesados y betumen en la Faja Petrolífera del Orinoco, las que no se incluyen en esta cifra (aproximadamente 270.000 mmb).

Es difícil estimar el nivel actual de producción de Venezuela, ya que existen diferencias entre las cifras reportadas por fuentes gubernamentales y analistas independientes. Por una parte, el Gobierno Bolivariano de Venezuela reporta una producción de 3,1 mmbd en 2004, mientras que la mayoría de los analistas independientes señala 2,5–2,6 mmbd.

Venezuela es el quinto exportador de crudo del mundo y vende cerca del 60% de su producción a Estados Unidos.

Venezuela nacionalizó su industria petrolera en 1975, cuando creó la compañía estatal Petróleos de Venezuela (Pdvsa) para manejar las operaciones petroleras y de gas del país. En los años noventa, este país abrió la industria petrolera a la inversión extranjera con la llamada estrategia de apertura petrolera, que permitió la creación de 32 convenios operativos con compañías extranjeras. Finalmente, estableció cuatro asociaciones estratégicas con compañías foráneas para el desarrollo de las reservas de la Faja del Orinoco, que convierten el crudo de aproximadamente 9° API<sup>10</sup> en un crudo sintético más liviano y dulce que puede ser comercializado.

**Cuadro 7 Asociaciones estratégicas en la Faja del Orinoco**

Proyecto (nuevo nombre)	Petrozuata (Junín)	Cerro Negro (Carabobo)	Sincor (Boyacá)	Hamaca (Ayacucho)
<b>Socios (%)</b>	Pdvsa (49,9) Conoco Phillips (50,1)	Pdvsa (41,67) Exxon Mobil (41,67) BP (16,66)	Pdvsa (38) Total (47) Statoil (15)	Pdvsa (30) Conoco Phillips (40) Chevron (30)
<b>Fecha de inicio</b>	oct. 98	nov. 99	dic. 00	oct. 01
<b>Producción de crudo extra-pesado (b/d; API)</b>	120.000; 9,3°	120.000; 8,5°	200.000; 8–8,5°	190.000; 8,7°
<b>Producción sintético (b/d; API)</b>	104.000; 19–25°	105.000; 16°	180.000; 32°	180.000; 26°

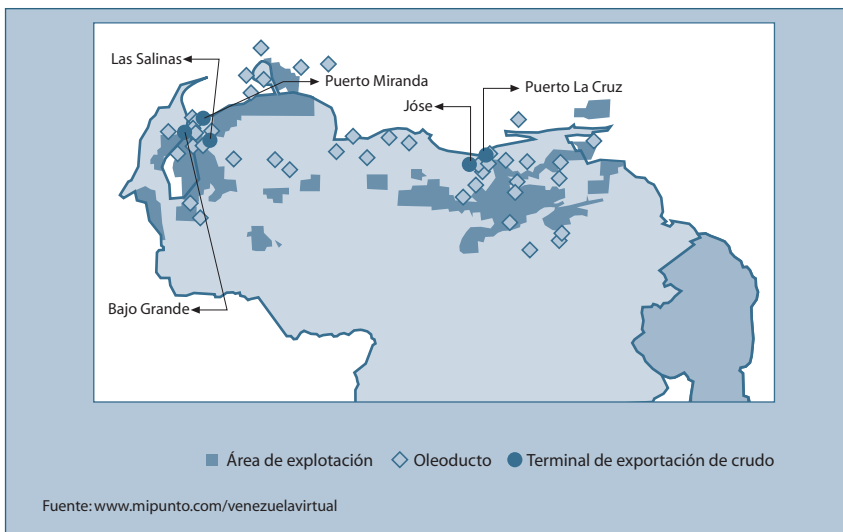
Fuente: Petróleos de Venezuela, S.A. (Pdvsa).

La producción de Venezuela es, principalmente, de crudos pesados y de alto contenido de azufre, transportados a través de redes de oleoductos desde los campos de producción hacia las refinerías y terminales de exportación.

<sup>10</sup> API es un parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que se utiliza para diferenciar las calidades de los crudos. (<http://www.imp.mx/petroleo/tipos.htm>)

Gráfico 4

Venezuela:  
ubicación de  
las áreas de  
producción,  
oleoductos y  
terminales de  
exportación de  
crudos

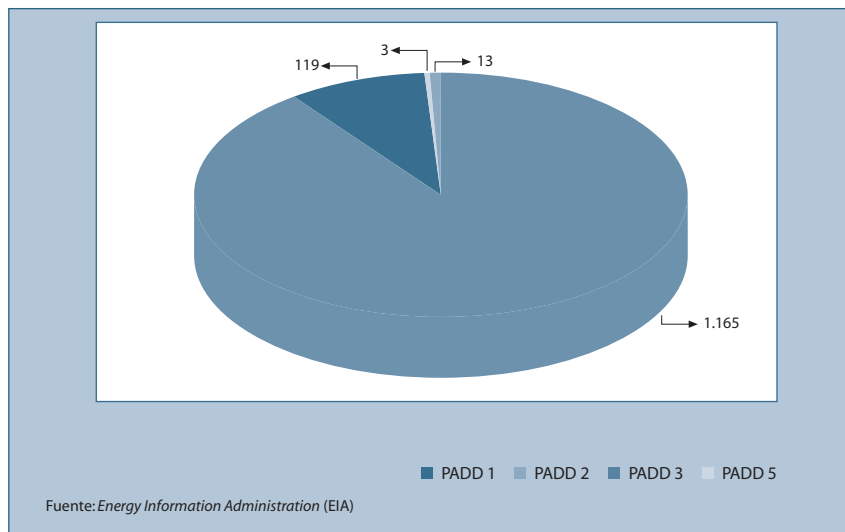


Es importante destacar que, desde la realización de esta investigación, Venezuela ha llevado a cabo cambios notorios en su relación con las compañías privadas que realizan operaciones en su territorio. Durante 2006, los convenios operativos fueron migrados a empresas mixtas, transformando la relación de contratista en una de asociación con Pdvsa, y manteniendo una mayoría en las acciones de esas nuevas empresas. De igual manera, durante la primera mitad de 2007, las empresas mixtas de las asociaciones estratégicas de la Faja y los contratos de exploración a riesgo fueron obligadas a ceder parte de su participación en los proyectos, de manera que Pdvsa retuviera una mayoría de al menos 60% de la participación accionaria.

#### *Identificación de competidores y oportunidades potenciales*

Por otra parte, las exportaciones de crudo desde Venezuela tienen como destino más favorable el PADD 3–Costa del Golfo, donde Pdvsa se posicionó en los últimos años entre los cuatro proveedores principales de Estados Unidos, junto a Arabia Saudita, Canadá y México.

Aproximadamente el 80%–85% del crudo venezolano para exportación se destina a Estados Unidos, tanto a refinerías propiedad de Pdvsa como a aquellas donde tiene participación. El volumen disponible de crudos convencionales de Venezuela, luego de cubrir los requerimientos de las refinerías o empresas participadas de Pdvsa en el exterior, compete principalmente en los mercados del Golfo y la Costa Este de Estados Unidos, para posicionarse en refinerías con esquemas de conversión sencilla.



El crudo más liviano y de menor contenido de azufre (Santa Bárbara 37,7° API y 0,54% de azufre) se destina al mercado de la Costa Este de Estados Unidos. El crudo liviano tipo mesa (30° API y 1,01% de azufre) compite en la costa del Golfo, básicamente con crudos de Irak, ya que su contenido de azufre es mayor al de los crudos árabes livianos, nigerianos y otros de Latinoamérica.

El crudo pesado de Venezuela tiene un alto contenido de azufre, por lo que compite principalmente con el crudo mexicano Maya, de similar calidad. El crudo sintético compite en los diferentes mercados y en las refinerías adecuadas para su procesamiento, y desplaza a los crudos convencionales.

### **Bolivia**

Bolivia posee reservas probadas de 440 millones de barriles y una producción de unos 42 mbd de crudo. La mayor parte del crudo producido se consume, excepto unos 6 mbd que se exportan a Chile vía oleoducto. Bolivia es un importador neto de crudos.

La privatización de la industria de hidrocarburos de Bolivia comenzó en 1994. La compañía estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), pasó a administrar los negocios internacionales y los contratos con compañías extranjeras, y el gobierno creó una Superintendencia de Hidrocarburos para regular la industria de petróleo y gas del país.

En mayo de 2006, ya finalizado el estudio, el Gobierno boliviano anunció la nacionalización de la industria de los hidrocarburos en la nación del altiplano.

