

Hacia la integración energética hemisférica: retos y oportunidades



Título: *Hacia la integración energética hemisférica:
retos y oportunidades*

Depósito legal: lf74320083001

ISBN: 978-980-6810-34-1

Editores:

L. Miguel Castilla

Ramón Espinasa

Peter Kalil

Osmel Manzano

Coordinación y producción editorial:

Dirección de Secretaría y Comunicaciones Corporativas
de la Corporación Andina de Fomento (CAF)

Teléfono: (58 212) 209.6624/2294–Fax: (58 212) 209.2211
publicaciones@caf.com

Diseño gráfico: Jaqueline Carpente

Impreso en: Norma Color

Caracas, Venezuela–Marzo de 2008

Las ideas y planteamientos contenidos en la presente edición son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no comprometen la posición oficial del BID ni de la CAF.

La versión digital de este libro se encuentra en
www.caf.com/publicaciones
www.iadb.org

© Banco Interamericano de Desarrollo

© Corporación Andina de Fomento

Prólogo

Luis Alberto Moreno
Presidente del BID

L. Enrique García
Presidente Ejecutivo de la CAF

La ventaja comparativa actual de los países latinoamericanos en el cuadro mundial es su dotación de recursos naturales. Por un lado, los países asiáticos se han convertido en la gran factoría mundial de manufacturas de consumo masivo. Por otro, Estados Unidos y Europa se consolidan como proveedores de manufacturas especializadas, tecnología y servicios. África y América Latina han quedado relegadas al rol de proveedores de materias primas. Sin embargo, este rol como proveedores de bienes de menor valor agregado tiene hoy en día una connotación de fortaleza dada la escasez relativa de materias primas. Asia, Europa y Estados Unidos carecen de los recursos naturales para alimentar el vigoroso crecimiento de sus economías, lo cual ha impulsado los precios de las materias primas en forma sostenida a niveles nunca antes observados a lo largo de la última década.

El gran reto de América Latina es cómo sacar el mayor provecho a la oportunidad que brinda la presente división internacional del trabajo: por un lado, cómo aprovechar el ingreso proveniente de las altas rentas en la exportación de recursos naturales para acumularlo en la mejora de la fuerza de trabajo y la infraestructura productiva de la región a fin de hacer crecer en forma sostenida la productividad y el ingreso de sus habitantes; y por otro, cómo agregar el máximo valor a lo largo de las cadenas productivas que se originan en las distintas materias primas con las que están dotados los distintos países. Al combinar una fuerza de trabajo cada vez más productiva con la dotación de los recursos naturales de los distintos territorios, se producirán manufacturas con cada vez mayor valor agregado en los distintos países de la región.

La explotación de recursos naturales, lejos de ser una actividad de segundo orden, puede crear las fundaciones para el desarrollo de largo plazo, en la medida que alrededor de las actividades extractivas se vayan creando redes de industrias que agreguen cada vez mayor conocimiento y valor a la materia prima, aumentando en forma sostenida la productividad de la economía. Para ello es fundamental que estas actividades tengan continuidad en el tiempo, lo que se logrará con arreglos institucionales que brinden estabilidad y seguridad a las inversiones en estos

sectores y, al mismo tiempo incentiven el desarrollo de estas redes conexas de industrias alrededor de la actividad primaria.

Entre los recursos naturales, los hidrocarburos merecen mención aparte por su importancia. Son la primera fuente de energía primaria del mundo y, el petróleo y sus derivados y el gas, son los bienes individuales de mayor volumen de comercio a nivel mundial. Dicho esto, los países andinos pueden acumular las mayores reservas de hidrocarburos del mundo fuera de la zona del Golfo Pérsico. Además, gozan de una ventaja de ubicación geográfica por su cercanía relativa, respecto a otros exportadores, al mercado más grande de importación de hidrocarburos del mundo, Estados Unidos. Esto genera ventajas de logística, tiempo y costos de transporte.

La creciente brecha energética de América del Norte junto al potencial de crecimiento de la producción de hidrocarburos de América del Sur crean las condiciones para profundizar la integración energética del hemisferio occidental. Se puede plantear una estrategia de beneficio mutuo por la cual los países del hemisferio sur podrían aumentar su producción de hidrocarburos y con ello su ingreso, y beneficiarse de inversión extranjera directa y de transferencia de tecnología de los países del norte, los cuales se beneficiarían del suministro de fuentes cercanas y seguras del propio continente. Los países de América del Sur se beneficiarían tanto del aumento del ingreso al aumentar el volumen exportado, como de los aumentos en la productividad de la economía asociados al incremento en la producción de la industria petrolera y las industrias conexas proveedoras de bienes y servicios.

Sin embargo, la propiedad estatal de los yacimientos, y de las minas en general, hace la economía política de la producción de hidrocarburos particularmente compleja en los países latinoamericanos. El aumento de la producción no obedece exclusivamente a estímulos de carácter económico, sino que intervienen consideraciones de tipo político e ideológico. Además, la distribución de las rentas

presentes en la producción de hidrocarburos hace la relación entre el Estado, propietario de las reservas, y las empresas que las desarrollan particularmente tensa. Históricamente, la tensión creciente alrededor de la distribución del ingreso petrolero ha llevado a episodios de expropiación del capital petrolero en los países latinoamericanos. Ello explica, en buena parte, por qué la tasa de explotación de las reservas es menor que en otros países con una dotación similar de recursos. El aumento de la producción de hidrocarburos en América Latina además de la voluntad de los Estados propietarios de las reservas, requiere un arreglo institucional en los países que minimice la posibilidad de expropiación de las empresas que invierten en el sector.

Una característica de las actividades mineras en general, y de la de hidrocarburos en particular, es el carácter aleatorio de su localización y con ello la dispersión geográfica de las operaciones extractivas. Ello significa que en muchas oportunidades los yacimientos se encontrarán en zonas delicadas desde un punto de vista ambiental o aledañas a comunidades humanas asentadas en un territorio. De igual manera, el transporte a los centros de consumo puede ser disruptivo en el ámbito social, ecológico o arqueológico. Por ello, para que sea viable, la actividad de los hidrocarburos en América Latina, debe minimizar el impacto ambiental y social, siguiendo las mejores prácticas internacionales, así como llegar a acuerdos estables con las organizaciones de defensa del medio ambiente y contar con el beneplácito de las comunidades aledañas a los centros de operación.

El presente libro es una primera aproximación del BID y de la CAF al tema de la integración energética hemisférica, en particular el rol potencial que pueden jugar los países de la región andina. El origen de este proyecto se remonta al mandato que se derivó de la solicitud de los primeros mandatarios de los países de la región, reunidos en la Cumbre Presidencial Andina de Santa Cruz de la Sierra en enero de 2002. Ambas instituciones respondieron a este mandato a través de distintos proyectos de cooperación técnica, los cuales financiaron, por un lado, estudios del potencial del sector hidrocarburos en cada uno de los países de la región andina

y culminaron con talleres locales de presentación y discusión de los principales resultados. Por otro lado, se financiaron estudios de carácter más general relativos al papel del sector en la integración regional, la competitividad internacional de la producción de hidrocarburos en los países de la región, la mejor praxis internacional de arreglos institucionales, sociales y ambientales del sector y, finalmente, la región en el contexto mundial. Estos estudios se presentaron en un seminario regional, celebrado en la ciudad de Lima en Perú, en julio de 2005 y a las compañías petroleras que operan en la región en la ciudad de Houston en Estados Unidos, en julio de 2006. Estos son los estudios que para la discusión general se presentan ahora en esta publicación.

Contenido

Prólogo	3
Integración energética hemisférica: contribución potencial de los países de la región andina	9
• Introducción	11
• Balances volumétricos	13
• Reservas	43
• Inversión	50
• Marco institucional	53
• Conclusiones	64
• Referencias bibliográficas	66
Análisis de las ventajas comparativas y potencial del mercado de hidrocarburos en los países de la región andina	67
• Resumen ejecutivo	69
• Introducción	70
• Entorno petrolero	71
• Conclusiones	112
• Referencias bibliográficas	113
Análisis institucional de la gobernabilidad y contratación en el sector petrolero: casos de la región andina	115
• Introducción	117
• Marco analítico y conceptual	119
• Experiencias internacionales de gobernabilidad y contratación	140
• Características de los regímenes fiscales y de contratación en el mundo	146
• Gobernabilidad y contratación en la región andina	148
• Casos de la región andina	155
• Comentarios finales	174
• Referencias bibliográficas	177
El sector de hidrocarburos como instrumento de desarrollo: la integración económica del sector de hidrocarburos en la región andina	179
• Introducción	181
• Las interrelaciones macro del sector de hidrocarburos	182
• La interrelación con el sector productivo	190
• Conclusiones	208
• Referencias bibliográficas	210

El desarrollo sustentable: análisis de los temas ambientales, sociales e indígenas relacionados con el sector hidrocarburos	215
• Introducción	217
• Aspectos generales que afectan la gestión ambiental y social del sector de hidrocarburos	218
• Problemática de la gestión ambiental y social del sector de hidrocarburos en la región andina	236
• Marco político y capacidad institucional de gobiernos, empresas y sociedad civil	271
• Análisis de riesgo	277
• Conclusiones y recomendaciones	288
• Referencias bibliográficas	302

*Integración energética hemisférica: contribución potencial
de los países de la región andina*

Ramón Espinasa

Integración energética hemisférica: contribución potencial de los países de la región andina

Ramón Espinasa¹

Introducción

El petróleo crudo constituye la forma más fungible de energía primaria. Sus derivados pueden ser utilizados como combustible para transporte o para la generación termoeléctrica. Los otros combustibles fósiles –como el gas o el carbón– no pueden ser utilizados como combustible para transporte automotriz, al menos en forma significativa, y se utilizan fundamentalmente para generación térmica. Otras fuentes de energía primaria como la hidráulica, la eólica y la solar se pueden aprovechar tan solo para generación eléctrica.

Por otra parte, el petróleo crudo representa el grueso de las fuentes de energía primaria sujetas a transporte transoceánico, muy por encima de otras fuentes de combustibles fósiles, como el gas licuado o el carbón, o de los combustibles líquidos de origen orgánico, que apenas se empiezan a comercializar entre países. Por una gran diferencia, el petróleo crudo es la forma de energía primaria más comercializada en el mundo.

Estas dos propiedades –ser la fuente de energía primaria más fungible y comercial– determinan que el saldo en el balance petrolero represente una muy buena primera aproximación al balance energético de los diferentes continentes.

La brecha energética del hemisferio occidental, medida por el balance petrolero del continente se cuadruplicó a partir de 1985. En la actualidad, el hemisferio importa casi la tercera parte del petróleo que consume: produce más de 20 millones de barriles diarios (mmbd) de un consumo total de casi 30 mmbd. Esta brecha era de 2,5 mmbd en 1985 y, hasta finales de la década de los sesenta, el continente fue autosuficiente en su suministro de energía. La brecha se ha acentuado en lo que va del siglo, haciendo que el continente sea cada vez más dependiente del suministro de petróleo de origen extra-hemisférico.

La brecha tiene su origen en el creciente déficit energético de Norteamérica, en tanto Suramérica es exportadora neta de energía. En efecto, Suramérica tiene las reservas de hidrocarburos, así como el potencial de energía primaria en general, para cubrir con creces el déficit de Norteamérica.

1 Consultor División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Correo electrónico: ramones@contractual.iadb.org

El déficit de Norteamérica y la abundancia de fuentes de energía primaria de Suramérica abren un importante potencial de integración hemisférica alrededor del vector energía, que permitiría multiplicar los flujos comerciales entre ambas partes. De realizarse este potencial, Suramérica podría incrementar sus exportaciones de energía para cubrir el déficit de Norteamérica y, como contraparte, se generarían flujos de inversión y bienes y servicios desde esa región para la producción y transformación de energía en Suramérica.

Una estrategia de este tipo favorecería a las dos mitades del hemisferio occidental. El norte se beneficiaría por el suministro de energía de su propio hemisferio, con una connotación de seguridad respecto a fuentes extra-hemisféricas. El sur, por su parte, se beneficiaría con el aumento en sus ingresos por exportaciones de energía a sus mercados naturales, con el incremento de la inversión extranjera directa y con la transferencia de tecnología y conocimiento en la producción y transformación de energía.

Sin embargo, la existencia de este potencial para la integración es sólo una condición para que ésta se materialice. Su realización efectiva depende de la voluntad política de cada uno de los países capaces de aumentar la producción en Suramérica.

Sobre la base de las consideraciones anteriores, el presente ensayo está dividido en cuatro secciones. En la primera se estudia el potencial de integración hemisférica energética, midiendo tanto el déficit energético de Norteamérica como el superávit exportable de Suramérica en la actualidad y en un escenario proyectado al 2020. En la segunda parte se analiza la dotación de reservas de los principales países petroleros del continente y se verifica la consistencia de las metas volumétricas del escenario al 2020, con respecto al potencial de reservas de cada país. La tercera parte estima la inversión necesaria para materializar la producción en el escenario al 2020, a la luz de la experiencia histórica de los cuatro países andinos productores de petróleo.

Finalmente, en la quinta sección se hace una descripción de la evolución del marco institucional que regula la producción de petróleo, y se identifican dos patrones que en la actualidad gobiernan el desempeño del sector petrolero en los países latinoamericanos. Uno, moldeado en las mejores prácticas internacionales, estimula la inversión y la expansión de la actividad del sector y es consistente con el escenario al 2020: patrón presente en Colombia, Perú y Brasil. El otro, en el cual el control rígido del gobierno limita la actividad de la industria petrolera y provoca la declinación de la producción, se da en países como Ecuador, México y Venezuela. El marco institucional imperante condiciona que estos países puedan alcanzar las metas que se plantean en el escenario al 2020.

Balances volumétricos

Hemisferio occidental

Entre 1985² y 2006, las importaciones de petróleo del hemisferio occidental pasaron de 2,5 a 9,4 mmbd. El continente fue autosuficiente hasta finales de la década de los sesenta. A partir de 1970, el agotamiento de las reservas condujo al inicio de la declinación de la producción en los Estados Unidos y a la acelerada apertura del déficit petrolero hemisférico, que llegó a representar la tercera parte del consumo para mediados de esa época. Las dos grandes escaladas de precios de esa década³ indujeron ahorro en el consumo y estimularon la producción regional de petróleo. Así, la brecha se redujo a menos de una octava parte del consumo para 1985. Sin embargo, la acelerada declinación de la producción de Norteamérica –después de alcanzar un segundo pico de producción en 1985– y el estancamiento de la producción en Suramérica –a partir de 1999– han acelerado la apertura de la brecha energética hemisférica y, como se observa en el Gráfico 1, el continente importa hoy la tercera parte del petróleo que consume.

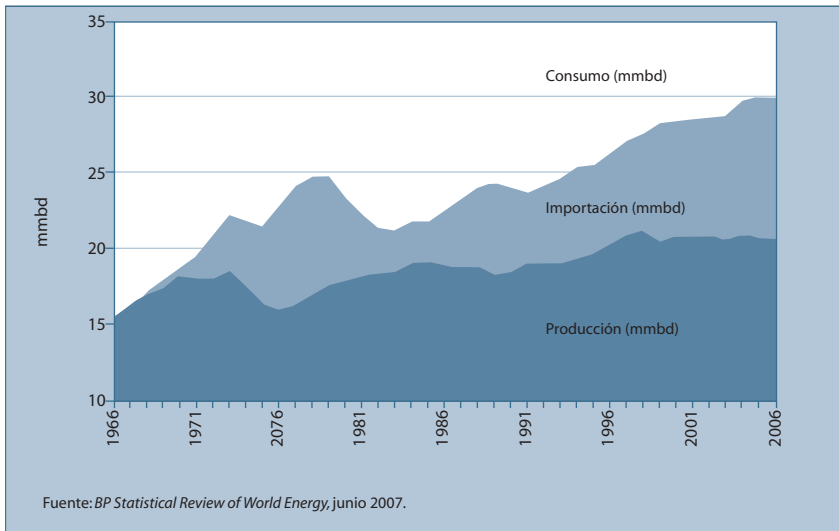


Gráfico 1

Hemisferio occidental: producción y consumo de petróleo 1966–2006

- Se elige 1985 como punto de referencia ya que ese año culminó la segunda gran escalada de precios del siglo XX, originada en la crisis Iraní de 1979–1981. Los precios se redujeron a la mitad en 1986, revirtiendo las tendencias de ahorro y sustitución de petróleo que las dos escaladas de la década de los setenta había inducido.
- La primera escalada se produjo en 1973–1974 con motivo del embargo petrolero árabe a los Estados Unidos como represalia por el apoyo de este país a Israel durante “la Guerra de los Siete Días”, en septiembre de 1973.