### *Colombia*

Colombia posee 1.540 millones de barriles en reservas probadas de crudo, lo que la posiciona como el quinto proveedor de Latinoamérica. Las reservas, al igual que la producción, han venido declinando en los últimos años, por lo que en el mediano plazo puede convertirse en importador neto de petróleo y derivados.

La Empresa Colombiana de Petróleos nació entre 1948 y 1951. En 1970, adoptó su primer estatuto orgánico, lo que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. La vigilancia fiscal de la empresa es ejercida por la Contraloría General de la República.

En 2003, el Gobierno colombiano la reestructuró con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos. Así, modificó su estructura orgánica y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública con acciones 100% propiedad del Estado.

Con la transformación de la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol S.A., la compañía se liberó de las funciones del Estado como administrador del recurso petrolero. Para realizar esta función se creó la ANH.

Desde 1999, el Gobierno de Colombia viene tomando medidas para atraer la inversión extranjera, tales como permitir que compañías del exterior posean hasta el 100% de negocios o establecer una menor regalía<sup>11</sup> para proyectos en el área. Esto ha forzado a Ecopetrol a competir con los operadores privados: *British Petroleum*, *Occidental*, *Petrotesting Colombia*, *Petrobras*, *Canada's Nexen* y *Canada's Petrobank Energy and Resources*. Además, la mejoría en las condiciones de seguridad de Colombia ha contribuido significativamente a atraer la inversión externa.

Colombia posee numerosos campos pequeños en las áreas de producción, así como regiones no exploradas geológicamente ricas en hidrocarburos. Los crudos se transportan desde los campos de producción hasta el Terminal de Exportación de Coveñas a través de cinco oleoductos principales, como se señala en el Gráfico 6.

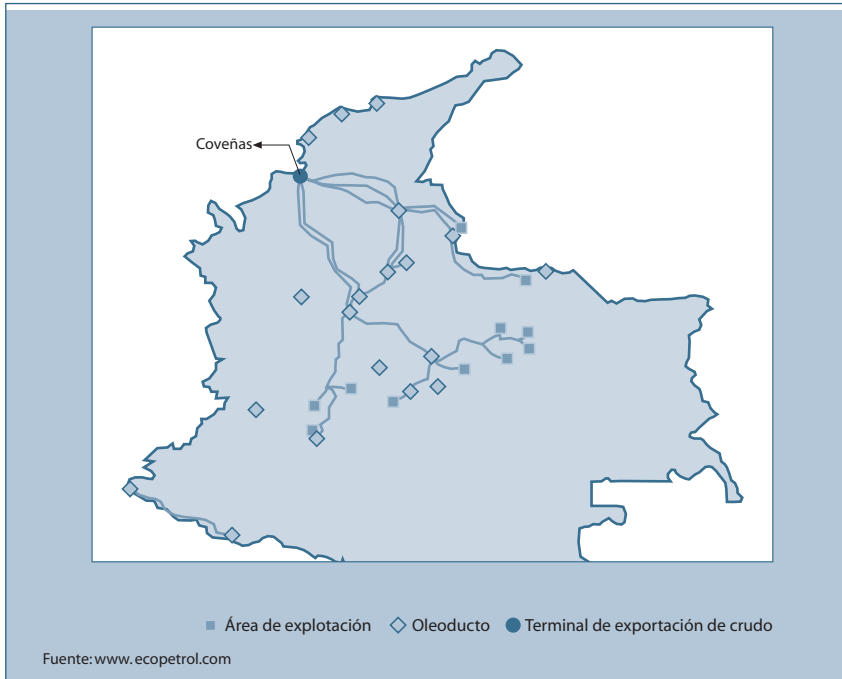
Colombia exporta casi la mitad de su producción, y los mercados de Estados Unidos son el destino principal.

El crudo colombiano es de bajo contenido de azufre, por lo que puede procesarse en todos los mercados estadounidenses. Sin embargo, su ubicación geográfica favorece la exportación hacia el mercado del PADD 3–Costa del Golfo. Los

---

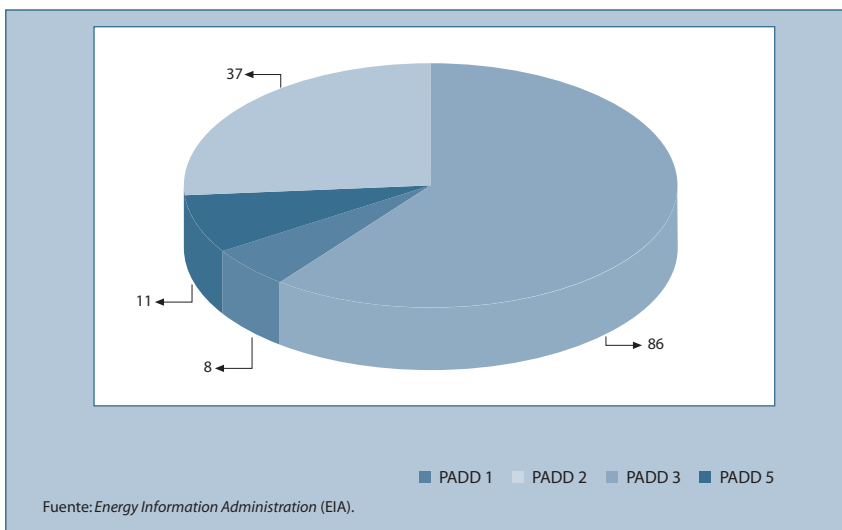
<sup>11</sup> Regalía: impuesto/derecho sobre la explotación de los hidrocarburos.

crudos Cusiana (36,6° API y 0,26% de azufre) y Vasconia (25,3° API y 0,81% de azufre) representan el mayor volumen de exportación de crudos colombianos.



**Gráfico 6**

**Colombia:** ubicación de las áreas de explotación, oleoductos y terminales de exportación de crudo



**Gráfico 7**

**Exportaciones de Colombia a EEUU en 2004 (mbd)**

### Ecuador

Ecuador posee 4.600 millones de barriles de reservas probadas de crudo, lo que lo coloca en el tercer puesto de Latinoamérica. Asimismo, es el quinto productor de crudo de la región. La producción está limitada por la falta de transporte y se espera que la construcción de un oleoducto para crudo pesado la eleve a 800 mbd. En 2004, la producción de crudos llegó a 528 mbd.

Ecuador produce dos tipos de crudos: Oriente (28,8° API y 1% de azufre) y Napo (19,2° API y 2% de azufre). Se estima que gran parte de las reservas de Ecuador son de crudos con mayor contenido de azufre y más pesados que los anteriores, por lo que requerirán ser mezclados con crudos más livianos antes de transportarlos por los oleoductos para su exportación. La mayoría del petróleo extraído de este país se destina a la exportación.

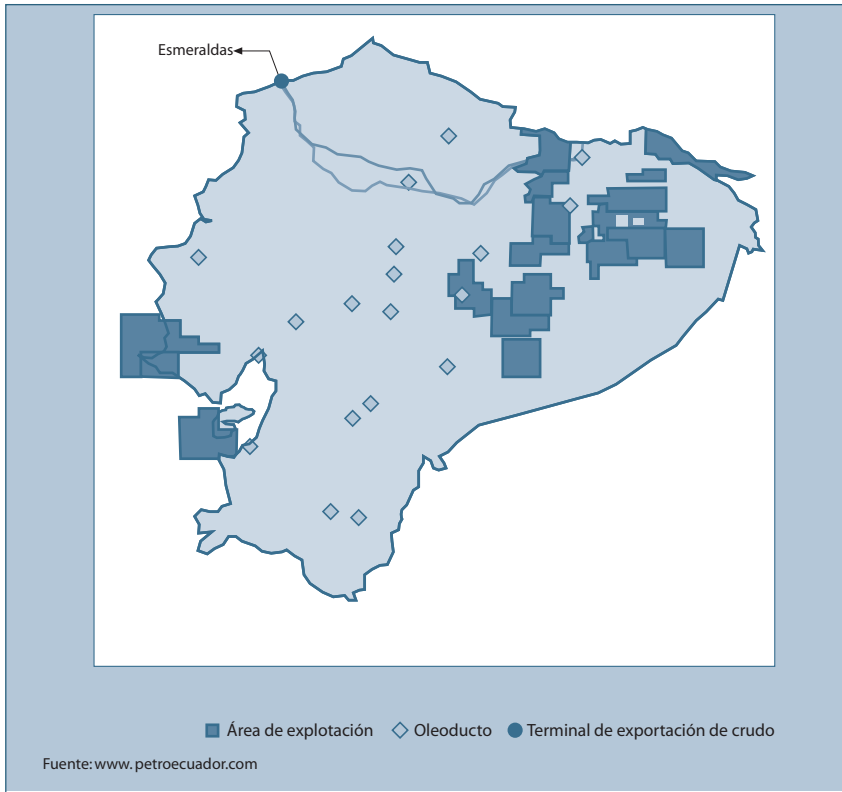
La empresa estatal PetroEcuador domina la producción del país, con 37% de la producción total de 2004, y comparte la explotación con numerosas firmas extranjeras, entre ellas Occidental, EnCana, Repsol–YPF y Petrobras.

Ecuador enfrenta una significativa oposición de grupos indígenas al desarrollo del petróleo. Estos grupos obstruyen las actividades de exploración y producción con relativa frecuencia. No obstante, el país es el segundo exportador de crudo de Latinoamérica después de Venezuela.

El crudo se transporta desde los campos de producción hasta el Terminal de Exportación Esmeraldas a través de dos oleoductos principales:

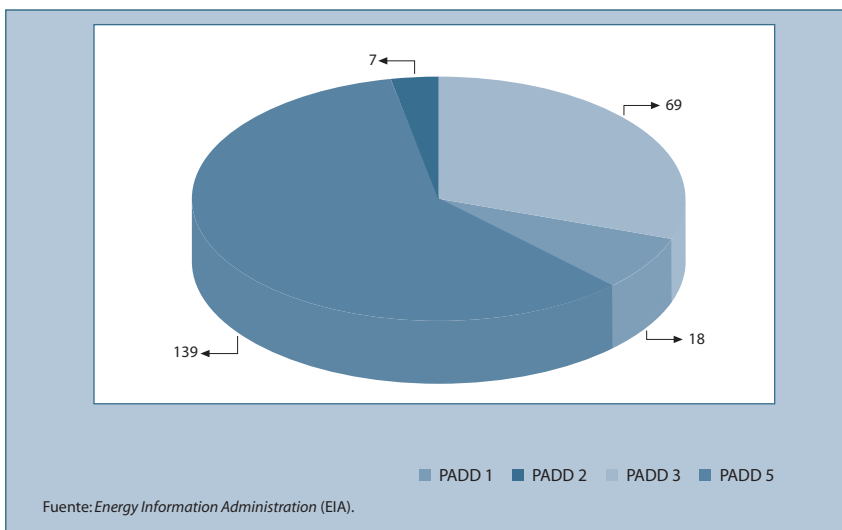
- Sistema Oleoducto Trans–Ecuatoriano (SOTE).
- Oleoducto de Crudos Pesados (OCP).

Ecuador exporta principalmente el crudo Oriente, sobre todo hacia la Costa Oeste de Estados Unidos, gracias a la ventaja geográfica con ese mercado. Allí compite con los crudos sauditas e iraquíes.



**Gráfico 8**

**Ecuador:**  
ubicación de las áreas de explotación, oleoductos y terminales de exportación de crudo



**Gráfico 9**

**Exportaciones de Ecuador a EEUU en 2004 (mbd)**

### Perú

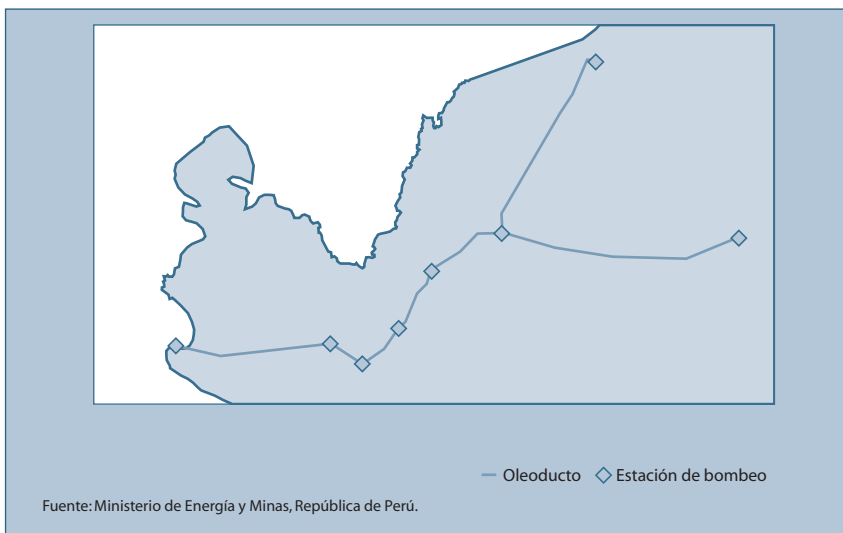
Perú posee reservas probadas de 253 millones de barriles de crudo y una producción de unos 93 mbd de crudo, principalmente de Loreto (20° API y 1,2% de azufre). El consumo de hidrocarburos es mucho mayor que la producción, por lo que solo eventualmente exporta crudo hacia el mercado de la Costa Oeste de Estados Unidos, donde es competitivo dada la ventaja comparativa resultante de su ubicación geográfica. En 2004, las exportaciones de Perú se colocaron en 385.000 barriles de crudo durante todo el año (1 mbd).

En 1993, Perú privatizó gran parte de la compañía estatal petrolera Petroperú. Esta empresa continúa controlando el oleoducto Norperuano, el cual transporta el crudo hasta el Terminal de Exportación Bayovar y domina la mayoría de las refinerías y el mercado de productos al detal.

Los productores más grandes de crudos de Perú son Pluspetro, *Occidental Petroleum* y Petrobras, entre otros.

**Gráfico 10**

Perú:  
ubicación de los  
oleoductos y las  
estaciones de  
bombeo



## Cuadro 8 Información general de los países andinos

2004	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú	Venezuela
Reservas probadas de crudo (mbd)	253	1.540	4.600	441	77.000
Producción de crudo (mbd)	27	530	535	80	2.600
Consumo de petróleo (mbd)	53	261	144	161	350
Exportación de crudo a EEUU (mbd)	6 mbd a Chile por oleoducto Importador neto	140	235	1	1.300
				Importador neto	

## Crudo referencia a evaluar

Crudo 1	Cusiana	Oriente	Mesa
API	36,30	25,00	30,00
%S	0,26	1,02	1,01
Pto. de carga	Coveñas	Esmeraldas	PLC
Crudo 2	Vasconia		Merey
API	25,30		16,00
%S	0,81		2,49
Pto. de carga	Coveñas		PLC

## Exportaciones EEUU

PADD 1	5,90	7,80	9,10
PADD 2	26,10	2,90	1,00
PADD 3	60,20	29,70	89,60
PADD 5	7,80	59,60	0,30

## Competidores principales/crudos

	México/Maya	Arabia S./ARH y ARL	México/Maya
	Irak/Basrah	Irak/Basrah	Irak/Basrah
	Arabia S./ARH y ARL	Arabia S./ARH y ARL	Arabia S./ARH y ARL
	Nigeria/Bonny light		

### *Otros países de América Latina y el Caribe*

A continuación se presenta un resumen de los aspectos relevantes en el área del petróleo para otros países de Latinoamérica y el Caribe con presencia en el mercado internacional de crudos.

#### *Argentina*

Argentina posee alrededor de 2.700 millones de barriles en reservas probadas de crudo. La producción ha venido declinando pero, pese a ello, es aun el tercer productor de crudo de Latinoamérica.

En 1999, la compañía española Repsol se fusionó con la estatal argentina Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). Repsol-YPF domina las actividades de exploración y producción de crudos de Argentina. En 2003, Repsol-YPF acumuló el 39% de la producción total. Otras compañías productoras en Argentina son *Pan American Energy*, *Chevron Texaco* y *Petrobras Energía*.

Las exportaciones de Argentina se dirigen principalmente a Chile y Brasil, dada las ventajas de su posición geográfica con respecto a estos países. Argentina produce crudos livianos y pesados con bajo contenido de azufre, tales como Medaño (35,1° API y 0,43% de azufre) y Escalante (24,1° API y 0,19 % de azufre).

#### *Brasil*

Brasil posee 10.600 millones de barriles de reservas probadas de crudos. Los campos costa afuera contienen la vasta mayoría de estas reservas. La producción de crudo ha crecido en los últimos años y, aun cuando el país es todavía un importador neto, el gobierno aspira a que Brasil se convierta en exportador pleno en el corto plazo.