A continuación se desarrolla la evolución histórica de la brecha energética del hemisferio occidental analizando por separado la producción y el consumo del continente desagregado entre norte y sur América.

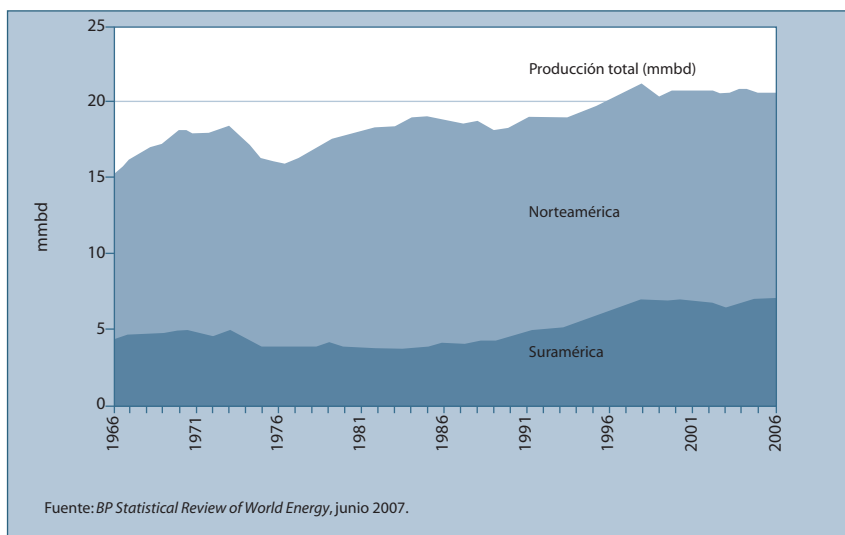
Producción del hemisferio occidental

La producción de petróleo del hemisferio occidental creció 25% a partir de 1965, hasta alcanzar un primer pico de producción en su desarrollo contemporáneo en 1973, cuando llegó a 18,4 mmbd, para luego caer a 15,9 mmbd en 1976. Posteriormente, se recuperó en forma sostenida hasta alcanzar 21 mmbd en 1998. Desde entonces, la producción del continente está estancada.

Históricamente, Norteamérica ha producido varias veces el monto de petróleo de Suramérica. Sin embargo, la declinación de su producción a partir de 1985, al tiempo que aumentaba la de Suramérica, incrementó la participación en la producción total de esta última desde un 20% en 1985 hasta una tercera parte (33%) en 1999. Posteriormente, por razones que se discutirán en detalle más adelante, se estancó la producción en Suramérica y se detuvo la tasa de declinación en Norteamérica, con lo cual la proporción de la producción de Suramérica en el total hemisférico se ha mantenido esencialmente estable en lo que va del siglo XXI. El Gráfico 2 muestra la producción hemisférica desagregada entre Norteamérica y Suramérica.

Gráfico 2

Hemisferio occidental: producción de petróleo 1966–2006



Consumo del hemisferio occidental

El consumo de petróleo del hemisferio creció dos terceras partes en 25 años al pasar de 15 mmbd a 25 mmbd entre 1965 y 1979, cuando alcanzó un primer pico.

El consumo cayó a 23 mmbd en 1983 y después creció hasta 30 mmbd en 2006, a una tasa promedio anual de 1,6%.

En Norteamérica, el consumo está aun más concentrado que la producción. El consumo de Suramérica pasó de 12% a 16% del total del continente entre 1965 y 2006. El Gráfico 3 muestra el consumo hemisférico de petróleo desagregado entre Norteamérica y Suramérica.

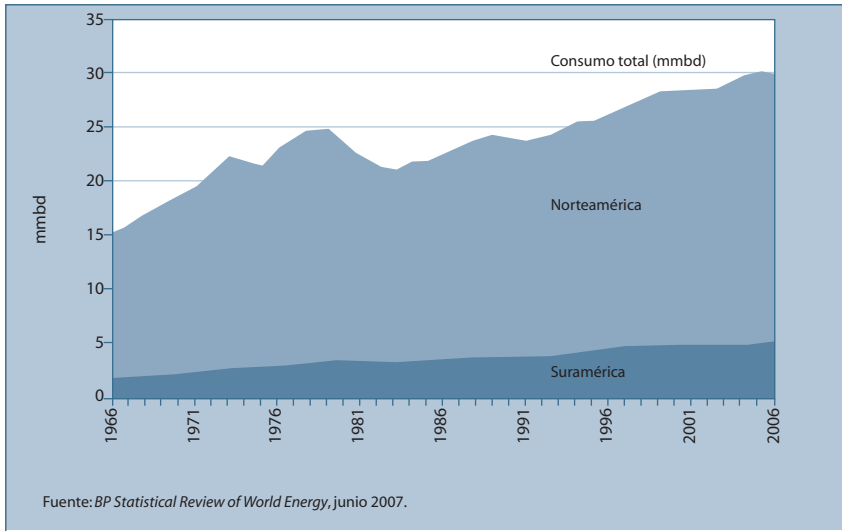


Gráfico 3
Hemisferio occidental:
consumo de petróleo
1966-2006

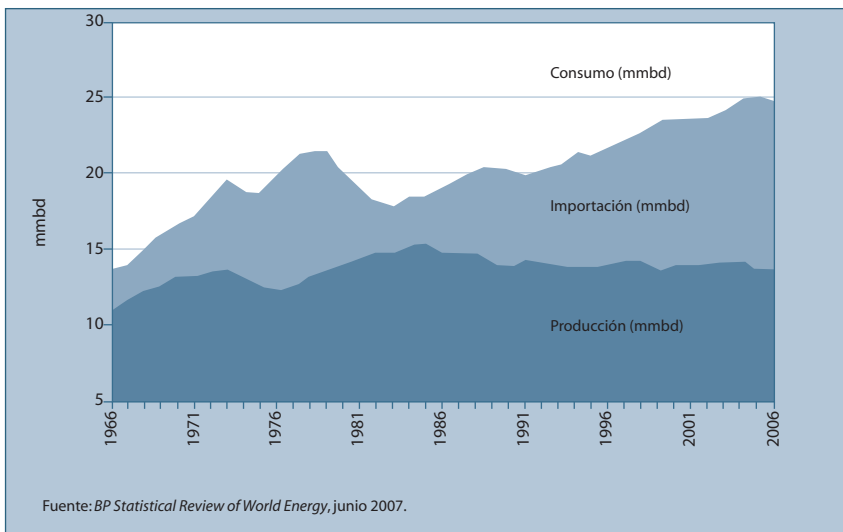
A continuación se desarrolla la evolución de la producción, el consumo y el balance de Norteamérica y Suramérica, por separado y desagregado en los principales países productores. Más adelante se presenta un escenario al 2020 para estos países.

Norteamérica

Norteamérica es deficitaria en su suministro de petróleo al menos desde 1965. La brecha se abrió en un primer momento hasta 8,7 mmbd, es decir, 40% del consumo en 1978. Posteriormente, inducido por la segunda escalada de precios entre 1979 y 1981, la brecha se cerró hasta 3,2 mmbd en 1985, es decir, una sexta parte del consumo. Siguiendo la caída de precios de 1986, la brecha casi se cuadruplicó y llegó a más de 11 mmbd en 2006, casi la mitad del consumo de la región, y casi el triple de la brecha relativa en 1985. Esta apertura sostenida del déficit se debe a la caída gradual de la producción por agotamiento de las reservas en los Estados Unidos, al tiempo que el consumo se expande con el crecimiento económico de la región. El Gráfico 4 (ver p.16) muestra la producción y el consumo de Norteamérica desde 1965.

Gráfico 4

Norteamérica:
producción y
consumo
de petróleo
1966–2006



A continuación se presenta la producción y el consumo de Norteamérica desagregados en los tres países que integran esa mitad del hemisferio –Canadá, Estados Unidos y México– así como el balance petrolero de cada uno de ellos.

Producción de Norteamérica

Después de alcanzar un pico de 15,3 mmbd en 1985, la producción de petróleo de Norteamérica cayó a 14 mmbd en 1989 y se ha mantenido oscilando entre 13,7 y 14,3 mmbd hasta 2006. La causa de la caída y estancamiento de la producción es la sostenida declinación de Estados Unidos, apenas compensada por aumentos de producción en México y Canadá. La producción de Estados Unidos alcanzó un primer pico de 11,3 mmbd en 1970 y un segundo, de 10,5 mmbd, en 1985. Después, la producción descendió en forma sostenida hasta 6,9 mmbd en 2006. Esto se debió exclusivamente al agotamiento de las reservas⁴. Por el contrario, México y Canadá aumentaron su producción, pero apenas lo suficiente para compensar la declinación de Estados Unidos a partir de 1989. La producción de Canadá aumentó de 1,9 mmbd en 1989 a 3,2 mmbd en 2006, mientras que la producción de México aumentó menos, de 3,0 a 3,6 mmbd en el mismo período. La importante declinación de la producción de Estados Unidos a partir de 1985 le hizo perder importancia como primer productor de petróleo de Norteamérica. De hecho, su participación en el total pasó de 90% en 1965 a 50% en 2006. El Gráfico 5 muestra la producción agregada de estos tres países.

⁴ La literatura sobre el agotamiento de las reservas de Estados Unidos es abundante. Buena parte se agrupa bajo la referencia del Pico de Hubbert (*Hubbert's Peak*) en honor del geólogo M. King Hubbert, quien ya en 1949 predijo que la producción de Estados Unidos llegaría a un pico en 1970. Literatura extensa sobre el tema se puede obtener en www.hubbertpeak.com

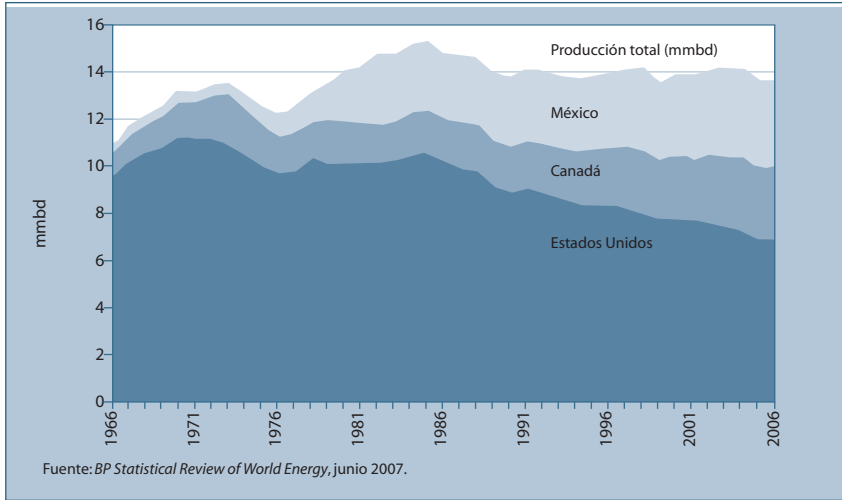


Gráfico 5

Norteamérica:
producción
de petróleo
1966–2006

Consumo de Norteamérica

El consumo de petróleo de Norteamérica alcanzó dos picos: en 1973 llegó a 19,5 mmbd y, en 1978, a 21,5 mmbd. Las escaladas de precios que siguieron en cada caso condujeron a sendas reducciones de consumo, la segunda mucho más pronunciada que la primera. El consumo cayó a 17,9 mmbd en 1983. Desde entonces creció sostenidamente hasta 24,8 mmbd en 2006. El consumo se concentra en Estados Unidos, aun cuando ha disminuido relativamente en el tiempo pasando de 88% en 1965 a 82% en 2006. En 2005 Estados Unidos consumió 2,6 mmbd, Canadá 2,2 mmbd y México 2,0 mmbd. El Gráfico 6 muestra el consumo de petróleo de Norteamérica desagregado en estos tres países.

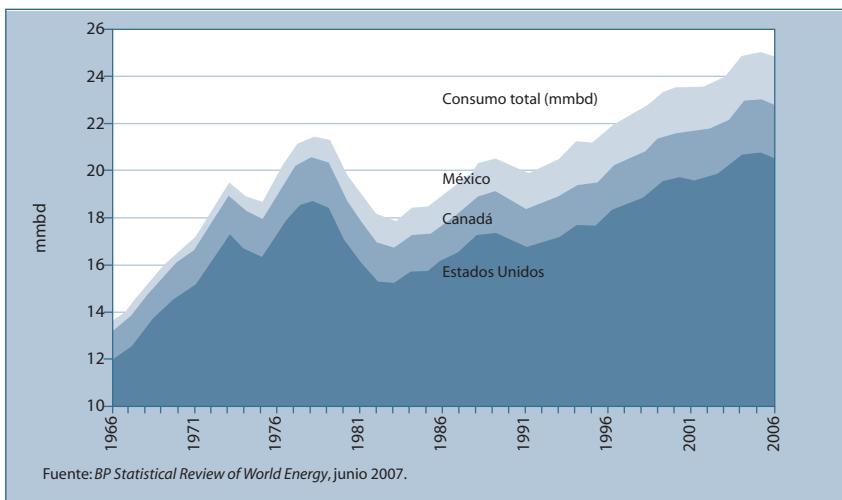


Gráfico 6

Norteamérica:
consumo
de petróleo
1966–2006

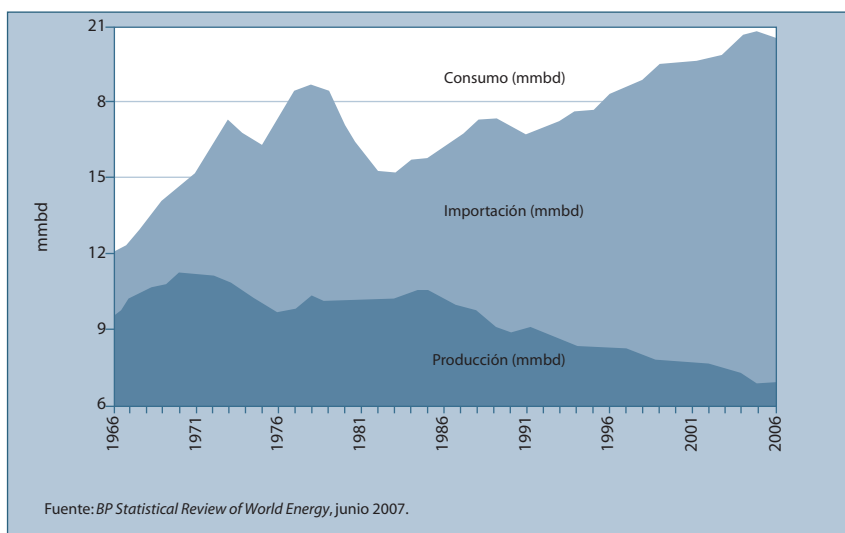
A continuación se presentan los balances entre la producción y el consumo de petróleo de Estados Unidos, Canadá y México.

Balace de Estados Unidos

El Gráfico 7 muestra como la brecha de suministro de petróleo de Estados Unidos aumentó sin pausa y creció más de dos veces y media, de 5,2 mmbd en 1985 a 13,7 mmbd en 2006 debido a la declinación de la producción por agotamiento y al aumento del consumo con la actividad económica. Así, la brecha se duplicó, pasando de un tercio a dos tercios.

Gráfico 7

**Estados Unidos:
producción y
consumo
de petróleo
1966–2006**



Balace de Canadá

Canadá no se convirtió en exportador neto sino hasta después de 1983. Las exportaciones netas de Canadá crecieron hasta 2006 cuando alcanzaron 0,9 mmbd, algo más del 25% de la producción de ese año. El Gráfico 8 muestra el balance producción–consumo de Canadá.