La compañía estatal Petrobras controla el 95% de la producción de crudo del país y es, después de Petróleos Mexicanos (PEMEX) y Pdvs, la más importante del sector en América Latina. Petrobrás opera en varios países de la región.

Las exportaciones de crudo de Brasil son básicamente de crudo Marlim (20° API y 0,7 % de azufre) y están dirigidas a Estados Unidos.

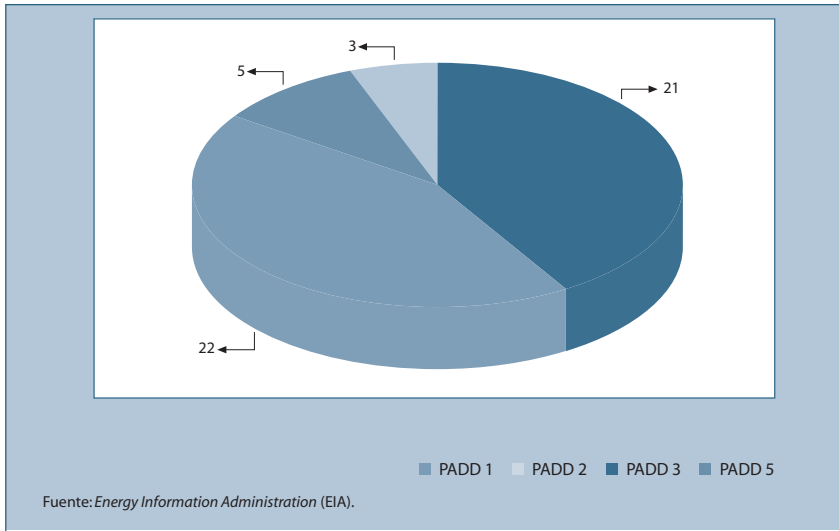


Gráfico 11

Exportaciones de Brasil a EEUU en 2004 (mbd)

### Trinidad y Tobago

Trinidad y Tobago es el exportador por excelencia de el Caribe. Posee 990 millones de barriles de reservas probadas, produce unos 140 mbd y consume unos 24 mbd. En 2004, exportó unos 50 mbd de crudo al mercado del Golfo de Estados Unidos.

El principal productor de crudos en Trinidad y Tobago es *British Petroleum Trinidad and Tobago* (70% British Petroleum (BP) y 30% Repsol–YPF) que controla el 50% de la producción total del crudo. La compañía estatal *Petroleum Company of Trinidad (Petrotrin)* controla el resto de la producción.

Cuadro 9 Información general de otros países de América Latina y el Caribe

2004	Argentina	Brasil	Trinidad y Tobago
Reservas probadas de crudo (mmbd)	2.700	10.600	990
Producción de crudo (mbd)	693	1.440	140
Consumo de petróleo (mbd)	397	2.100	24
Exportación de crudo a EEUU (mbd)	60	50	50
	Exporta principalmente a Brasil y Chile	Importador neto	
<b>Crudo referencia a evaluar</b>			
Crudo 1		Marlim	
API		20,00	
%S		0,70	
Pto. de carga		Marlim FPSO	
<b>Exportaciones EEUU</b>			
PADD 1		43,70%	
PADD 2		5,50%	
PADD 3		40,70%	
PADD 5		10,10%	
<b>Competidores principales/crudos</b>			
		México/Maya	
		Irak-Basrah	
		Arabia Saudita/ARH-ARL	

Fuente: Oil and Gas Journal, Petroleum Administration for Defense Districts (PADD).

### ***Principales países competidores***

A continuación se presenta un resumen de los aspectos más relevantes en el área del petróleo en los países productores con participación significativa en los mercados de Estados Unidos.

#### ***Arabia Saudita***

Arabia Saudita posee 261.900 millones de barriles de reservas probadas de crudo. Si bien es el líder mundial en producción y exportación de crudos, su ubicación en una región tan volátil políticamente como la del Golfo Pérsico, añade un elemento de preocupación a sus consumidores–importadores.

Este país mantiene una capacidad de producción de 10,5–11,0 mmbd y asegura que puede alcanzar los 15 mmbd de producción de crudo en el futuro y mantener ese nivel por 50 años. Arabia Saudita produce un rango de crudos desde pesados a extra–livianos, siendo cerca del 65% livianos (aproximadamente 34° API, 1,8% de azufre).

#### ***Canadá***

Canadá posee 178.800 millones de barriles de reservas probadas de crudo, de las cuales el 95% son *oil sands*<sup>12</sup>. La producción total de crudo, en crecimiento desde 1999, a partir de proyectos de desarrollo de *oil sands* y costa afuera, se situó en unos 2.400 mbd en 2004.

Los analistas pronostican que la producción de *oil sands* va a crecer significativamente en los próximos años, lo que balanceará la declinación de producción de crudo convencional canadiense. A partir de estas *oil sands* se produce un crudo sintético mejorado llamado *Syncrude Sweet Blend* (SSB) con 30° a 32° API y azufre entre 0,1% y 0,2%.

Canadá exporta aproximadamente el 99% de su crudo hacia Estados Unidos, principalmente al medio oeste, ya que el crudo tiene salida natural vía oleoductos hacia ese mercado. Un volumen menor se exporta hacia las Costas Este y Oeste de Estados Unidos.

#### ***Irak***

Irak posee 115.000 millones de barriles de reservas probadas de crudo. En mayo de 2006, la producción de crudo de Irak alcanzó unos 1,9 mmbd, en su mayoría de una mezcla de tres diferentes corrientes: Basrah Liviano (4° API), Basrah Mediano (30° API, 2,6% de azufre) y Basrah Pesado (22°–24° API, 3,4% de azufre). Las corrientes

---

<sup>12</sup> Arenas bituminosas. El bitumen extraído de estas arenas tiene una gravedad de aproximadamente 8° API y entre 4–6% de azufre.

se mezclan, resultando un crudo de alrededor de 33° API y 1,95% de azufre. Se reporta que el crudo es cada vez más pesado y con mayor contenido de azufre. Esta producción está muy lejos del pico alcanzado en 1979 de 3,7 millones de barriles diarios.

La mayoría de los analistas señala que en los próximos dos o tres años no habrá un incremento significativo de producción de crudo en este país, pero que para finales de la década podría alcanzar unos 4 millones de barriles diarios.

### México

Se estima que México posee reservas probadas de crudo del orden de los 15.700 millones de barriles. Según datos de la AIE, México es, en la actualidad, el país latinoamericano que más crudo produce: 3,8 mmbd. PEMEX es una de las grandes productoras del mercado internacional y una de las mayores proveedoras de Estados Unidos.

México exporta más de la mitad del crudo que extrae. En 2004, dicho país exportó unos 1.830 mbd, con destino principal al mercado de Estados Unidos.

Aproximadamente el 70% de la producción de México es de crudo pesado y de alto contenido de azufre, mientras que el 50% es crudo Maya de 22° API y 3,3% de azufre.

### Nigeria

Se estima que Nigeria posee 32.200 millones de barriles de reservas probadas de crudo. El gobierno planifica expandir este nivel hasta 40.000 mmb para 2010. Es el productor de crudo más grande de África, al promediar unos 2.500 mbd en 2004. Cerca del 95% de la producción de crudos de Nigeria proviene de *joint ventures* con compañías extranjeras.

La mayoría de las exportaciones de crudo se destinan a Estados Unidos y Europa Occidental, en términos de *Bonny Light* (35,5° API y 0,14% de azufre) y Forcados (30° API y 0,28% de azufre).