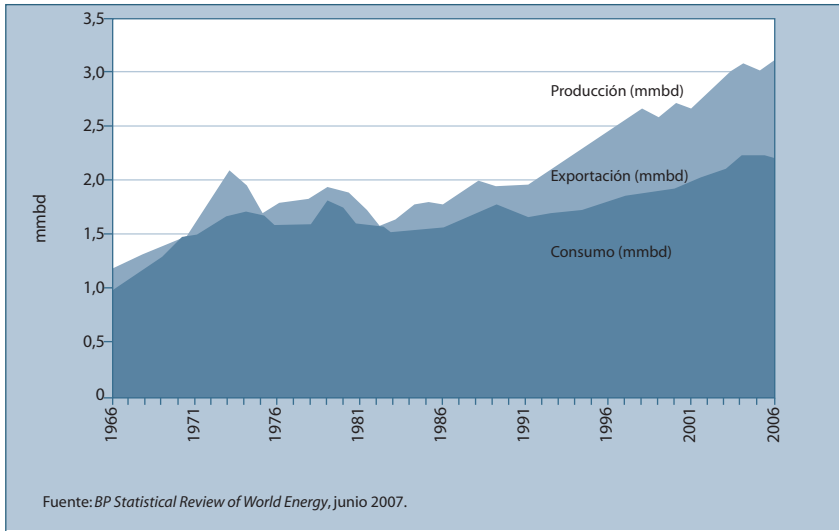


Gráfico 8
Canadá:
producción y
consumo
de petróleo
1966-2006

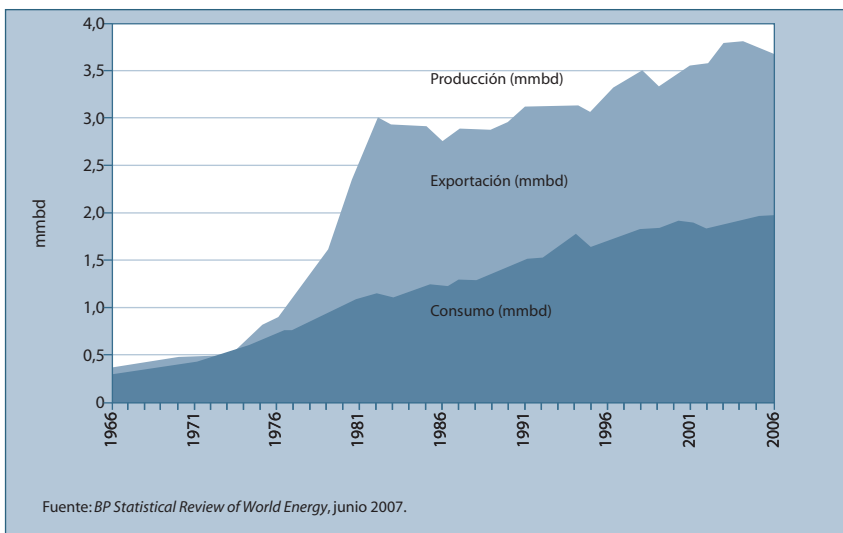
Balance de México

México es exportador neto a partir del desarrollo del Yacimiento de Cantarell en el Golfo de Campeche, el cual se desarrolló después de la primera escalada de precios a mediados de la década de los setenta. La producción se multiplicó por seis, de 0,5 mmbd en 1973 a 3 mmbd en 1982, cuando las exportaciones netas de México alcanzaron 1,9 mmbd. La producción de México se mantuvo alrededor de 3 mmbd hasta 1995, para después alcanzar 3,8 mmbd en 2004, y caer en 2005 y 2006 hasta 3,7 mmbd.

A partir de 1982, en la medida que la producción creció más rápido que el consumo, las exportaciones netas de México alcanzaron un máximo de 1,9 mmbd en 2004. Desde entonces se ha revertido la tendencia de la producción a crecer y ha declinado, lo cual, junto al aumento sostenido del consumo, se ha traducido en la declinación de las exportaciones netas hasta 1,7 mmbd en 2006. El Gráfico 9 (ver p. 20) muestra el balance entre producción y consumo de México.

Gráfico 9

México:
producción y
consumo
de petróleo
1966–2006



Norteamérica en el escenario al 2020

La brecha petrolera de Norteamérica seguirá creciendo al 2020 en la medida que aumente el consumo con la actividad económica y decline la producción por agotamiento de las reservas.

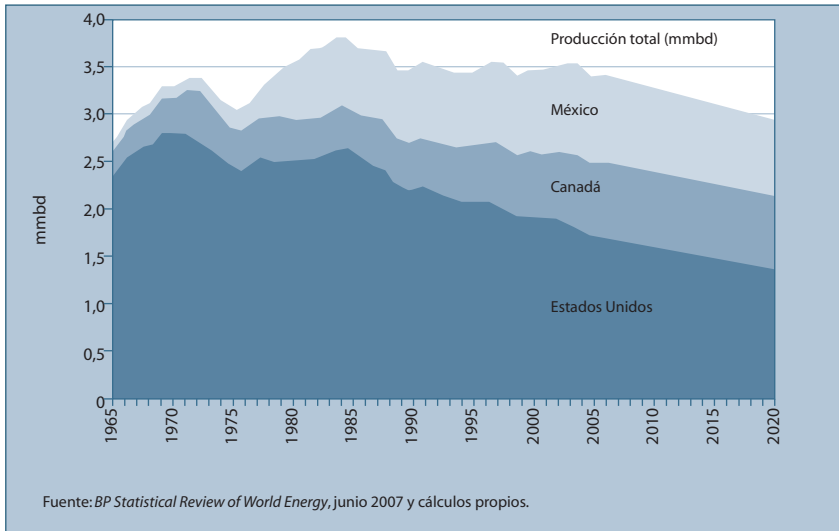
Producción de Norteamérica al 2020

La producción de petróleo de Norteamérica declina en el escenario al 2020, conforme persiste la declinación de Estados Unidos, se inicia la de México y la de Canadá se mantiene esencialmente constante. El declive estadounidense se aminora marginalmente con respecto al de los últimos años, esto es, se prevé de 1,6% por año frente a 2,2% anual en el período 1985–2006. Se inicia asimismo la declinación de la producción de México, la cual se supone en promedio de 1% por año, dado que no se compensa la declinación de los yacimientos del Golfo de Campeche con nuevos descubrimientos.

La producción de Canadá se avizora esencialmente constante en la medida que el inicio de la explotación de las arenas bituminosas compensa la merma de la producción de los campos tradicionales. En su conjunto, se supone que la producción de Norteamérica, que declinó en promedio 0,6% por año entre 1985 y 2006, declinará a 1,1% por año a 2020.

La racionalidad de las cifras que se suponen para la declinación de la producción de Norteamérica, consistente con su acervo de reservas, se estudiará en detalle en la siguiente sección, cuando se analice la evolución de las reservas en cada uno de estos países.

En términos absolutos, la producción de crudo de Norteamérica bajo este escenario cae de 13,7 mmbd en 2006 a 11,8 mmbd en 2020, consecuencia de la caída de Estados Unidos, de 6,9 a 5,5 mmbd, de la caída de México de 3,7 a 3,2 mmbd y de la producción de Canadá que se mantiene esencialmente constante en alrededor de 3,1 mmbd. El Gráfico 10 muestra el escenario al 2020 de producción de Norteamérica.



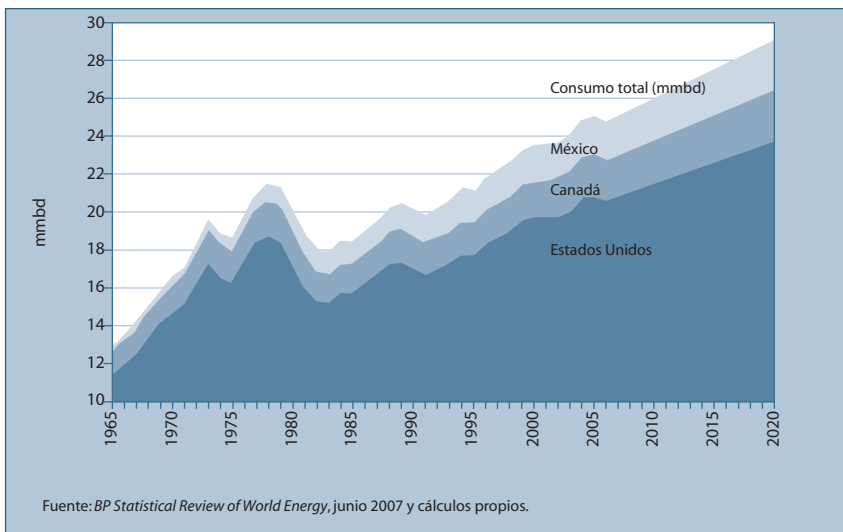
Consumo de Norteamérica al 2020

El consumo de crudo de Norteamérica bajo el escenario al 2020 se hace marginalmente más eficiente respecto al período 1985-2006 y sigue creciendo con las economías de estos países. El consumo de Estados Unidos, que desde 1985 creció en promedio a 1,4% por año, se reduce a 1,0%, en promedio anual, para el escenario al 2020. El consumo promedio de Canadá se reduce de 1,8% a 1,4% y el de México de 2,4% a 2,2%, en promedio, para el período 1985-2006 en el escenario al 2020.

En términos absolutos, el consumo de crudo de Norteamérica crece de 24,8 mmbd en 2006 a 29,1 mmbd en 2020, como consecuencia del aumento del consumo de Estados Unidos de 20,6 a 23,6 mmbd, de Canadá de 2,2 a 2,7 mmbd, y de México de 2,0 a 2,8 mmbd entre 2006 y 2020. El Gráfico 11 (ver p. 22) muestra el consumo de Norteamérica en términos absolutos entre 1965 y 2020.

Gráfico 11

**Norteamérica:
consumo
de petróleo
1965–2020**

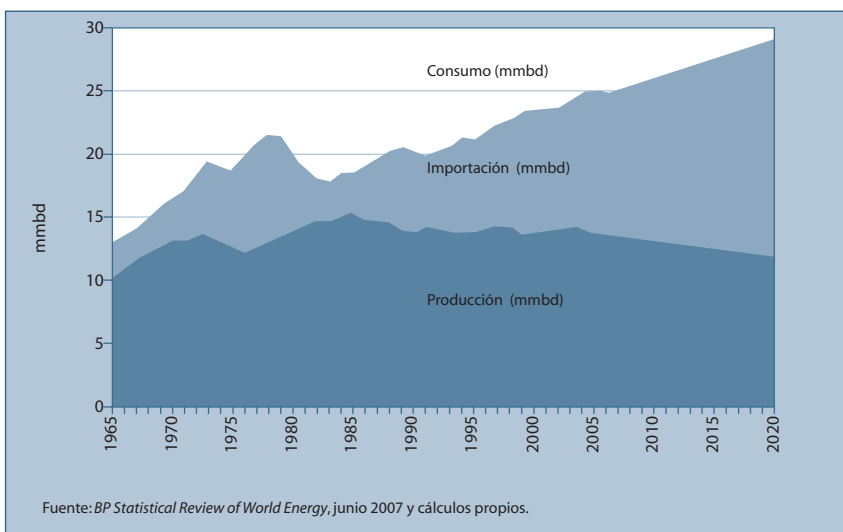


Balance de Norteamérica al 2020

Como consecuencia de la caída en la producción de petróleo crudo por agotamiento de las reservas —en particular en Estados Unidos— y del aumento del consumo con la actividad económica, la brecha energética de Norteamérica crece en casi dos tercios (66%) en el escenario al 2020. Como se muestra en el Gráfico 12, las importaciones de petróleo pasan, bajo este escenario, de 11,1 mmbd en 2006 a 17,3 mmbd en 2020.

Gráfico 12

**Norteamérica:
producción y
consumo
de petróleo
1965–2020**



Conclusiones de Norteamérica

La brecha energética de Norteamérica creció más de tres veces y media entre 1985 y 2006, de 3,2 a 11,1 mmbd, en función de la caída marginal de la producción de crudo, de 15,3 a 13,7 mmbd, –por agotamiento y caída de la producción en Estados Unidos, no compensada con mayor producción en México y Canadá–, acompañada por el crecimiento del consumo de 18,5 a 24,8 mmbd.

El escenario al 2020 supone que la brecha crece en 60% y las importaciones de petróleo aumentan hasta 17,3 mmbd. La producción de la región cae hasta 11,8 mmbd, en la medida que declinan simultáneamente la de Estados Unidos y México, mientras que la de Canadá se mantiene constante. El consumo crece a una tasa menor que hasta la actualidad hasta 29,1 mmbd en 2020.

Suramérica

Suramérica muestra un superávit en su suministro de petróleo. El superávit exportable se redujo entre 1965 y 1982 de 2,5 a 0,2 mmbd. Posteriormente se duplicó hasta 1985. A partir de ese año, en respuesta a la apertura de la brecha energética de Norteamérica, el superávit exportable de Suramérica se expandió aceleradamente hasta alcanzar 2,0 mmbd en 1998. A partir de ese año, por las razones que se exponen más abajo, la brecha exportable declinó hasta 1,7 mmbd en 2006. El Gráfico 13 muestra la producción y el consumo de petróleo de Suramérica entre 1965 y 2006.

A continuación se muestran la producción y el consumo de Suramérica. Posteriormente, el análisis se desagrega en países andinos y no andinos. Para cada grupo se estudia su producción, consumo y balance de petróleo.

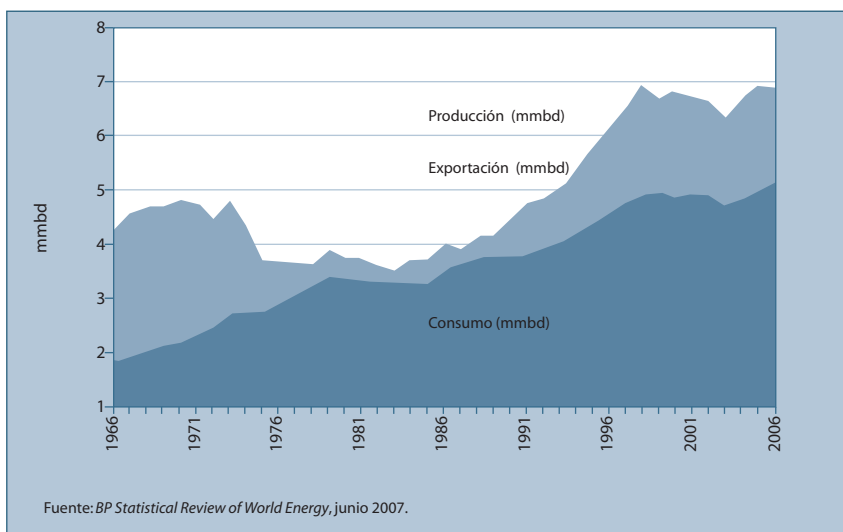


Gráfico 13

Suramérica:
producción y
consumo
de petróleo
1966–2006

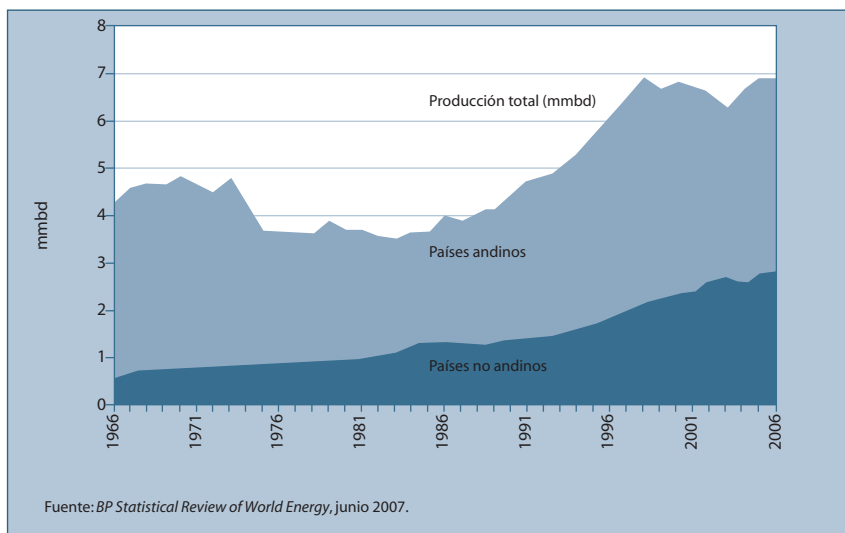
Producción de Suramérica

La producción de petróleo de Suramérica se mantuvo alrededor de 4,5 mmbd entre 1965 y 1973, cayendo luego hasta cerca de 3,7 mmbd en 1975, debido a la reducción de la producción de Venezuela, como se verá más abajo, nivel en el que se mantuvo hasta mediados de los 80. Posteriormente, la producción aumentó en 90% y pasó de 3,7 mmbd en 1985 a 7,0 mmbd en 1998, cuando se estancó por la declinación de la producción venezolana.

La producción de Suramérica estuvo concentrada (87% en 1965) en los países andinos, esencialmente en Venezuela. Posteriormente, la producción de los países no andinos creció más que la de los andinos y la participación de éstos cayó a 60% en lo que va de la década de 2000. El Gráfico 14 muestra la producción de Suramérica desagregada en países andinos y no andinos entre 1965 y 2006.

Gráfico 14

**Suramérica:
producción
de petróleo
1966–2006**



Consumo de Suramérica

El consumo de petróleo de Suramérica se duplicó en 15 años de 1,7 mmbd en 1965 hasta 3,4 mmbd en 1979, cuando la segunda escalada de precios forzó una contracción de hasta 3,3 mmbd en 1985. Posteriormente, volvió a crecer en forma sostenida hasta 4,9 mmbd en 1998 y se estancó hasta 2006, cuando alcanzó 5,1 mmbd, fundamentalmente por la contracción del consumo de Venezuela entre 1998–2003, como se verá más adelante. El consumo se concentró en los países no andinos, que representaban el 80% del consumo de la región en 1965. Sin embargo, en la medida que el consumo creció en forma más acelerada en los países andinos, su participación en el consumo de Suramérica pasó de 20% a 24% en el transcurso de los últimos 40 años. El Gráfico 15 muestra el consumo de petróleo de Suramérica entre 1965 y 2006, desagregado entre países andinos y no andinos.

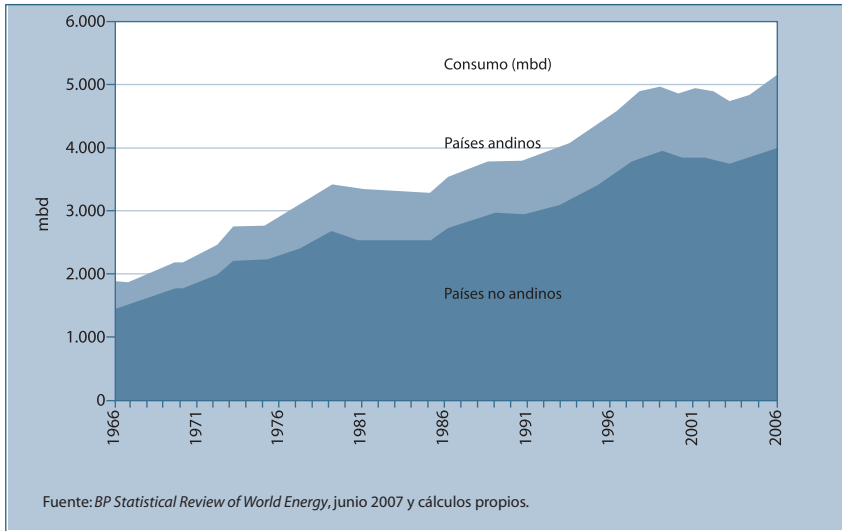


Gráfico 15

Suramérica:
consumo
de petróleo
1966-2006

Balace de los países no andinos

Los países no andinos, entre los que se incluye a Centroamérica y el Caribe junto a los suramericanos, son importadores netos de petróleo. Sin embargo, el monto absoluto del déficit, después de crecer durante las décadas de los setenta y ochenta, se redujo desde mediados de los 90 y en la actualidad es similar al de hace 40 años. A medida que el consumo más que se duplicó, el déficit relativo –medido como fracción del consumo– se hizo mucho menor.

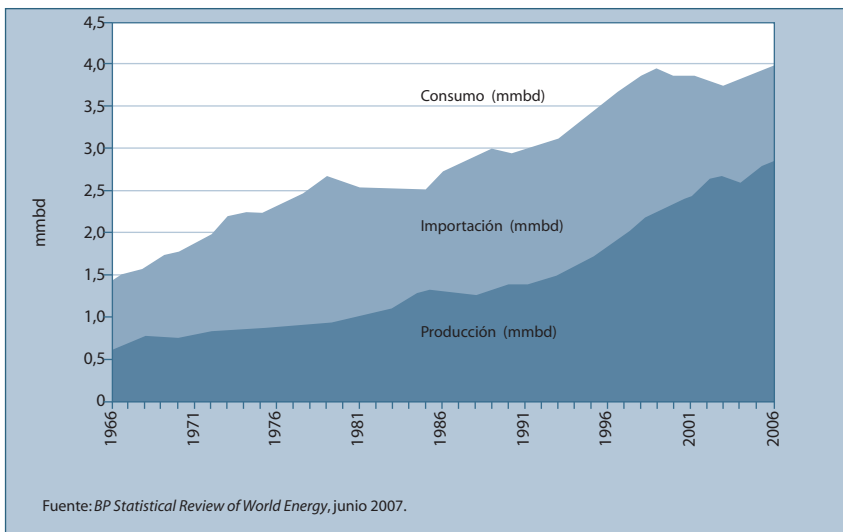
En términos absolutos, el déficit se duplicó en 15 años, de 840 mil barriles diarios (mbd) en 1965 a 1,7 mmbd en 1979, para reducirse en los siguientes 25 años a 1,1 mmbd en 2006. Sin embargo, como fracción del consumo, el déficit pasó en los últimos 40 años de 62% a 27%. El crecimiento muy acelerado de la producción a partir del inicio de la década de los noventa, particularmente en Brasil, y el estancamiento del consumo a partir de finales de esa década, como se discutirá a continuación, son las causas para la disminución de la brecha de suministro de petróleo en los países no andinos. El Gráfico 16 (ver p. 26) muestra el balance entre producción y consumo de los países no andinos de Suramérica, Centroamérica y el Caribe.

Producción de los países no andinos

La producción de petróleo en los países no andinos se quintuplicó en los últimos 40 años, de 550 mbd en 1965 a 2,8 mmbd en 2006. La producción de petróleo se concentra en Brasil y Argentina. Estos dos países combinados representan casi 90% de la producción de los países no andinos en 2006 y ya sumaban 67% en 1965. En particular, la producción de Brasil ha pasado de 17% de la producción total de los países no andinos en 1965 a 62% en 2006. Buena parte de la explicación del aumento de la producción de los países no andinos es la multiplica-

Gráfico 16

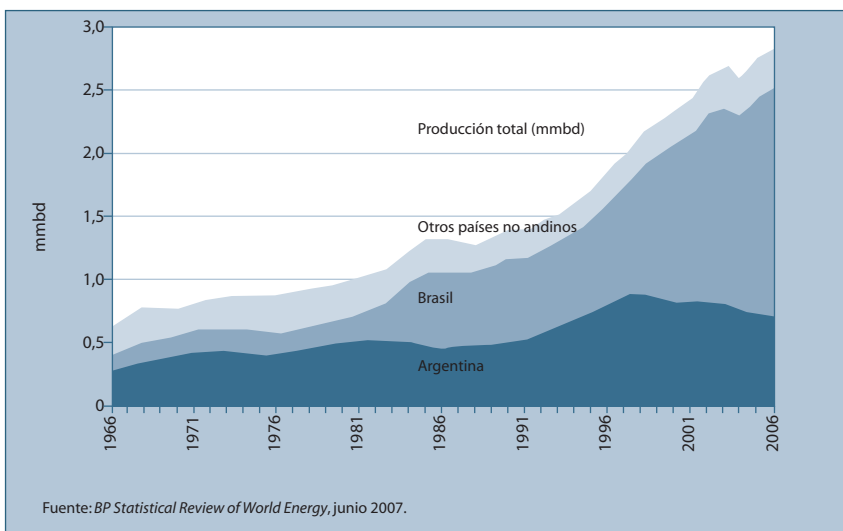
Países no andinos: producción y consumo de petróleo 1966–2006



ción por 17 de la producción de Brasil: de 100 mbd en 1965 llegó a 1,8 mmbd en 2006. Mientras tanto, la producción de Argentina se triplicó de 275 mbd en 1965 hasta un pico de 890 mbd en 1998, para luego declinar hasta 716 mbd en 2006. El Gráfico 17 muestra la producción de los países no andinos, donde destacan la de Brasil y la de Argentina.

Gráfico 17

Países no andinos: producción de petróleo 1966–2006



Consumo de los países no andinos

El consumo de petróleo de los países no andinos se multiplicó por 2,7 entre 1965 y 1999, de 1,4 mmbd a 3,9 mmbd, nivel en el que se estancó hasta 2006, cuando se ubicó en 4,0 mmbd. El consumo combinado de Brasil y Argentina se mantuvo a lo largo del período en alrededor de 60% del total. Sin embargo, mientras el consumo de Argentina se mantuvo fijo –alrededor de 500 mbd en los últimos 40 años–, el de Brasil se multiplicó por seis, de 300 mbd en 1965 a 1,8 mmbd en 2006. El Gráfico 18 muestra el consumo de los países no andinos.

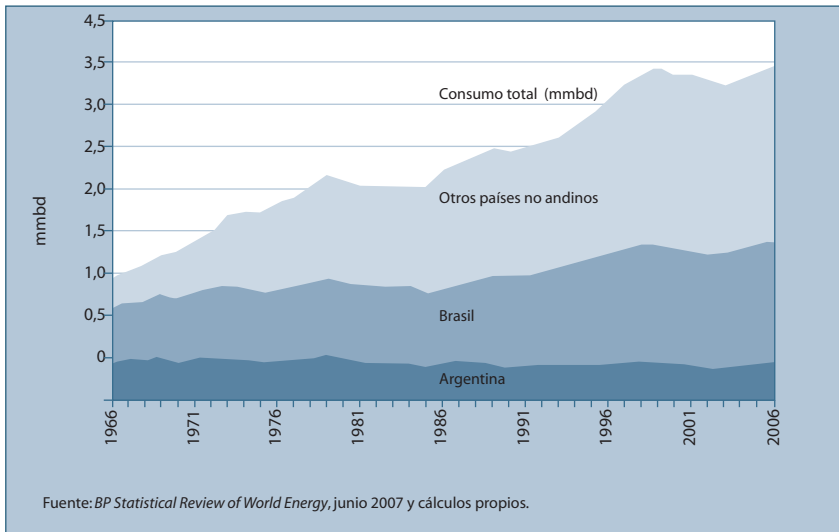


Gráfico 18

**Países no andinos:
consumo de petróleo
1966–2006**

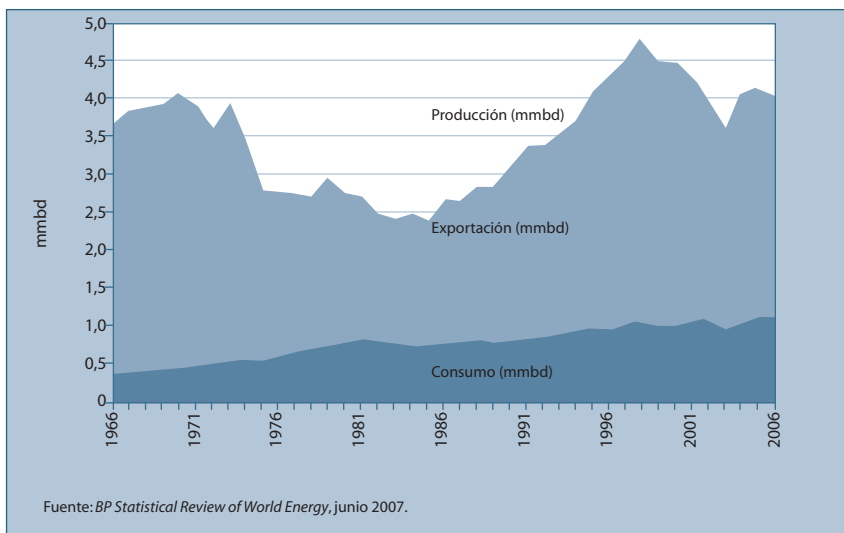
Balace de los países andinos

Los países andinos son exportadores netos de energía. Sin embargo, la magnitud de las exportaciones ha oscilado ostensiblemente en términos absolutos y relativos en los últimos 40 años, esencialmente debido a la fluctuación de la producción de Venezuela, mientras que el consumo de la región creció en forma sostenida a lo largo del período. En términos absolutos, las exportaciones de los países andinos se redujeron a menos de la mitad entre 1965 y 1983, de 3,3 a 1,7 mmbd, para después crecer más del doble y llegar a un máximo de 3,7 mmbd en 1998. El saldo exportable se redujo en un 25% para 2006 llegando a 2,9 mmbd. En términos relativos, medidas como fracción de la producción, las exportaciones cayeron de 90% a 67% entre 1965 y 1983, para subir a 82% en 1998 y caer a 72% en 2006. El Gráfico 19 (ver p. 28) muestra la producción y consumo de crudo de los países andinos entre 1965 y 2006.

A continuación se analiza en mayor detalle la producción y el consumo de petróleo en Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela.

Gráfico 19

Países andinos:
producción
y consumo
de petróleo
1966–2006



Producción de los países andinos

La producción de petróleo de los países andinos osciló entre 3,7 y 4,0 mmbd entre 1965 y 1973, para caer hasta alrededor de 2,5 mmbd entre 1982 y 1985, crecer sostenidamente hasta 4,8 mmbd en 1998 y posteriormente bajar hasta alrededor de 4,0 mmbd en 2006. Esta fluctuación, como se verá enseguida, se debió exclusivamente a la fuerte variación de la producción de crudo en Venezuela durante el período.

La producción de petróleo de Colombia se cuadruplicó, de 200 mbd en 1965 hasta llegar a un pico de 840 mbd en 1999, con el descubrimiento de los mega yacimientos de Caño Limón y Cusiana–Cupiagua. Después, por agotamiento, la producción declinó hasta 560 mbd en 2006. La producción de Ecuador, de ser despreciable en 1965, llegó 40 años más tarde a 540 mbd, muy similar a la de Colombia, como consecuencia del desarrollo de los yacimientos del Oriente y de la construcción de los oleoductos transandinos SOTE y OCP. Finalmente, la producción de Perú llegó a casi 200 mbd en 1980. Desde entonces, por agotamiento, cayó hasta la mitad en 2006.

La producción de Venezuela cayó de 3,7 mmbd en 1970 a menos de la mitad, esto es, 1,7 mmbd en 1985. Primero, como consecuencia del colapso de la producción en los años siguientes a la nacionalización de 1976, producido por la falta de inversión en los años previos a la nacionalización por parte de las empresas operadoras extranjeras. Segundo, por la reducción voluntaria de la producción, como parte de los recortes de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), para defender los precios en la primera mitad de la década de los ochenta. Después, la producción se duplicó hasta 3,5 mmbd en 1998, como parte

de una política deliberada de aumento de la producción por parte del Gobierno de Venezuela para aprovechar las oportunidades que brindaba la creciente brecha energética de los Estados Unidos. Finalmente, Venezuela redujo su producción hasta 2,8 mmbd en 2006 debido a la dinámica política interna generada por el enfrentamiento por el control de la producción del sector petrolero entre el Gobierno y la gerencia profesional de Petróleos de Venezuela (Pdvs), lo que llevó al debilitamiento del sector petrolero venezolano. El Gráfico 20 muestra la producción de los países andinos.

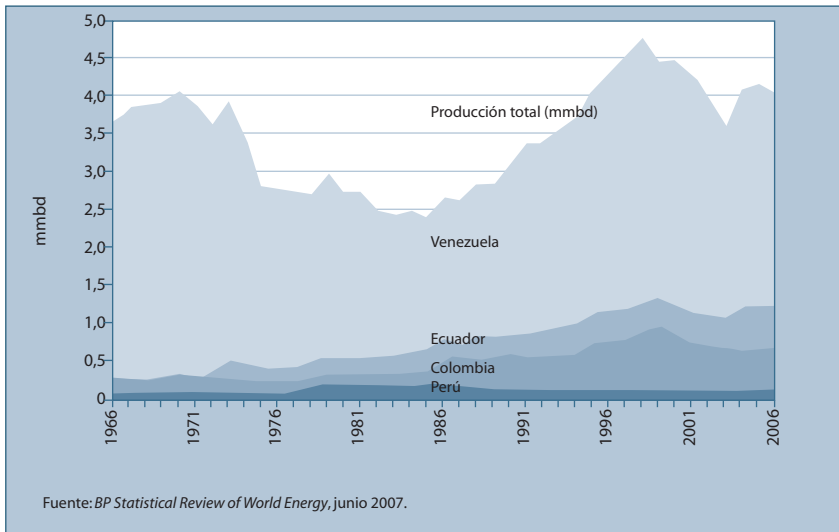


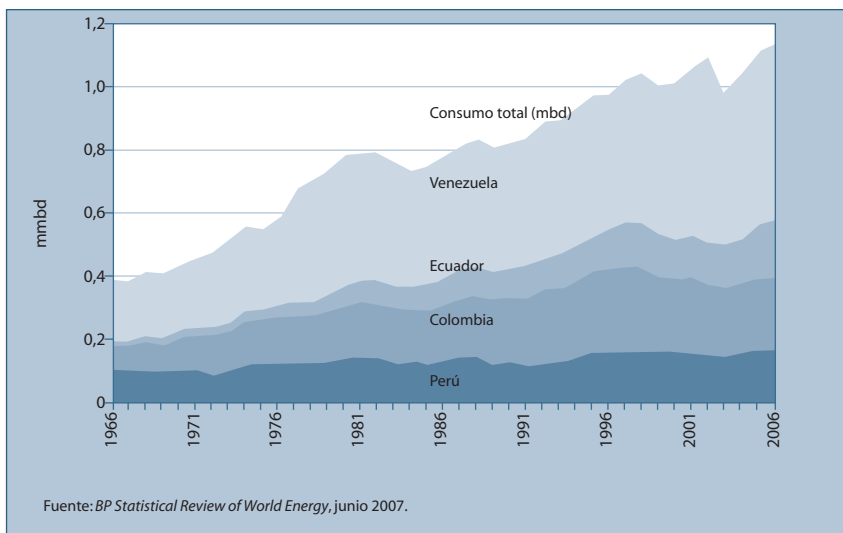
Gráfico 20
Países andinos:
producción
de petróleo
1966-2006

Consumo de los países andinos

El consumo de los países andinos más se triplicó, de 350 mbd en 1965 a 1,1 mmbd en 2006, con un crecimiento promedio de 3,5% por año. En promedio, a lo largo del período, Venezuela consumió la mitad del total de la región. En términos relativos, Ecuador fue el país con mayor crecimiento del consumo, el cual era despreciable hace 40 años y hoy es de 180 mbd, nivel superior al de Perú. El consumo de Colombia, por su parte, es alrededor de 50% más alto que el de estos dos países. El Gráfico 21 (ver p. 30) muestra el consumo de petróleo de los países andinos en el período 1965-2006.