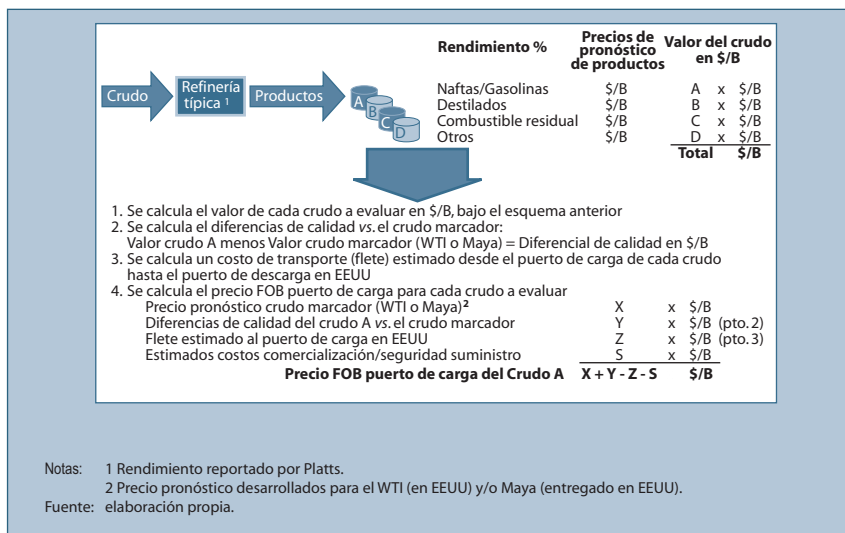
Cuadro 10 Información general principales países competidores

2004	Arabia Saudita	Canadá	Irak	México	Nigeria
Reservas probadas de crudo (mmb)	261.900	178.000 (95% oil sands)	115.000	15.700	32.200
Producción de crudo (mbd)	9.600	2.400	Aprox. 1.900	3.400	2.300
Consumo de petróleo (mbd)	1.900	2.300	550	2.020	321
Exportación de crudo a EEUU (mbd)	1.499	1.360	657	1.603	1.082
<b>Crudo referencia a evaluar</b>					
Crudo 1	Árabe liviano	Lloydminster	Basrah	Maya	Bonny light
API	34,00	22,00	33,70	21,80	35,40
%S	1,78	2,20	1,95	3,33	0,14
Crudo 2	Árabe pesado				
API	28,70				
%S	2,79				
<b>Exportaciones EEUU</b>					
PADD 1	0,12	0,15	0,00	0,03	0,40
PADD 2	0,10	0,78	0,10		
PADD 3	0,61	0,01	0,66	0,95	0,53
PADD 5	0,17	0,06	0,24	0,02	
<b>Competidores principales/crudos</b>					
	México/Maya				
	Irak-Basrah				
	Arabia Saudita/ ARH-ARL				

## Determinación de precios de mercado

Gráfico 12

Mecanismo de determinación de precios de mercado



### Análisis de competitividad

#### Metodología

Con la información de entorno petrolero para cada uno de los países de la región andina y sus competidores se realizó un análisis de competitividad, que permitió calcular precios de mercado estimados –a los que llamamos precios pronóstico– para los crudos representativos de estos países y para cada uno de los escenarios desarrollados en este estudio.

A continuación se detalla la metodología utilizada para el análisis de competitividad:

- Para cada país evaluado se identificó al menos un crudo representativo de sus reservas, tomando en cuenta la calidad y el volumen de exportación.
- Se identificaron los mercados de Estados Unidos donde cada crudo tiene mayor participación, indicio de que ese crudo es competitivo en ese mercado.
- Para los diferentes mercados de Estados Unidos (PADD 1, 2, 3 y 5) se identificaron los crudos competidores –los que tienen mayor participación en ese mercado– y los crudos marcadores de precios. Estos últimos son los crudos que, por contar con cotizaciones diarias en el mercado de fuentes internacionalmente reconocidas, se utilizan como referencia al momento de fijar precios de compra/venta (p.e., WTI, Maya y Brent).

- Una vez identificados todos los crudos a evaluar, se recopiló la información disponible en cuanto a precios de mercado históricos de las diferentes fuentes de información de energía internacionales (p.e., Platts, AIE): precios de los crudos marcadores (p.e., WTI y Maya), precios de los crudos seleccionados con cotizaciones disponibles y precios de productos en los diferentes mercados de Estados Unidos.
- Se analizaron los diferenciales de precios históricos de productos en los diferentes mercados, y se construyeron los precios pronóstico de los productos para cada escenario y mercado requeridos para el análisis de competitividad.
- Al utilizar los precios pronóstico de crudos y productos para cada escenario desarrollado se calcularon las competitividades de los crudos en evaluación vs. los crudos competidores y marcadores. Este análisis de competitividad contempla:
  - Cálculo y análisis de diferenciales de calidad de los crudos, es decir, el valor que produce cada crudo en términos de los productos que genera una vez refinado en la refinería típica de cada mercado.
  - Estimado de costos de transporte de cada crudo hacia los mercados de referencia.
  - Estimado de costos de comercialización y seguridad de suministro.
- Se analizó la información anterior y se desarrollaron los precios pronóstico *Free on Board* (FOB) puerto de carga para cada crudo evaluado.

En la sección a continuación se muestra de forma esquemática como se realizó el análisis de competitividad de los crudos.

### **Resultados generales del análisis de competitividad**

En los Cuadros 11, 12 y 13 (ver p. 100, 101 y 102, respectivamente) se presenta el precio pronóstico promedio 2006–2010 de cada crudo, como diferencial del precio del crudo marcador para los tres escenarios desarrollados. Esta fórmula de precio permite estimar rápidamente un precio promedio si se conoce el nivel de precio del crudo marcador.

Cuadro 11 Escenario demanda alta (USD/B)

Origen	Crudo	Precios pronósticos						Promedio 2006-2010	Promedio Diferencial vs. marcador
		2006	2007	2008	2009	2010	2010		
<b>Precios marcadores</b>									
	WTI	65,0	65,0	60,0	60,0	60,0	60,0	62,0	
	Maya	48,8	48,8	45,0	45,0	45,0	45,0	46,5	
<b>Precios FOB Pto. de carga</b>									
Arabia Saudita	Árabe liviano	58,8	58,8	54,1	54,1	54,1	54,1	56,0	WTI -6,0
	Árabe pesado	47,7	47,7	43,8	43,8	43,8	43,8	45,4	Maya -1,1
Brasil	Marlim	57,3	57,3	52,9	52,9	52,9	52,9	54,7	WTI -7,3
Canadá	Lloydminster	44,9	44,9	41,4	41,4	41,4	41,4	42,8	Maya -3,7
Colombia	Cusiana	64,4	64,4	59,4	59,4	59,4	59,4	61,4	WTI -0,6
	Vasconia	55,8	55,8	51,5	51,5	51,5	51,5	53,3	WTI -8,7
Ecuador	Oriente	56,6	56,6	52,1	52,1	52,1	52,1	53,9	WTI -8,1
Irak	Basrah	56,4	55,5	50,5	51,1	51,1	51,1	52,9	WTI -9,1
México	Maya	48,1	48,1	44,3	44,3	44,3	44,3	45,8	Maya -0,7
	Bonny light	61,1	61,1	56,3	56,3	56,3	56,3	58,2	WTI -3,8
Venezuela	Mesa	57,2	57,2	52,8	52,8	52,8	52,8	54,6	WTI -7,4
	Merey	47,4	47,4	43,6	43,6	43,6	43,6	45,2	Maya -1,3

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 12 Escenario demanda intermedia (USD/B)

Origen	Crudo	Precios pronósticos					Promedio 2006-2010	Promedio Diferencial vs. marcador
		2006	2007	2008	2009	2010		
<b>Precios marcadores</b>								
	WTI	60,0	55,0	55,0	55,0	55,0	56,0	
	Maya	45,0	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	
<b>Precios FOB Pto. de carga</b>								
Arabia Saudita	Árabe liviano	54,2	49,2	49,5	49,5	49,5	50,4	WTI -5,4
	Árabe pesado	44,0	40,2	40,1	40,1	40,1	40,9	Maya -1,0
Brasil	Marlim	52,5	47,5	48,1	48,1	48,1	48,9	WTI -6,9
Canadá	Lloydminster	41,4	38,0	38,0	38,0	38,0	38,7	Maya -3,2
Colombia	Cusiana	59,5	54,6	54,6	54,6	54,6	55,6	WTI -0,4
	Vasconia	51,9	47,6	47,6	47,6	47,6	48,5	WTI -7,4
Ecuador	Oriente	52,0	47,0	47,5	47,5	47,5	48,3	WTI -7,4
Irak	Basrah	52,0	46,1	46,1	46,7	46,7	47,5	WTI -8,0
México	Maya	44,3	40,6	40,6	40,6	40,6	41,3	Maya -0,7
Nigeria	Bonny light	56,5	51,5	51,7	51,7	51,7	52,6	WTI -3,2
Venezuela	Mesa	52,8	48,4	48,4	48,4	48,4	49,3	WTI -6,7
	Merrey	43,7	39,9	39,9	39,9	39,9	40,7	Maya -1,1