Gráfico 21

**Países andinos:
consumo
de petróleo
1966–2006**

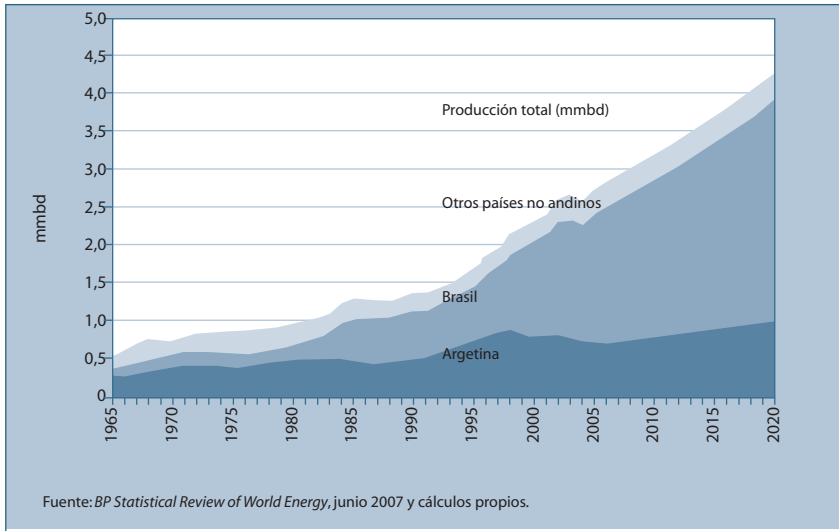


Suramérica en el escenario al 2020

Suramérica tiene las reservas de hidrocarburos necesarias para aumentar su producción más rápidamente que el consumo, y así incrementar considerablemente su excedente exportable en el escenario al 2020. A continuación se dibuja el escenario al 2020 para Suramérica, desagregada en países andinos y no andinos. Se describe primero la evolución de la producción, luego del consumo y, como síntesis, los balances petroleros al 2020.

Producción de los países no andinos al 2020

Para la construcción del escenario de producción de petróleo de los países no andinos al 2020, se ha supuesto que Brasil se consolida como principal productor de este grupo y Argentina como segundo. En el caso de Brasil, se asume que la producción crece a una tasa promedio anual de 3,5% hasta 2020, comparada con 5,6% en el período 1985–2005. La producción de Brasil llega a 2,9 mmbd en 2020. Para Argentina se prevé una tasa de crecimiento promedio anual de 2,5% en la proyección, comparada con 2% en los últimos 20 años. La producción de Argentina llega a 1,0 mmbd en 2020. Para el grupo como un todo, se ha supuesto una tasa de crecimiento promedio anual de la producción de 3% al 2020 para llegar a una producción de 4,3 mmbd en 2020. El Gráfico 22 muestra la producción de los países no andinos al 2020.

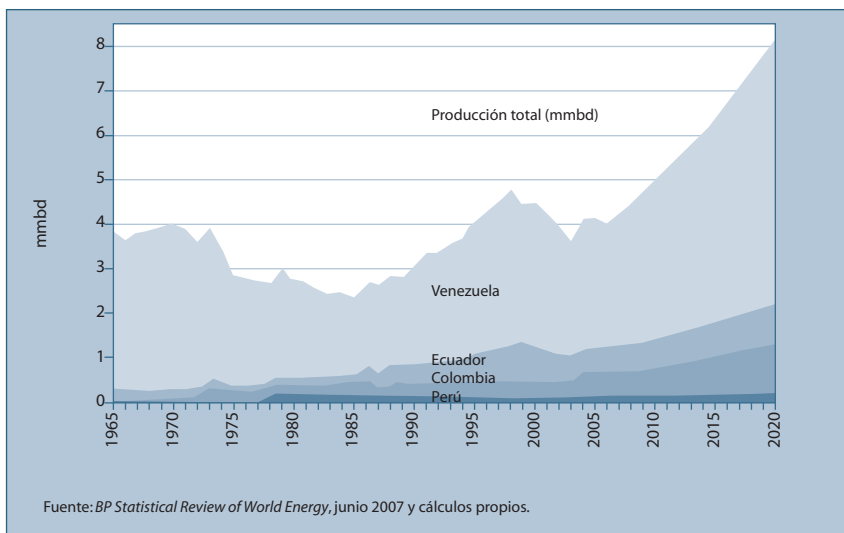


Producción de los países andinos al 2020

Para la construcción del escenario al 2020 de producción de petróleo de los países andinos, se ha supuesto que la producción de Venezuela crece en promedio a 5,5% por año, la misma tasa a la que creció en el período 1985-1998. La producción de Venezuela llega en 2020 a 6,0 mmbd. En los casos de Ecuador y Perú se estima un crecimiento promedio anual de 5% en el período a 2020, para llegar a 1,1 mmbd y 230 mbd respectivamente. En el caso de Colombia, se calcula que se detiene la declinación y la producción crece en promedio a 3,5% por año y llega a 900 mbd en 2020. Esto supone la incorporación de reservas, como se discutirá en la segunda parte de este capítulo. La tasa de crecimiento promedio anual de la producción de la región en el escenario al 2020 es 5,2%, para llegar a 8,2 mmbd. El Gráfico 23 (ver p. 32) muestra la producción de petróleo de los países andinos a 2020.

Gráfico 23

**Países andinos:
producción
de petróleo
1965–2020**

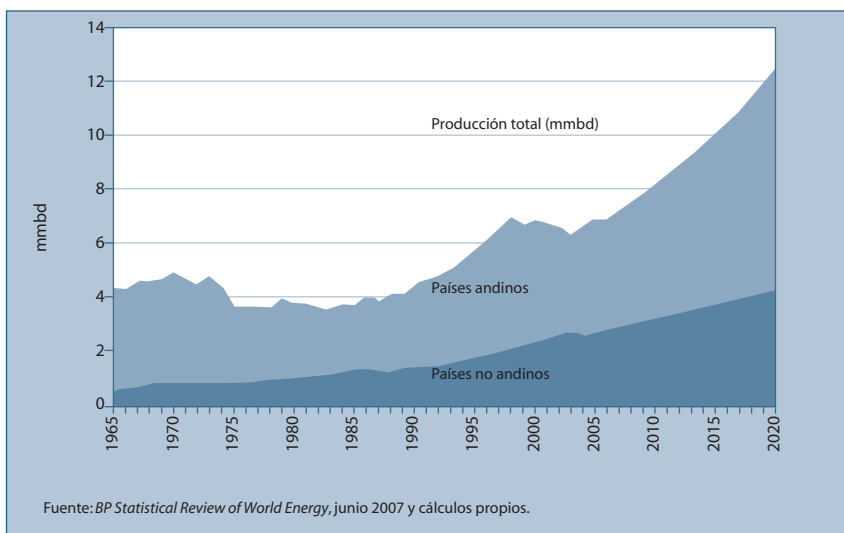


Producción de Suramérica al 2020

La producción de Suramérica, al agregar la proyección de la producción de los países andinos y no andinos, recién realizada por separado, alcanza 12,5 mmbd en 2020: 8,2 mmbd de los países andinos y 4,3 mmbd de los no andinos. Esto implica una tasa de crecimiento promedio anual de la producción de petróleo de Suramérica de 4,3%. El Gráfico 24 muestra la producción de petróleo de Suramérica al año 2020.

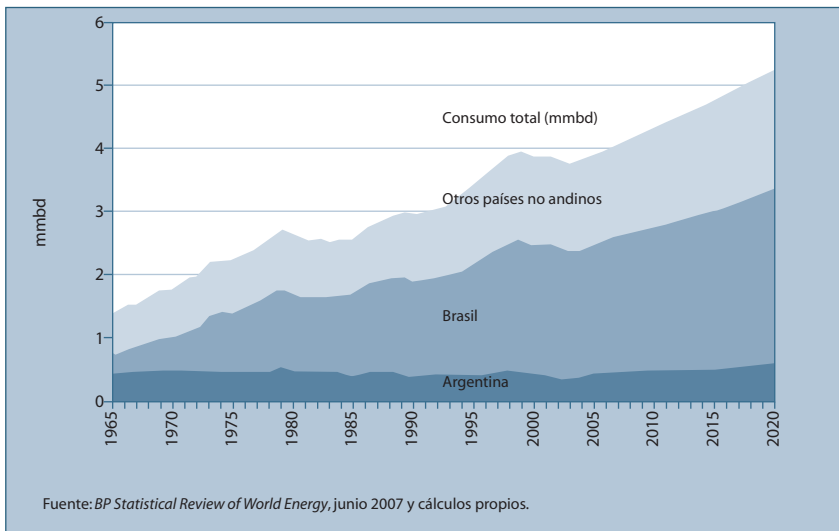
Gráfico 24

**Suramérica:
producción
de petróleo
1965–2020**



Consumo de los países no andinos al 2020

Para la proyección del consumo de petróleo de los países no andinos al 2020 se supone una tasa de crecimiento promedio anual de 2% para el grupo y para cada uno de los países por separado, apenas menor que la tasa de 2,1% que prevaleció en promedio en los 20 años entre 1985 y 2005. El consumo de este grupo de países llega a 5,3 mmbd en 2020; la de Brasil a 2,8 mmbd y la de Argentina a 580 mbd. Al crecer todos a la misma tasa, las proporciones de consumo entre países se mantienen al 2020. Así, Brasil concentra algo más del 50% del consumo de este grupo de países y, junto con Argentina, llegan al 64%. El Gráfico 25 muestra el consumo de petróleo de los países no andinos al año 2020.

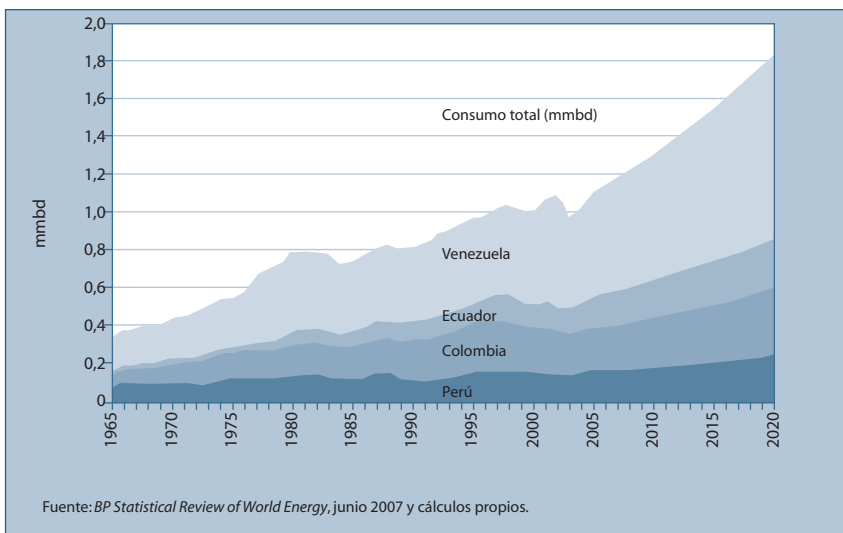


Consumo de los países andinos al 2020

Dada la abundancia de energía en los países andinos se estima una tasa de crecimiento del consumo de petróleo mayor que la de los países no andinos, como ha sido la situación histórica. En el caso de Venezuela, el país más rico en energía de Suramérica, se asume una tasa de promedio anual de crecimiento del consumo de petróleo del 4% al año 2020, mientras se calcula una tasa promedio de 3% para Ecuador, Colombia y Perú, lo cual arroja un promedio para la región de 3,6% por año. El consumo de petróleo de Venezuela llega a 980 mbd en 2020 y el de Colombia, Ecuador y Perú a 350, 270 y 240 mbd, respectivamente. El consumo de petróleo de los países andinos llega a 1,8 mmbd en 2020. El Gráfico 26 (ver p. 34) muestra el consumo de petróleo de los países andinos al año 2020.

Gráfico 26

**Países andinos:
consumo
de petróleo
1965–2020**

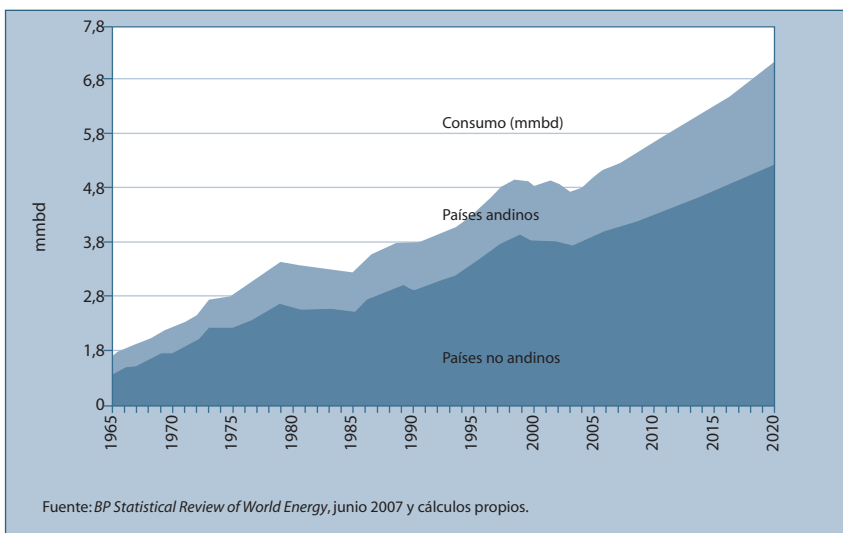


Consumo de Suramérica al 2020

El consumo de petróleo de Suramérica, al agregar los consumos de los países andinos y no andinos recién construido, llega a 7,1 mmbd en 2020. Esto significa un crecimiento promedio anual de 2,4%, justo por encima del 2,1% por año, promedio que experimentó en el período 1985–2006. El Gráfico 27 muestra el consumo de petróleo de Suramérica al año 2020.

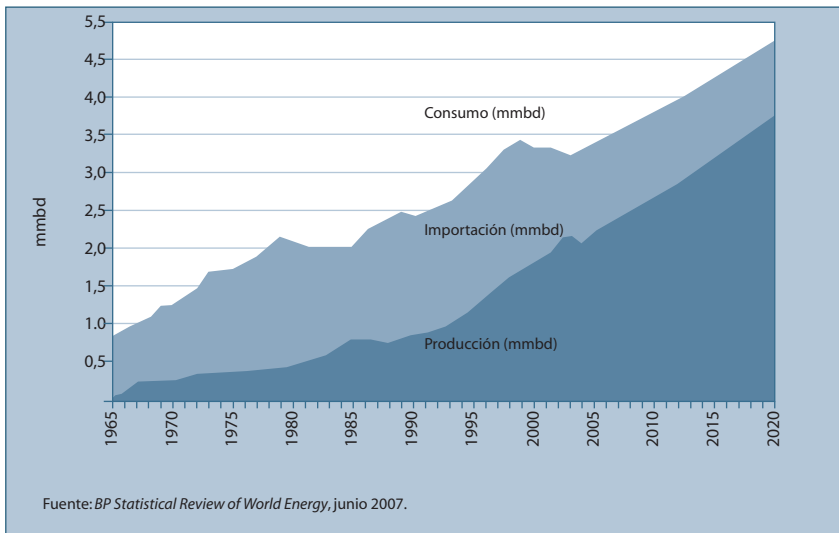
Gráfico 27

**Suramérica:
consumo
de petróleo
1965–2020**



Balace de los países no andinos al 2020

En la medida que la tasa promedio anual de crecimiento de la producción es superior a la del consumo de petróleo al año 2020 (3% vs. 2%), la brecha en el suministro de petróleo de estos países se reduce en el tiempo, de 1,1 mmbd en 2006 a 960 mbd en 2020. Como fracción del consumo, las importaciones de petróleo de los países no andinos se reducen en un tercio, de 24% a 18%. La tendencia de los países no andinos es hacia la autosuficiencia en el suministro de petróleo. En todo caso, las importaciones de petróleo de los países no andinos se reducen en este escenario. El Gráfico 28 muestra el balance petrolero de los países no andinos al año 2020.

**Gráfico 28**

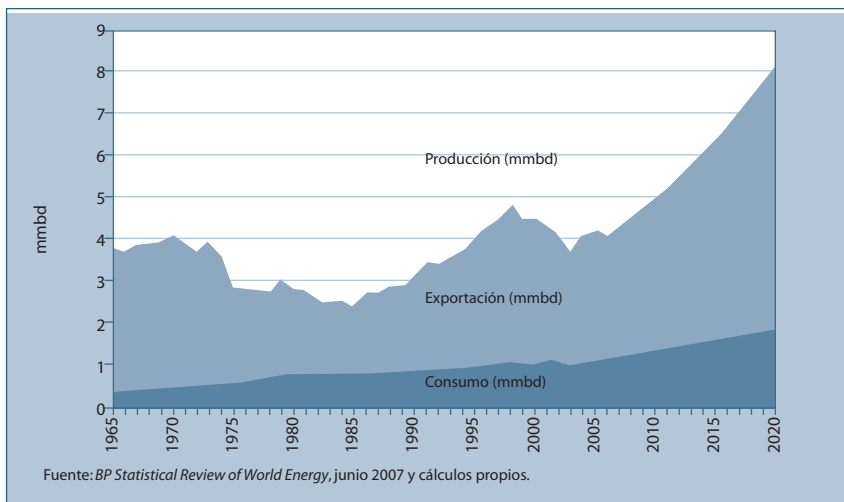
Países no andinos: producción y consumo de petróleo 1965-2020

Balace de los países andinos al 2020

Las exportaciones de petróleo de los países andinos crecen en el tiempo, en la medida que la tasa de crecimiento de la producción es mayor que la de consumo de petróleo (5,2% vs. 3,6%). Las exportaciones más que se duplican en términos absolutos, de 2,9 a 6,3 mmbd, entre 2006 y 2020. El Gráfico 29 (ver p. 36) muestra el balance de los países andinos.

Gráfico 29

**Países andinos:
producción
y consumo
de petróleo
1965–2020**

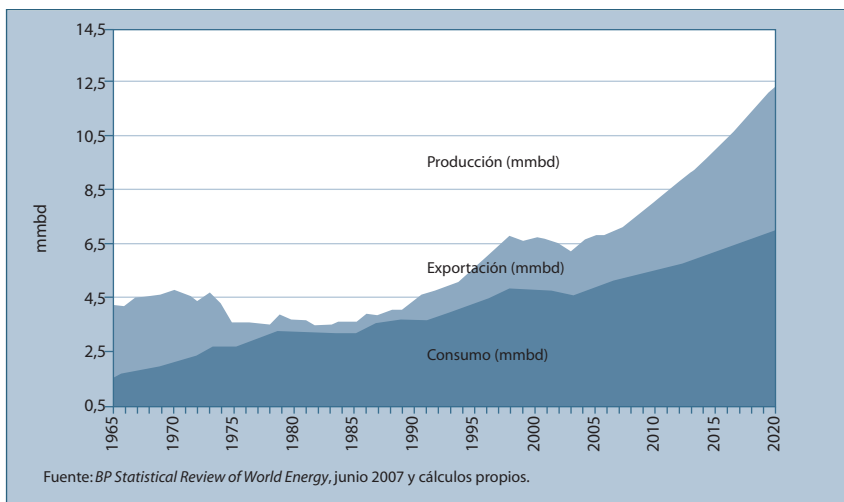


Balance de Suramérica al 2020

La disminución del déficit de los países no andinos y el aumento del excedente exportable de los países andinos redundan en el crecimiento del excedente exportable total de Suramérica. Las exportaciones de Suramérica crecen en el monto de la diferencia entre la tasa de crecimiento de la producción y la del consumo de petróleo, 4,4% vs. 2,4%. En términos absolutos, las exportaciones netas de Suramérica se triplican y pasan de 1,7 mmbd en 2006 a 5,4 mmbd en 2020. En términos relativos, medidas como fracción de la producción de petróleo, las exportaciones de Suramérica pasan de 25% a 43%. El Gráfico 30 muestra el balance petrolero de Suramérica al año 2020.

Gráfico 30

**Suramérica:
producción
y consumo
de petróleo
1965–2020**



Conclusiones de Suramérica

El superávit exportable de Suramérica se multiplica por más de cuatro entre 1985 y 1998, en la medida que la producción de la región crece mucho más rápido que el consumo, en particular por el crecimiento exponencial de Venezuela, primer productor de Suramérica. Posteriormente, conforme la producción de este país deja de crecer y declina por problemas políticos internos, el superávit exportable de Suramérica se estanca a partir de 1999.

En la medida que la brecha de importación se cierra en los países no andinos y crece el superávit de exportación en los países andinos, las exportaciones de Suramérica se triplican, de 1,7 a 5,4 mmbd, en el escenario al 2020.

Hemisferio occidental en el escenario al 2020

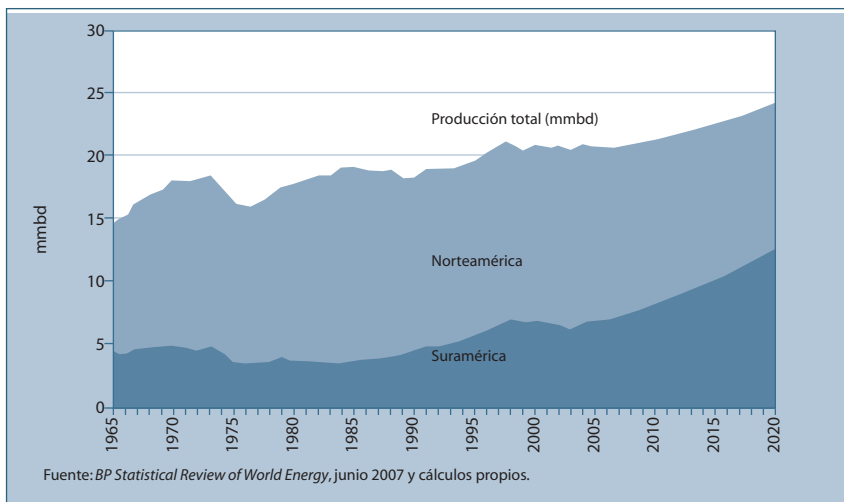
Analizados en detalle la producción, el consumo y el balance de petróleo de Norteamérica y Suramérica a nivel de los principales países productores del hemisferio, y realizados los respectivos escenarios al 2020, se está en posibilidad de construir el escenario para el hemisferio occidental. Se procederá igual que para los países y regiones: se analizará primero la evolución de la producción, después el consumo y, finalmente, el balance del hemisferio.

Producción del hemisferio occidental al 2020

El aumento de la producción de Suramérica en el escenario al 2020, a una tasa de 4,3% por año, pasa de 6,9 a 12,5 mmbd, logrando compensar con creces la declinación de la producción de Norteamérica en el mismo período, de 13,7 a 11,8 mmbd, a una tasa promedio anual de -1,1%. En consecuencia, la producción agregada de petróleo del hemisferio occidental, bajo el escenario al 2020, aumenta de 20,6 a 24,3 mmbd, a una tasa promedio anual de 1,2%. Esta tasa de crecimiento de la producción es apenas mayor que la que experimentó la producción continental desde 1976 (0,9% por año). En términos relativos, la producción de Suramérica pasa de representar un tercio, a representar la mitad de la producción del hemisferio occidental en el período planteado en el escenario. El Gráfico 31 (ver p. 38) muestra la producción de petróleo del hemisferio occidental para el escenario al 2020, desagregada entre Norteamérica y Suramérica.

Gráfico 31

Hemisferio occidental: producción de petróleo 1965–2020

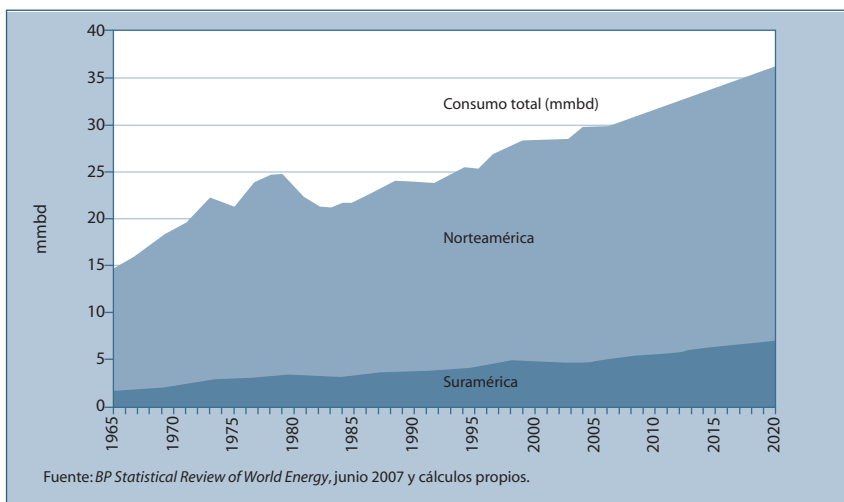


Consumo del hemisferio occidental al 2020

El consumo de petróleo del hemisferio occidental pasa de 29,9 a 36,2 mmbd, con una tasa de crecimiento promedio anual de 1,4%. El crecimiento (6,3 mmbd) se concentra en Norteamérica (4,3 mmbd), aun cuando el consumo crece a una tasa de 1,2% por año, menor que la del promedio continental. El consumo de Suramérica crece a una tasa el doble de rápida (2,4% por año) y su consumo crece 2,0 mmbd. Sin embargo, en términos porcentuales, Suramérica pasa apenas de 16% a 19%, respecto del total continental. El Gráfico 32 muestra el consumo de petróleo del hemisferio occidental para el período del escenario al 2020, desagregado entre Norteamérica y Suramérica.

Gráfico 32

Hemisferio occidental: consumo de petróleo 1965–2020



Balance del hemisferio occidental al 2020

En la medida que el consumo de petróleo crece más rápido que la producción (1,4% vs. 1,2%), la brecha petrolera del hemisferio occidental tiende a abrirse bajo este escenario, de 9,4 mmbd en 2006 a 11,9 mmbd en 2020. Las importaciones de petróleo del hemisferio occidental crecen 2,5 mmbd en los próximos 15 años. Visto de otra manera, y sobre la base de lo analizado en detalle más arriba, el déficit petrolero de Norteamérica crece más de lo que lo hace el superávit de Suramérica. Las importaciones de petróleo de Norteamérica crecen 6,3 mmbd, de 11,0 a 17,3 mmbd, mientras que las exportaciones de Suramérica crecen menos: 3,7 mmbd, de 1,7 a 5,4 mmbd. Esto explica el crecimiento de 2,5 mmbd de las importaciones continentales en los próximos 15 años bajo este escenario. El Gráfico 33 muestra el balance petrolero del hemisferio occidental para el período del escenario.

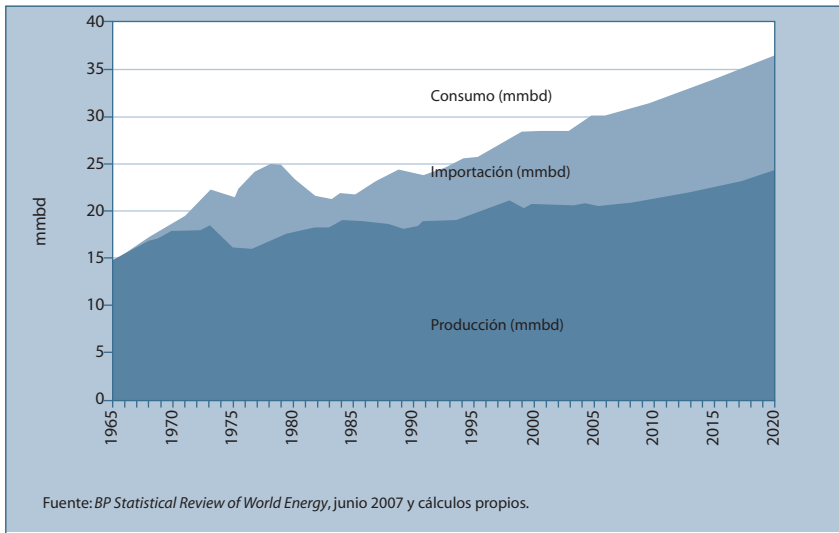


Gráfico 33

Hemisferio occidental: producción y consumo de petróleo 1965-2020

Conclusiones del hemisferio occidental

Incluso suponiendo que se triplicaran las exportaciones netas de petróleo de Suramérica de 1,7 a 5,4 mmbd, las importaciones del hemisferio occidental crecerían más de un 25%, de 9,4 a 11,9 mmbd, en el escenario al 2020. Por su parte, las importaciones netas de Norteamérica pasarían de 11,1 en 2005 a 17,3 mmbd en 2020.

La significativa apertura de la brecha petrolera de Norteamérica aumenta el potencial de integración energética hemisférica. Este potencial se puede realizar en la medida que los países de Suramérica decidan aumentar su producción de petróleo en forma consistente con su masiva base de reservas, como se discute a continuación.

Debe quedar claro que son los países andinos los que más pueden beneficiarse del aumento de la brecha energética de Norteamérica y, dada su base de reservas,

pueden duplicar su producción de petróleo bajo este escenario. Sin embargo, si los países andinos por razones, por ejemplo, de carácter político decidieran no beneficiarse de esta situación y no aumentar su producción de petróleo, la brecha energética hemisférica se incrementaría en el monto del volumen que dejan de producir estos países en el escenario al 2020 (4,0 mmbd) y las importaciones hemisféricas aumentarían en casi 50%, de 9,0 a 13,0 mmbd entre 2006 y 2020.

Escenario 2020 y las proyecciones de la Agencia Internacional de Energía

El Cuadro 1 muestra las tasas de variación de la producción y el consumo de petróleo de los principales países y regiones recién analizadas y las tasas de variación que reporta la Agencia Internacional de Energía (AIE) en su *World Energy Outlook* para un subgrupo de estos países y regiones en sus proyecciones al año 2030⁵. En general la AIE reporta menores tasas de declinación y de aumento del consumo para Norteamérica y menores tasas de crecimiento de la producción y del consumo para Suramérica, como se analiza a continuación.

Cuadro 1 Producción y consumo de petróleo de Norteamérica, Suramérica y hemisferio occidental: escenario (2006–2020) y AIE (2005–2030) tasa de variación anual (%)

	Producción		Consumo	
	Escenario 2006–2020	AIE 2005–2030	Escenario 2006–2020	AIE 2005–2030
Estados Unidos	-1,6%	-1,0%	1,0%	0,8%
Canadá*	0,0%	3,4%	1,4%	0,8%
México	-1,0%	-0,5%	2,4%	1,6%
Total Norteamérica	-1,1%	-0,9%	1,2%	0,9%
Argentina	2,5%		2,0%	
Brasil	3,5%	3,1%	2,0%	2,0%
Otros no andinos	0,8%		2,0%	
Total no andinos	3,0%		2,0%	
Colombia	3,5%		3,0%	
Ecuador	3,7%		3,0%	
Perú	5,0%		3,0%	
Venezuela	5,5%	2,5%	4,0%	
Total andinos	5,2%		3,5%	
Total Suramérica	4,3%	3,0%	2,3%	1,5%
Hemisferio occidental	1,2%		1,4%	

* La AIE presenta por separado el crecimiento de los crudos convencionales: -2,2% y los no convencionales: 6,4%.
Fuente: *World Energy Outlook 2006* Cuadro 3.2 pp.92 y 93 y Cuadro 3.1 p.86, *International Energy Agency*

Norteamérica

La AIE reporta menores tasas de declinación de la producción de Estados Unidos y México, -1% y -0,5% vs. -1,6% y -1% en el escenario al 2020. La principal diferencia, sin embargo, radica en los estimados de crecimiento de la producción de Canadá que, en el caso de la AIE, supone un robusto 3,4% promedio por año hasta 2030, mientras el escenario al 2020 supone la producción constante en el período. En consecuencia, para el total de Norteamérica, la AIE supone una tasa de declinación promedio anual alrededor de 20% más baja que el escenario al 2020, -0,9% vs. -1,1%.