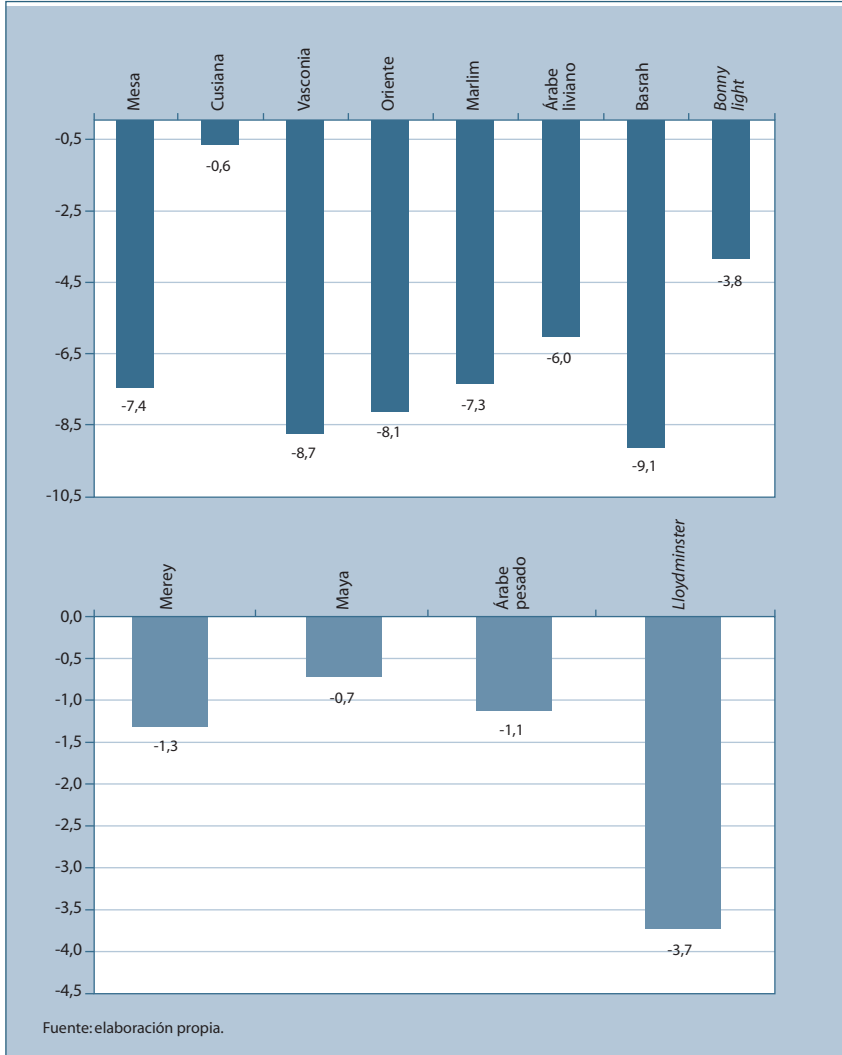
Fuente: elaboración propia.

Cuadro 13 Escenario demanda baja (USD/B)

Origen	Crudo	Precios pronósticos							Promedio 2006-2010	Promedio Diferencial vs. marcador
		2006	2007	2008	2009	2010	2010			
<b>Precios marcadores</b>										
	WTI	55,0	50,0	45,0	45,0	45,0	45,0	48,0		
	Maya	41,3	37,5	33,8	33,8	33,8	33,8	34,8		
<b>Precios FOB Pto. de carga</b>										
Arabia Saudita	Árabe liviano	49,8	44,8	40,1	40,1	40,1	40,1	43,0	WTI	-4,8
	Árabe pesado	40,2	36,5	32,6	32,6	32,6	32,6	34,9	Maya	-1,1
Brasil	Marlim	48,3	43,3	38,9	38,9	38,9	38,9	41,7	WTI	-6,1
Canadá	Lloydminster	38,0	34,5	31,1	31,1	31,1	31,1	33,2	Maya	-2,7
Colombia	Cusiana	54,6	49,6	44,7	44,7	44,7	44,7	47,7	WTI	-0,3
	Vasconia	47,6	43,4	39,1	39,1	39,1	39,1	41,7	WTI	-6,4
Ecuador	Oriente	47,6	42,6	38,1	38,1	38,1	38,1	40,9	WTI	-6,9
Irak	Basrah	47,9	42,0	37,0	37,6	37,6	37,6	40,4	WTI	-7,5
México	Maya	40,6	36,8	33,1	33,1	33,1	33,1	35,3	Maya	-0,7
Nigeria	Bonny light	52,1	47,1	42,3	42,3	42,3	42,3	45,2	WTI	-2,6
Venezuela	Mesa	48,4	44,0	39,6	39,6	39,6	39,6	42,2	WTI	-5,8
	Meruy	39,9	36,2	32,4	32,4	32,4	32,4	34,7	Maya	-1,2

Fuente: elaboración propia.

En los Gráficos 13, 14 y 15 (ver p. 104 y 105) para cada escenario desarrollado se presentan los precios pronóstico calculados para cada año y el promedio del período 2006–2010.

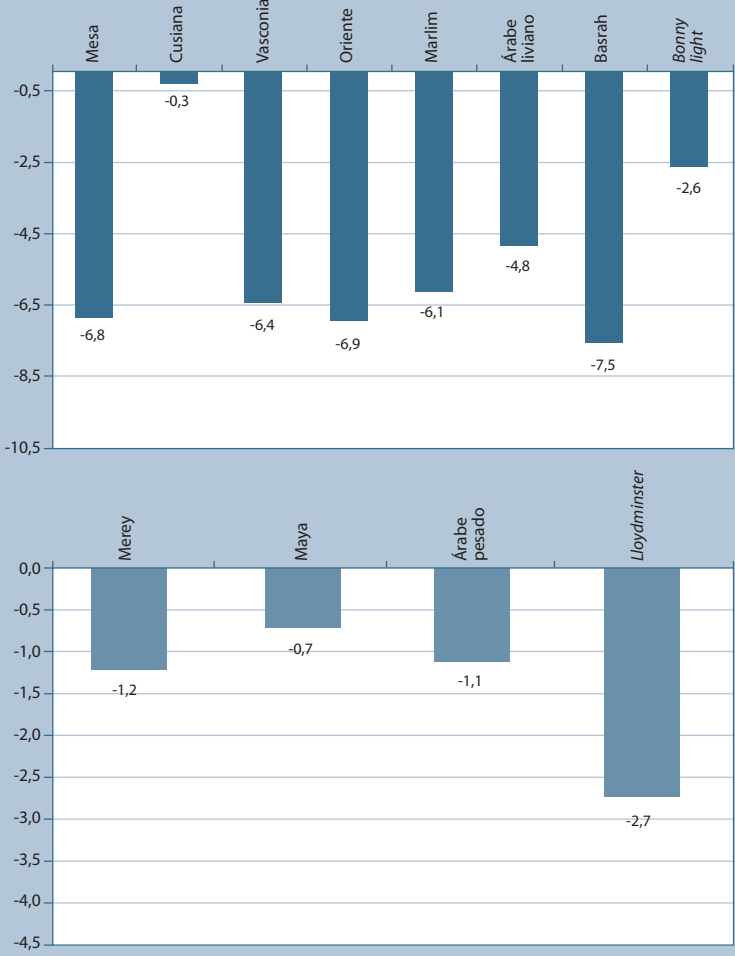


**Gráfico 13**

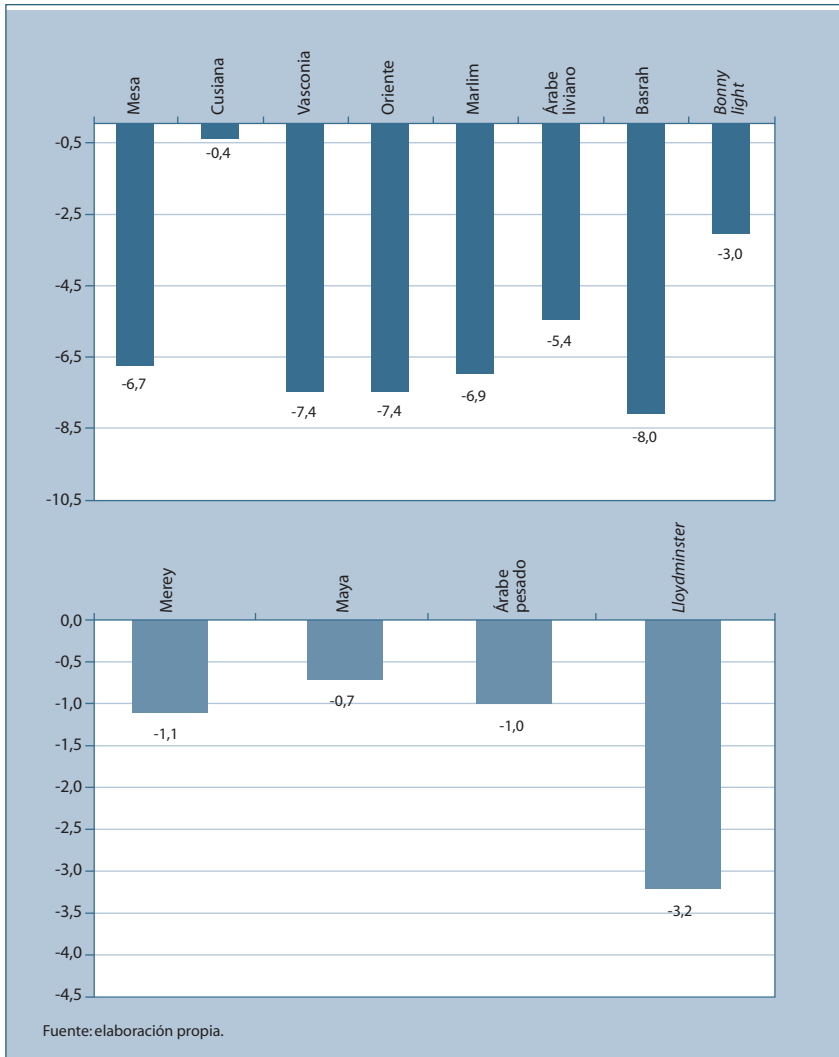
Diferencias de precio pronóstico vs. WTI en dólares por barril