En cuanto al consumo, la AIE predice menores tasas de crecimiento para los tres países de Norteamérica, Estados Unidos, Canadá y México, 0,8%, 0,8% y 1,6% comparadas con 1,0%, 1,4% y 2,4%, respectivamente en el escenario al 2020. En consecuencia la tasa anual de crecimiento del consumo de petróleo de la AIE es un 25% más baja que la del escenario al 2020 (0,9% vs. 1,2%).

Suramérica

La AIE en su reporte para 2006 tan solo presenta estimados de crecimiento de la producción para Brasil y Venezuela, y para Suramérica como un todo. La Agencia, en general, pronostica menores tasas de crecimiento de la producción, 3,1% y 2,5% de crecimiento promedio anual para Brasil y Venezuela, comparados con 3,5% y 5,5% respectivamente en el escenario al 2020. Para Suramérica como un todo, el crecimiento de la producción promedio anual que prevé la AIE es un 30% más bajo, 3,0% comparado con 4,3% del escenario al 2020.

En cuanto al consumo, la Agencia tan solo presenta un estimado para Brasil y para toda Suramérica. El pronóstico de crecimiento del consumo de Brasil es el mismo (2% por año) mientras que para Suramérica es más de un 33% (un tercio) menor (1,5% vs. 2,3%).

El Cuadro 2 (ver p. 42) compara en términos absolutos los pronósticos de la AIE en contraste con el escenario al 2020. Simplemente se aplicaron las tasas de variación del reporte de la AIE a la producción o el consumo en 2006, para aquellos países disponibles, y se comparan con los resultados del escenario al 2020 con los siguientes resultados.

Norteamérica

En la medida que la declinación de Estados Unidos y México es menor que la planteada en el escenario al 2020 y la producción de Canadá crece, en vez de mantenerse constante, la producción de Norteamérica es mayor en 2020 para la AIE que en el escenario al 2020. La Agencia supone al final del período una producción un 22% más alta (14,4 vs. 11,8 mmbd). La variación en los estimados de consumo es mucho menor, apenas 4% menor el estimado de la AIE que el del escenario al 2020 (28,0 y 29,1 mmbd en 2020, respectivamente). Menor declinación en la producción, esto

Cuadro 2 Producción, consumo y saldo de Norteamérica, Suramérica y hemisferio occidental: escenario y AIE (2020) (miles de barriles diarios)

	Producción		Consumo		Saldo	
	Escenario 2020	AIE 2020	Escenario 2020	AIE 2020	Escenario 2020	AIE 2020
Estados Unidos	5.482	5.969	23.666	23.019	-18.184	-17.050
Canadá*	3.147	5.025	2.700	2.485	447	2.540
México	3.200	3.433	2.749	2.463	451	970
Total Norteamérica	11.828	14.427	29.115	27.966	-17.287	-13.539
Argentina	1.011		584			
Brasil	2.928	2.773	2.767	2.767	161	6
Otros países no andinos	351		1.901			
Total países no andinos	4.290		5.251			
Colombia	904		348			
Ecuador	1.079		272			
Perú	229		242			
Venezuela	5.976		979			
Total países andinos	8.187		1.841			
Total Suramérica	12.478	10.746	7.092	6.259	5.385	4.487
Hemisferio occidental	24.306	25.173	36.207	34.225	-11.901	-9.052

* La AIE presenta por separado el crecimiento de los crudos convencionales: -2,2% y los no convencionales: 6,4%.
Fuente: World Energy Outlook 2006 Cuadro 3.2 pp. 92 y 93 y Cuadro 3.1 p. 86, International Energy Agency

es, mayor producción a final de período, y menor consumo, se traduce en una menor brecha de suministro para Norteamérica tomando los supuestos de la AIE que en el escenario al 2020. La brecha es un 22% mayor en el escenario al 2020 (17,3 vs. 13,5 mmbd) tomando los supuestos de la AIE.

Suramérica

En la medida que la AIE asume una menor tasa de crecimiento que el escenario al 2020, la producción en este escenario es un 14% mayor al final de período que utilizando los supuestos de la Agencia (12,5 vs. 10,7 mmbd). En cuanto al consumo, en la medida que la AIE asume una tasa de crecimiento menor, en términos absolutos, el consumo, utilizando los supuestos de la Agencia, es 12% menor que en el escenario a 2020 (6,3 vs. 7,1 mmbd).

Conclusiones para el escenario al 2020 y proyecciones de la Agencia Internacional de Energía

La brecha de suministro del hemisferio occidental utilizando las tasas de crecimiento de la producción y el consumo de petróleo de la Agencia Internacional de Energía luce menos severa que en el escenario al 2020. La razón para ello es que la AIE supone una mucho menor apertura de la brecha de suministro de Norteamérica (13,5 vs. 17,3 mmbd en el escenario). Debido tanto a una mayor producción de petróleo, en particular por la mucha mayor producción de Canadá (5,1 vs. 3,0 mmbd), como a un menor aumento del consumo.

La menor brecha de suministro de Norteamérica por parte de la AIE no es compensada por un menor superávit de la Agencia respecto al escenario (4,5 vs. 5,4 mmbd). Debido a un mayor supuesto de producción (12,5 vs. 10,7 mmbd) que supera con creces el supuesto de mayor consumo (7,1 vs. 6,3 mmbd).

En general, el escenario al 2020 asume una mayor brecha a ser rellenada por el aumento de la producción de los países de la región andina. Sin embargo, dado que el cuadro que se dibuja a partir de las proyecciones de la AIE es similar al del escenario, cambia en las magnitudes pero no en las tendencias fundamentales, el crecimiento potencial de la producción de los países andinos en el escenario al 2020 tiene perfectamente cabida en el balance que se construye a partir de las proyecciones de la AIE.

La potencial evolución de la producción de petróleo en el hemisferio estará condicionada por la dotación de reservas y la inversión para desarrollarlas como se discute a continuación.

Reservas

La evolución de la producción de hidrocarburos está determinada por el acervo de reservas probadas de los distintos países o regiones. Este cúmulo de reservas

dependerá de la dotación de recursos naturales de cada territorio y del esfuerzo exploratorio para ubicarlas y comprobar su magnitud, así como de la factibilidad técnica de su desarrollo en el tiempo. Esto hace del concepto de reservas no estático, sino eminentemente dinámico, sujeto al esfuerzo exploratorio y al desarrollo tecnológico. La variación del acervo de reservas por unidad de tiempo será la incorporación de reservas menos las reservas producidas.

Dada una dotación de reservas, la producción llegará a un máximo a partir del cual empezará a declinar a medida que se agoten las reservas. Obviamente, mientras más intensiva sea la explotación más rápido será el agotamiento. En opinión de los expertos en producción de petróleo, geólogos e ingenieros de yacimiento, un cociente producción/reservas ideal, sostenible de producción en el largo plazo, oscila alrededor de 7%. En yacimientos maduros es posible, produciendo a esta tasa, reponer las reservas extraídas cada año o, en todo caso, minimizar la declinación neta anual del acervo de reservas.

Como se verá en detalle a continuación, las reservas probadas de petróleo del hemisferio occidental se encontraban en 2005 al mismo nivel de 1985 (unos 163 mil millones de barriles (mmmb)), mientras en el ínterin se ha producido casi el mismo monto (158 mmmb). Sin embargo, aun cuando el monto es el mismo, se ha producido una importante recomposición de la localización general del acervo de reservas probadas en el hemisferio occidental. En 1985, el 62% de las reservas se encontraba en Norteamérica, mientras para 2005 esta fracción se redujo al 46%. Ahora, el 54% se encuentra en Suramérica, de las cuales el 84% está en los países andinos. Es por ello que, en el mediano plazo, se supone una declinación de la producción de Norteamérica, la cual puede ser compensada por el aumento de la producción de Suramérica.

A partir del dato de reservas en 2005 se asegura la consistencia del escenario al 2020 en la medida que se mide la relación producción/reservas, con la producción en 2020 en el numerador y las reservas en 2005 en el denominador, y el cociente se contrasta contra el nivel ideal del 7%. En función de este resultado, se discute la factibilidad del nivel de producción que arroja el escenario al 2020.

El Cuadro 3 (ver p. 46) muestra las reservas de petróleo del hemisferio occidental desagregadas en las mismas regiones y grupos de países del análisis del balance volumétrico de la sección anterior. Se presenta el acervo de reservas probadas para los años 1985, 1995 y 2005 y la producción y la relación producción/reservas de 2005 y las del escenario al 2020.

Norteamérica

Las reservas de petróleo de Norteamérica cayeron un 42% en el transcurso de los últimos 20 años, de 102 mmmb en 1985 a 59 mmmb en 2005. La caída ha sido par-

ticularmente aguda en México, donde las reservas se redujeron a la cuarta parte (14 en 2005 contra 56 mmb en 1985) por agotamiento del gran yacimiento de Cantarell, en el Golfo de Campeche, como se mencionó más arriba. Si no se compensa el agotamiento de este yacimiento con descubrimientos significativos, la producción de México declinará, como se supone en el escenario al 2020.

Las reservas de Estados Unidos se redujeron en más de una sexta parte (de 36 a 29 mmb), con el agravante de que este país es el más explorado en hidrocarburos del planeta, con lo cual la declinación de las reservas muy difícilmente podrá ser compensada por nuevos descubrimientos en el futuro. En Estados Unidos la caída de reservas se traduce directamente en caída de la producción, la cual ha venido disminuyendo de forma sostenida desde 1985, como se vio más arriba. Por agotamiento, se estima en el escenario al 2020 que la producción sigue declinando hasta el final del período.

A diferencia de México y Estados Unidos, las reservas probadas de Canadá crecen un 70% (de 10 a 17 mmb) entre 1995 y 2005. Además, el potencial de crecimiento de las reservas probadas de este país es muy grande, en la medida que se vayan incorporando sus masivas reservas de hidrocarburos en las arenas bituminosas de Athabasca, provincia de Alberta. Se supone que el desarrollo de estas reservas compensará la declinación en las áreas tradicionales de producción de Canadá y, en función de ello, se calcula que la producción de este país se mantiene constante en el período del escenario. Dependiendo de la velocidad a la que se puedan desarrollar las complejas reservas de Athabasca, la producción de Canadá puede de hecho crecer respecto de su nivel actual.

En Norteamérica, la producción agregada no disminuyó junto con las reservas, sino que la relación producción/reservas aumentó hasta el 8,4% en 2005. Este es un cociente ligeramente alto con respecto al porcentaje que se considera óptimo por parte de los geólogos e ingenieros de petróleo, que como se dijo es de alrededor de un 7% anual, en particular si se toma en cuenta que Norteamérica está mucho más explorada por petróleo que Suramérica. El porcentaje es mayor en el caso de México, donde la producción creció mientras las reservas caen en forma acelerada. Como se observa en el Cuadro 3 (ver p.46), en la producción de Norteamérica se prevé un declive hacia una relación producción/reservas de alrededor de 7%, tomando la producción del escenario al 2020 respecto al nivel actual de reservas.

Suramérica

Las reservas de petróleo de Suramérica aumentaron en dos terceras partes en los últimos 20 años (de 63 a 104 mmb) compensando la declinación del mismo orden de magnitud de los países de Norteamérica en este lapso. En términos absolutos, el mayor aumento se dio en los países andinos: de los 41 mmb incorporados en Suramérica, 30 mmb (57 a 87 mmb) corresponden a éstos. Sin

Cuadro 3 Reservas, producción y relación producción-reservas (P/R) 1985, 1995 y 2005 escenario 2020 miles de millones de barriles (mmbb), miles de barriles diarios (mbd) y relación P/R (%)

	Reservas			Producción		Producción	
	1985 mmbb	1995 mmbb	2005 mmbb	2005 mbd	P/R	2020 mbd	P/R
Estados Unidos	36,4	29,8	29,3	6.830	8,5%	5.281	6,6%
Canadá	9,6	10,5	16,5	3.047	6,7%	3.047	6,7%
México	55,6	48,8	13,7	3.759	10,0%	3.233	8,6%
Total Norteamérica	101,5	89,0	59,5	13.636	8,4%	11.561	7,1%
Argentina	2,2	2,4	2,3	725	11,5%	1.050	16,7%
Brasil	2,2	6,2	11,8	1.718	5,3%	2.878	8,9%
Otros no andinos	1,1	1,7	2,1	313	5,5%	365	6,4%
Total no andinos	5,5	10,3	16,2	2.756	6,2%	4.293	9,7%
Colombia	1,2	3,0	1,5	549	13,8%	920	23,1%
Ecuador	1,1	3,4	5,1	541	3,9%	1.125	8,1%
Perú	0,6	0,8	1,1	111	3,7%	231	7,7%
Venezuela	54,5	66,3	79,7	3.007	1,4%	6.713	3,1%
Total andinos	57,4	73,5	87,3	4.208	1,8%	8.988	3,8%
Total Suramérica	62,9	83,8	103,5	6.964	2,5%	13.282	4,7%
Hemisferio occidental	164,4	172,8	163,0	20.600	4,6%	24.843	5,6%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2007 y cálculos propios.

embargo, en términos relativos, el mayor crecimiento pertenece a los países no andinos, que triplican sus reservas de 5 a 16 mmb.

La mayor dotación de reservas y la menor producción explican la baja intensidad de explotación de las reservas de esta región y, por tanto, su significativo potencial de crecimiento en el tiempo. El cociente producción/reservas de Suramérica (2,5%) es menos de la tercera parte del de Norteamérica (8,4%), lo cual muestra el gran potencial de crecimiento de la producción de crudo de la región, aun cuando no se incorporaran nuevas reservas. Antes de alcanzar la relación ideal producción/reservas de 7%, los países de Suramérica podrían triplicar su producción de petróleo. A continuación se analiza con algo más de detalle la dotación y evolución del acervo de reservas de los países de Suramérica en los últimos 20 años, así como el potencial de crecimiento de la producción de crudo de la región para 2020.

Países no andinos

Las reservas de los países no andinos de Suramérica se triplicaron de 5 a 16 mmb en el transcurso de los últimos 20 años y en la actualidad representan el 10% de las reservas probadas del hemisferio occidental. El aumento de las reservas probadas ha permitido elevar la producción de petróleo dentro de parámetros de explotación sostenibles en el largo plazo. La relación producción/reservas de los países no andinos es del 6%, todavía por debajo del cociente de referencia del 7%. Esto, junto con la posibilidad de incorporar reservas netas, abre la posibilidad de aumentar la producción en los países no andinos en los montos planteados en el escenario.

Tres cuartas partes de las reservas de los países no andinos se concentran en Brasil: 12 de 16 mmb. El importante esfuerzo exploratorio de este país en años recientes, tanto en lo que respecta a la apertura de nuevas áreas como a la incorporación de novedosas tecnologías de exploración y producción, le ha permitido a Brasil multiplicar sus reservas probadas por seis (de 2 a 12 mmb) en los últimos 20 años. Este aumento de las reservas probadas permitió el crecimiento de la producción del país, como se vio más arriba, hasta alcanzar un cociente producción/reservas del 5,3%, lo cual brinda aun más espacio para aumentar la producción, como se plantea en el escenario.

Argentina concentra la mitad de las reservas remanentes de los países no andinos (2,3 de 4,4 mmb). Sin embargo, las reservas de Argentina se mantuvieron constantes en los últimos 20 años, mientras que las del resto de los países se duplicaron. A menos que se incrementen sus reservas, Argentina difícilmente podrá incrementar su producción a 2020. Las reservas del resto de los países no andinos se concentra en dos países: Trinidad y Tobago y Guatemala, con 800 y 520 mmb, respectivamente. Estos países, efectivamente, pueden aumentar su producción en el mediano plazo, como se supone en el escenario al 2020.

Países andinos

Los países andinos concentran más del 80% de las reservas de petróleo de Suramérica y más de la mitad de las reservas del hemisferio occidental: 87 de 104 y 163 mmb, respectivamente. Las reservas de los países andinos han crecido más de 50% (de 57 a 87 mmb), en los últimos 20 años. Mientras los países andinos concentran más de la mitad de las reservas del hemisferio occidental, su producción alcanza tan solo un quinto. Esto explica la baja tasa de explotación de las reservas de esta región, como lo refleja la baja relación producción/reservas (1,8%) respecto del 8,4% en Norteamérica ó 6% en los países no andinos. La muy baja tasa de explotación de los países andinos abre la posibilidad de que éstos multipliquen por cuatro la producción de petróleo antes de alcanzar la tasa de referencia del 7%.