Gráfico 14

Diferencias de precio pronóstico vs. WTI en dólares por barril



Fuente: elaboración propia.



Del análisis de los resultados anteriores se puede concluir lo siguiente:

- En la medida que el nivel de precios de crudos y productos del mercado es menor, los diferenciales de precio entre los diferentes crudos se reducen. Esto se debe, principalmente, a que los diferenciales de calidad entre los crudos se estrechan como consecuencia de que los diferenciales entre los precios de los productos también lo hacen. Lo anterior se observa al comparar los resultados para un mismo crudo en los tres escenarios de precios. Por ejemplo, el crudo Mesa (Venezuela) se valora como WTI-7,4 USD/B cuando el WTI es igual a 62 USD/B, mientras que se valora como WTI-5,8 USD/B cuando el WTI es igual a 48 USD/B.

- La competitividad de los crudos depende en gran medida de su calidad, ubicación geográfica y limitaciones operacionales. Para ilustrar este punto citamos algunos ejemplos:
  - Al comparar los precios de crudos más o menos similares en calidad que compiten por la misma capacidad de refinación en el mismo mercado, como es el caso del crudo Maya (México) y Merey (Venezuela) nos encontramos con que el Maya tiene un precio más atractivo FOB México que el Merey FOB Venezuela. Esto se debe principalmente a que la distancia hacia el mercado del PADD 3–Costa del Golfo es menor para el Maya que para el crudo venezolano y en consecuencia existe un diferencial en el costo de transporte a favor del Maya.
  - Por otra parte, si comparamos el precio del Merey con el Árabe Pesado, nos encontramos con que el Árabe pesado es más competitivo que el Merey. En este caso esto responde principalmente a dos factores:
    - Aun cuando la distancia hacia el mercado de Estados Unidos es mucho mayor para el caso de Árabe pesado, este crudo es más liviano (28° API contra 16° API del Merey) y se valora mejor en términos de productos refinados.
    - El costo de transporte de Árabe pesado, a pesar de la distancia, no es tan alto con relación al del crudo venezolano, ya que se transporta en buques de gran tamaño. Esto no sucede en Venezuela, ya que este país tiene limitaciones en sus puertos de carga.

## **Determinación de la renta máxima**

### ***Metodología***

Para calcular la renta máxima a la que los países evaluados pueden aspirar por sus crudos, se parte de los precios de mercado pronóstico calculados en el punto anterior y se le restan los costos estimados de exploración, desarrollo, producción y manejo operacional (ver Cuadro 14). La mayoría de la información sobre los estimados de costos de exploración, desarrollo y producción se obtuvo de las publicaciones de *Cambridge Energy Research Associates* (CERA).

A continuación se presentan algunos datos de interés en el área de costos de exploración, desarrollo y producción.

### **Costos de exploración y desarrollo**

Los gastos de exploración incluyen los relacionados con la adquisición del área, el levantamiento de la data sísmica, la perforación exploratoria y el mejoramiento de los pozos.

Cuadro 14 Costos de exploración, producción transporte y regalías

Pais	Reservas probadas mmbbl	Costos de exploración y desarrollo	Costos de producción	Oleoductos/ transporte interno <sup>1</sup>	Total USD/B	Regalías
Arabia Saudita	261,90	1,50	1,50	0,30	3,30	n.d.
Brasil	10,60	3,80	3,20	0,30	7,30	0,10
Canada						
Crudo convencional	178,00	8,00	3,80	0,30	12,10	Varía de acuerdo a factores como madurez y productividad
Oil sands <sup>2</sup>			11,00	0,30	11,30	
Colombia	1,54	4,00	2,50	2,50 <sup>3</sup>	7,30	3 –13% varía con distancia a Pto. De embarque
Ecuador	4,60	4,00	2,50	0,80	7,30	12,5–18% (varía con el vol.)
Irak	115,00	2,30	1,50	0,30	4,10	n.d.
México	15,70	5,00	4,40	0,30	9,70	n.d.
Nigeria	32,20	3,00	2,30	0,30	5,60	0–20 % depende de la profundidad de las aguas
Venezuela						
Crudo convencional	77,00	1,20	3,40	0,20	4,80	0,30
Extra pesado/Bitumen <sup>2</sup>	270,00	2,00	2,50		6,50	16,6% (30% desde 2006)

Notas: 1 Incluye producción y mejoramiento. 2 Cifras para Brasil, México, Irak, Canadá y Nigeria, estimado en base a promedio internacional. 3 Este costo varía de acuerdo a la distancia y precio del crudo. Se muestra el correspondiente a Caño Limón-Coveñas.  
n.d. = información actualizada no disponible.  
Fuente: Cambridge Energy Research Associates (CERA).

Los costos de desarrollo incluyen los relacionados con la perforación e instalación de todas las facilidades necesarias para extraer y procesar crudo, gas y agua. En lugares remotos se incluyen los gastos asociados a carreteras y facilidades para el personal.

La introducción de nuevas tecnologías –como la sísmica 3D– ha dado como resultado una reducción de los costos de exploración, particularmente, en las actividades costa afuera.

### Costos de producción

Los gastos de producción incluyen todo lo relacionado con las operaciones diarias tales como personal, reparaciones y mantenimiento, combustible, electricidad y agua.

Al igual que en el caso de los costos de exploración, éstos se redujeron a medida que se incrementó la productividad de los pozos, gracias a nuevas tecnologías –como la perforación horizontal– y al avance en las técnicas de recuperación.

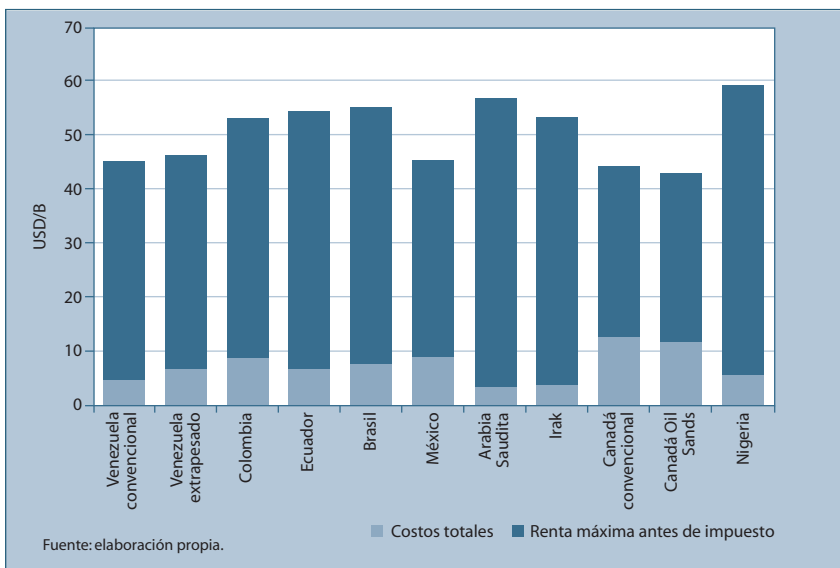
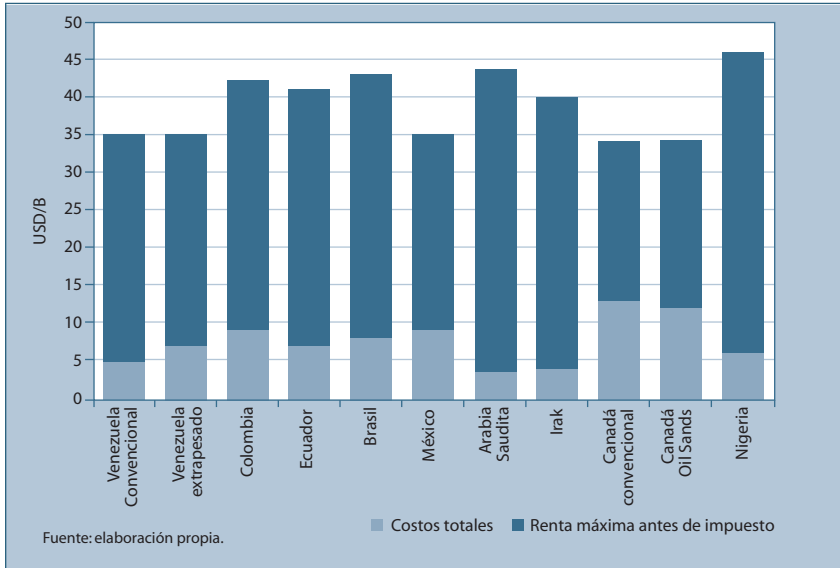
En cuanto al manejo operacional, en muchos casos, es realmente significativo el costo de transporte de crudos desde los campos de producción hasta los terminales de exportación. Esta información se obtuvo de Internet: portales de empresas estatales, Ministerios de Energía de los países y de diferentes reportes a los que se accede a través de buscadores como *www.google.com*. En algunos casos no se encontraron cifras precisas y se utilizó una cifra promedio.

Los impuestos sobre la explotación de hidrocarburos (regalía) y otros impuestos de producción no se incluyen en los costos de producción. Sin embargo, la regalía es utilizada por muchos países como un elemento que puede modificarse para atraer inversiones. Por esta razón, la mencionamos junto a los costos de exploración, desarrollo, producción y transporte que aparecen en el Cuadro 14.

Puede observarse que la regalía varía en cada país y en función de las condiciones particulares de los campos a desarrollar. En algunos casos, se aplica sobre el precio de venta del crudo, en otros –como en Canadá– sobre los ingresos del proyecto. Existen muchos ejemplos como éste, pero a efectos de este estudio dicho costo no se incluirá en el cálculo de renta máxima.

**Resultados**

En los Gráficos 16 y 17 se presentan los resultados de los cálculos de la renta máxima antes de la regalía y otros impuestos para cada país evaluado y para los dos escenarios extremos: demanda alta y demanda baja.



El Cuadro 15 presenta un resumen en cifras de los tres escenarios desarrollados. Es importante señalar que se utilizó como base para este cálculo el crudo que más se asemeja a las reservas disponibles para cada país, con sus correspondientes precios pronósticos.

De los gráficos anteriores se puede concluir que, debido a los altos precios que se pronostican para el mediano plazo, la inversión en exploración y producción se ve favorecida incluso en las áreas de más alto costo, como Canadá. Sin embargo, es importante destacar que este estudio no contempla un análisis de riesgo que incorpore a estas economías los elementos de inestabilidad política y baja operatividad que presentan algunos de los países evaluados. Es fundamental incorporar estos parámetros al momento de evaluar proyectos de inversión en esos países.

Cabe señalar que esta evaluación supone que la capacidad de refinación para el procesamiento de estos crudos está disponible en el mercado. Sin embargo, esta es un área de atención y evaluación materia de otro estudio.

Por otra parte, se destaca que la regalía continúa siendo un elemento de las economías que los Estados utilizan para ser más competitivos y atraer inversiones.

Cuadro 15 Renta máxima antes de la regalía y otros impuestos - USD/B

País	Precios FOB (USD/B)				Renta máxima		
	Escenario alto	Escenario intermedio	Escenario bajo	Costos <sup>1</sup> USD/B	Escenario alto	Escenario intermedio	Escenario bajo
Arabia Saudita	56,0	50,6	43,2	3,3	52,7	47,3	39,9
Brasil	54,7	49,1	41,9	7,3	47,4	41,8	34,6
Canadá							
Crudo convencional	42,8	38,8	33,3	12,1	30,7	26,7	21,2
Oil sands <sup>2</sup>	42,8	38,8	33,3	11,3	31,5	27,5	22,0
Colombia	53,3	48,6	41,6	9,0	44,3	39,6	32,6
Ecuador	53,9	48,6	41,1	7,3	46,6	41,3	33,8
Irak	52,9	48,0	40,5	4,1	48,8	43,9	36,4
México	45,8	41,3	35,3	9,7	36,1	31,6	25,6
Nigeria	58,2	52,8	45,4	5,6	52,7	47,3	39,9
Venezuela							
Crudo convencional	45,2	40,9	34,8	4,8	40,4	36,1	30,0
Extra pesado/Bitumen <sup>1</sup>	45,2	40,9	34,8	6,5	38,7	34,4	28,3

Notas: 1 Crudo mejorado. 2 Exploración, desarrollo, producción y otros relacionados con el manejo de los crudos.  
Fuente: elaboración propia.

## Conclusiones

Se prevé un aumento entre 1,8%–2,2% de la demanda mundial de hidrocarburos en los próximos años. Este crecimiento, aunado a una capacidad mundial de producción y refinación de crudos prácticamente copada, soporta un nivel de precios altos tanto en el presente como en el mediano plazo (2006–2010).

Este contexto de creciente demanda mundial de hidrocarburos abre oportunidades en los mercados de Estados Unidos para comercializar un volumen adicional de crudo, proveniente de la nueva producción disponible. Sin embargo, se requiere nueva capacidad de refinación para transformar estos crudos en los productos de consumo final. A los fines de esta investigación se considera que la producción adicional de crudos cuenta con una capacidad de refinación disponible para su procesamiento.

Es importante recordar que los diferenciales de precio entre los diversos crudos en el mercado se reducen a medida que el nivel de precios de crudos y productos del mercado es menor. Esto se debe principalmente a que los diferenciales de calidad entre los crudos se estrechan, dando como consecuencia la reducción de los diferenciales entre los precios de los productos.

Los siguientes países se identificaron como principales actores del mercado de Estados Unidos: Arabia Saudita, Canadá, Irak, México, Nigeria y Venezuela. Los crudos de Latinoamérica compiten por participación en ese mercado contra los crudos producidos por aquellos.

El análisis de competitividad que se llevó a cabo corrobora que la competitividad de los crudos depende en gran medida de su calidad, ubicación geográfica y limitaciones operacionales.

La renta máxima –calculada a partir de los precios de mercado pronóstico desarrollados y de los costos estimados de exploración, desarrollo, producción y transporte– arroja que con los altos precios que se pronostican para el mediano plazo, la inversión en exploración y producción se ve favorecida aun en las áreas de más alto costo.

El presente estudio no contempla un análisis de riesgo, que incorpore a estas economías los elementos de inestabilidad política y baja operatividad existentes en algunos de los países evaluados. Este análisis es fundamental para la evaluación económica de proyectos de inversión en esos países.

## **Referencias bibliográficas**

- Cambridge Energy Research Associates (CERA). Revisado en [http:// www.cera.com](http://www.cera.com)
- Carolina Energy Commission. Revisado en [http://www.energy.ca.gov/gasoline/map\\_eia\\_padds.html](http://www.energy.ca.gov/gasoline/map_eia_padds.html)
- Ecopetrol S. A. Revisado en <http://www.ecopetrol.com.co>
- Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (PetroEcuador). Revisado en [http:// : www.petroecuador.com.ec](http://www.petroecuador.com.ec)
- Energy Information Administration (EIA). Revisado en EIA 814 – importaciones mensuales: [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)
- Energy Information Administration (EIA). Revisado en <http://www.eia.doe.gov/>
- Ministerio de Energía y Minas de la República del Perú. Revisado en <http://www.minem.gob.pe>
- Oil and Gas Journal (2007). Revisado en <http://www.ogj.com>
- Petróleos de Venezuela, S.A. (PdvsA). Revisado en <http://www.pdvsA.com>
- Platts (2007). Revisado en <http://www.platts.com>
- Venezuela Virtual (2007). Revisado en <http://www.mipunto.com/venezuelavirtual>