Venezuela concentra el 92% de las reservas de los países andinos, el 77% de Suramérica y el 49% del hemisferio occidental: 80 de 87 y 104 y 163 mmb, respectivamente. En los últimos 20 años, Venezuela incorporó 26 mmb netos en reservas (de 54 a 80 mmb) un 59% de las reservas que se incorporaron en Suramérica. Venezuela posee la mitad de las reservas y produce tan solo el 15% del crudo del hemisferio occidental: 3,0 de 20,6 mmbd. Esto explica que la intensidad de explotación de sus reservas sea por mucho el más bajo del continente: 1,4% vs. 7,7% el resto del hemisferio, excluida Venezuela. Así, sobre la base de reservas de petróleo probadas que posee en la actualidad, Venezuela podría multiplicar por cinco su producción, para alcanzar la tasa de explotación de referencia del 7%.

Las reservas probadas de crudo de Venezuela todavía pueden crecer ostensiblemente en la medida que se certifiquen las reservas recuperables de la masiva acumulación sedimentaria de la Faja Petrolífera del Orinoco. Por ello, en el escenario al 2020 se supone que Venezuela puede superar el doble de su producción en los próximos 15 años (de 3,0 a 6,7 mmbd) aumento que significa casi el 90% del incremento de la producción del hemisferio occidental en el período (3,7 de 4,2 mmbd). En conclusión, de la política que siga Venezuela, depende en buena parte el suministro de petróleo del hemisferio occidental en el mediano plazo.

En cuanto a las reservas del resto de los países andinos, dos terceras partes se concentran en Ecuador (5,1 de 7,7 mmb). Las reservas de Ecuador se han multiplicado casi por cinco en los últimos 20 años y pueden crecer aun más, en la medida que se exploren intensamente las áreas de alta prospectividad en el oriente del país y, en particular, se certifiquen en su totalidad las reservas del conjunto de yacimientos conocidos como ITT (Ishpingo–Tambococha–Tiputini). Ecuador puede duplicar la producción de petróleo dada su base de reservas.

En Colombia, la historia de las reservas es la contraria: se han reducido a la mitad (de 3,0 a 1,5 mmb) en la medida que se agotan las reservas de los dos grandes

yacimientos, Caño Limón y Cusiana–Cupiagua, y no se compensa con nuevos descubrimientos. El futuro de la producción de Colombia dependerá del éxito de la intensa campaña exploratoria que está teniendo lugar en ese país en la actualidad. De no incorporarse reservas en forma significativa, la producción lejos de crecer seguirá declinando en el mediano plazo.

Finalmente, las reservas de Perú se duplicaron en los últimos 20 años (de 0,6 a 1,1 mmmb). También Perú se encuentra en medio de una muy intensa campaña exploratoria, que muy probablemente agregará significativas cantidades de cru- dos pesados en la Selva Norte y expandirá las reservas de hidrocarburos de gas ya probadas en la Selva Sur. Perú, con el actual nivel de reservas probadas, puede duplicar su producción en el mediano plazo.

Conclusiones reservas

- Las reservas del hemisferio se encuentran en 163 mmmb, el mismo nivel de 1985. Sin embargo, las reservas se desplazaron a Suramérica, región que concentra las dos terceras partes de las reservas del hemisferio. De las reservas de Suramérica, el 80% se encuentran en los países andinos y, de éstas, el 90% en Venezuela.
- Las reservas de petróleo de Estados Unidos muestran claros signos de agotamiento, lo que explica la inexorable declinación de la producción de este país en el escenario al 2020. A menos que se incorporen montos significativos de reservas, la producción de México también declinará en el mediano plazo. El sostenimiento de la producción de Canadá dependerá del éxito del desarrollo de sus masivas reservas de arenas bituminosas. Este panorama es consistente con la declinación de la producción de Norteamérica en el escenario al 2020, convergiendo hacia una relación producción/reservas del 7%.
- Las reservas de Suramérica, y en particular las de los países andinos, pueden crecer en el mediano plazo por su alta prospectividad geológica y por ser una región relativamente poco explorada, si se compara con Norteamérica.
- La dotación de reservas probadas y la buena prospectividad en general de los países andinos, en particular de Venezuela, hace que de la voluntad política de estos países de desarrollar sus reservas de hidrocarburos dependa que la región aumente significativamente sus exportaciones de petróleo y que la brecha energética del hemisferio occidental no crezca más allá de lo que se pronostica en el escenario al 2020.

Inversión

Como primera aproximación a la inversión necesaria para alcanzar las metas volumétricas de producción de petróleo planteadas en el escenario al 2020 para los países andinos se procedió de la siguiente manera: primero se obtuvo la inversión anual de cada uno de los países en los 15 años desde 1991 hasta 2005 y se calculó la inversión anual promedio; y después se tomó la producción promedio diaria por país en el mismo período y se calculó la inversión promedio por barril producido en el período. A partir del promedio de los últimos 15 años se calculó la inversión de los próximos 15, aplicando la inversión por barril promedio histórica al promedio de producción supuesta para el período 2006–2020. Los resultados de estos cálculos se muestran en el Cuadro 4.

Inversión 1991–2005

La primera columna del Cuadro 4 muestra la inversión acumulada en exploración y producción de petróleo en 1991–2005 en los cuatro países andinos bajo análisis. La segunda, muestra el promedio anual de la misma inversión. La tercera columna muestra la producción promedio diaria del mismo período. Finalmente, la cuarta columna muestra la inversión por barril promedio producido en los 16 años.

Llama poderosamente la atención la similitud del cociente que resulta de dividir la inversión entre la producción en el período. Para el promedio de los cuatro países, la inversión promedio anual por barril producido por día es de USD 1.396, con una dispersión de apenas 1,9% entre el país donde la inversión calculada es menor (Perú USD 1.379), y aquél donde la inversión es mayor (Colombia USD 1.405).

Que la inversión por barril día sea tan constante entre los distintos países refleja que para todos ellos la proporción entre la inversión es muy similar a la proporción entre la producción. Respecto al país donde la inversión y la producción es menor (Perú), la de Venezuela, Colombia y Ecuador son 27, 5 y 4 veces mayores. Respecto a la de Ecuador, la inversión y la producción en Venezuela es siete veces mayor y la de Colombia es 50%. Finalmente, la inversión y la producción de Venezuela es cinco veces la de Colombia.

La inversión promedio anual en los 15 años de 1991 a 2005 fue USD 4.100, USD 830, USD 560 y USD 150 millones en Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú, respectivamente. La inversión en exploración y producción de petróleo en estos cuatro países andinos fue de USD 5.700 millones por año en promedio en dicho período.

Cuadro 4 Inversión, producción e inversión por barril por día 1991–2005. Producción e inversión 2006–2020 (mm USD, mbd y \$)

	Inversión		Producción		Inversión		Producción	
	Total 1991–2005 mm USD	Promedio anual 1991–2005 mm USD	Promedio anual 1991–2005 mbd	Promedio por bd 1991–2005 mm USD	Promedio anual 2006–2020 mm USD	Promedio anual 2006–2020 mbd	Total 2006–2020 mmUSD	Inversión y producción 2006–2020/1991–2005 %
Venezuela ⁽¹⁾	61,80	4,12	2.950	1.397	6,62	4.739	99,29	61
Colombia ⁽²⁾	12,50	0,83	593	1.405	1,03	731	15,40	23
Ecuador ⁽³⁾	8,40	0,56	404	1.387	1,13	817	17,00	102
Perú* ⁽⁴⁾	2,30	0,15	111	1.379	0,23	168	3,47	51
Total	85,00	5,67	4.058	1.396	9,01	6.455	135,15	59

Notas: (1) Pdvsya Oficina del Economista Jefe.

(2) Ecopetrol.

(3) Dirección de Estadísticas del BCE; Presidencia Ejecutiva de PetroEcuador.

(4) Dirección de Hidrocarburos; Ministerio de Energía y Minas.

* Se excluye la selva sur.

Fuente: Pdvsya Oficina del Economista Jefe; Ecopetrol; Dirección de Estadísticas del BCE; Presidencia Ejecutiva del PetroEcuador y Dirección de Hidrocarburos; Ministerio de Energía y Minas.

Inversión 2006–2020

A partir de la inversión promedio anual por barril día promedio de producción, calculada para el período histórico 1991–2005, se estimó la inversión promedio anual para el período 2006–2020. Simplemente, a la producción promedio anual supuesta para cada país en el escenario al 2020 se aplicó el promedio de inversión histórico por barril día promedio producido y se calculó la inversión promedio por año para el período del escenario.

En la medida que la inversión por barril producido es esencialmente la misma en los cuatro países, la inversión de los distintos países aumenta en la misma proporción que la producción en el período 2006–2020 como en el período 1991–2005. La producción aumenta el 60%, 20%, 100% y 50% en Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú, respectivamente, como se muestra en la última columna del Cuadro 4.

Calculada de esta manera, la inversión de los cuatro países promedio por año para el período 2006–2020 es USD 6.600, USD 1.100, USD 1.100 y USD 230 millones en Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú, respectivamente. La inversión en exploración y producción de petróleo en estos cuatro países andinos es USD 9.000 millones por año en promedio en el escenario al 2020.

A la luz de la experiencia de las últimas décadas, el sector público de los países andinos puede tener problemas para generar el ahorro que permita financiar la inversión necesaria para expandir la producción en el escenario al 2020. De hecho, como se verá en la siguiente sección, la apertura a la inversión extranjera del sector hidrocarburos a lo largo de los últimos 20 años obedece, entre otras razones, a la insuficiencia de ahorro para financiar las ingentes inversiones en el sector. La apertura de la actividad petrolera a la inversión privada, nacional y extranjera aporta, además de capital, tecnología, capacidad de ingeniería y mercados.

Las empresas petroleras estatales, que mantuvieron el control monopólico de la actividad en la totalidad de los países andinos hasta la década de los ochenta, vieron limitada su actividad por alguno de estos factores o una combinación de ellos: financiamiento, capacidad de ingeniería y acceso a tecnologías o mercados. Esto llevó a los países a abrir la actividad al capital privado bajo distintas modalidades contractuales. Donde la apertura fue mayor, como en Colombia y Perú, el aumento relativo en la actividad ha sido mucho más claro que en los países donde se limitó la apertura al capital privado, como es el caso, en años recientes, de Venezuela y Ecuador, países en los cuales en la actualidad se está produciendo una caída de la actividad petrolera.

Por los factores señalados, difícilmente se puedan alcanzar las metas volumétricas señaladas en el escenario al 2020 si no se abre el sector petrolero de los países andinos a la inversión privada. A la luz de la experiencia de los últimos

lustros, difícilmente la empresa estatal, actuando sola podrá aumentar la actividad para alcanzar las metas que plantea el escenario al 2020. La economía política de la producción de petróleo en los países andinos se discute en la próxima y última sección del presente capítulo.

Conclusiones inversión

- La inversión por barril producido en los países andinos en el transcurso de los últimos 15 años muestra muchísima estabilidad entre países y se ubica en USD 1.400 por barril.
- Dada la consistencia de este parámetro, la inversión histórica muestra la misma proporción que la producción entre los distintos países.
- En el escenario al 2020 la inversión crece en la misma proporción que la producción. La inversión crece por el monto que aumenta la producción multiplicado por el parámetro de USD 1.400 por barril de producción adicional.
- Por consideraciones de capacidad de financiamiento e ingeniería y acceso a tecnología y mercados, resulta difícil que los países andinos puedan alcanzar las metas que se plantean en el escenario al 2020, sin que se abra el sector petrolero a inversión privada, en particular la extranjera.

Marco institucional

El marco institucional del sector hidrocarburos en los países latinoamericanos muestra patrones comunes en su evolución histórica y, actualmente, las naciones se pueden agrupar bajo dos grandes tipos de organización.

El primer tipo es aquel que se caracteriza por nula o mínima presencia del capital privado en la producción de petróleo y por la empresa estatal con mínima autonomía y férreo control de los respectivos gobiernos. En estos países, el gobierno materializa su política petrolera a través de la acción de la empresa estatal.

El otro tipo se distingue por la presencia de una agencia reguladora de la actividad petrolera (no operadora), la cual se dedica exclusivamente a administrar, en representación del Estado, la explotación de las reservas. Este patrón se caracteriza también por la activa presencia de las empresas privadas coexistiendo con la empresa estatal, la cual disfruta de un alto grado de autonomía y se maneja como empresa privada.

De los cuatro países andinos productores de petróleo, bajo el primer patrón se pueden ubicar países como Ecuador y Venezuela, en tanto que bajo el segundo es posible colocar a Colombia y Perú. Del resto de los principales productores latinoamericanos, México se podría añadir al primer grupo y Brasil al segundo.

A continuación se presentan, primero, los factores estilizados de la evolución histórica del sector hidrocarburos en los países andinos y, después, en forma esquemática los dos patrones que caracterizan la situación actual.

Evolución del marco institucional del sector de hidrocarburos

El Estado propietario y las empresas operadoras

En la producción de hidrocarburos intervienen cuanto menos dos actores: el Estado, que como propietario de las reservas regula su explotación, y las empresas operadoras, privadas o públicas, que aportan el capital, la gerencia, la tecnología y la ingeniería para la explotación de las reservas. La interacción entre el Estado propietario y las empresas operadoras determina la evolución del sector petrolero en los distintos países.

El Estado propietario: en todos los países del mundo, con la excepción de los Estados Unidos, donde el superficiario es dueño de los recursos en el subsuelo, los recursos del subsuelo, las minas y, en particular, los yacimientos petroleros, son propiedad estatal.

En los países latinoamericanos, en particular en los países andinos, el Estado ejerce la propiedad inalienable sobre los yacimientos de hidrocarburos y, por tanto, tiene el derecho y el deber de regular su explotación. Como propietario, el Estado puede cobrar un canon de arrendamiento a las compañías operadoras, por el acceso a las tierras que contienen recursos de hidrocarburos, o una regalía o impuesto específico, por la producción de petróleo, diferente y por encima de los impuestos generales que pagan todas las actividades económicas.

Empresas operadoras: en la actualidad, las empresas operadoras pueden ser públicas o privadas, nacionales o extranjeras, y entran en alguna forma de acuerdo contractual con el Estado propietario para tener acceso a las tierras o áreas submarinas que contienen o tienen potencial de contener recursos de hidrocarburos. Las empresas, para ello, firman contratos de exploración y/o producción en áreas sujetas a concesión. En los contratos se fijan el tamaño de las áreas y el tiempo de la concesión, así como las condiciones económicas del arrendamiento, tanto por la exploración como por la explotación. Los parámetros económicos básicos son el pago de regalías o impuestos especiales por unidad de producto extraído.

Las empresas pueden aportar el capital para financiar la inversión, la organización gerencial, la capacidad de ejecución y la tecnología para llevar adelante la exploración y la explotación de las reservas. No todos estos componentes u otros tienen que ser aportados por la empresa operadora, sino que uno o más los puede conseguir en los respectivos mercados. El Estado también puede, como propietario, financiar y comercializar directamente los hidrocarburos producidos por

operadoras estableciendo con éstas contratos de exclusividad de la operación, a través de los cuales el propietario paga a las empresas por unidad producida.

El Estado propietario y las empresas operadoras son los dos actores fundamentales en la actividad petrolera alrededor del mundo, excepto en Estados Unidos, donde el propietario puede ser privado.

Los inicios de la actividad

La creciente demanda mundial por hidrocarburos conllevó la exploración y el inicio de la explotación de las reservas de hidrocarburos en los países latinoamericanos, en general, y los andinos, en particular, a lo largo del segundo cuarto del siglo XX. Estos países, en general, se caracterizaban por su atraso económico y tecnológico respecto de las naciones donde se concentraba el consumo de hidrocarburos, sedes de las empresas que habían desarrollado las tecnologías para su explotación y transformación hasta productos finales y dueños monopólicos de los canales mundiales de comercialización.

El atraso de los países latinoamericanos no era tan solo en los aspectos técnicos de la exploración y explotación de los hidrocarburos, sino en el desconocimiento de los aspectos económicos de la actividad petrolera en general. Los países andinos no contaban con la capacidad de ingeniería para desarrollar las reservas de hidrocarburos y tenían poco conocimiento del potencial económico del negocio petrolero.

En su búsqueda por reservas, las empresas transnacionales obtuvieron en las primeras concesiones condiciones muy favorables en términos del área, duración de los contratos y condiciones económicas para la exploración y producción de las reservas. Por otro lado, para los gobiernos de los países andinos el ingreso por la explotación de hidrocarburos, por bajo que fuera respecto al valor del producto, se convertía enseguida en el primer ingreso de un fisco, en general, muy pobre.

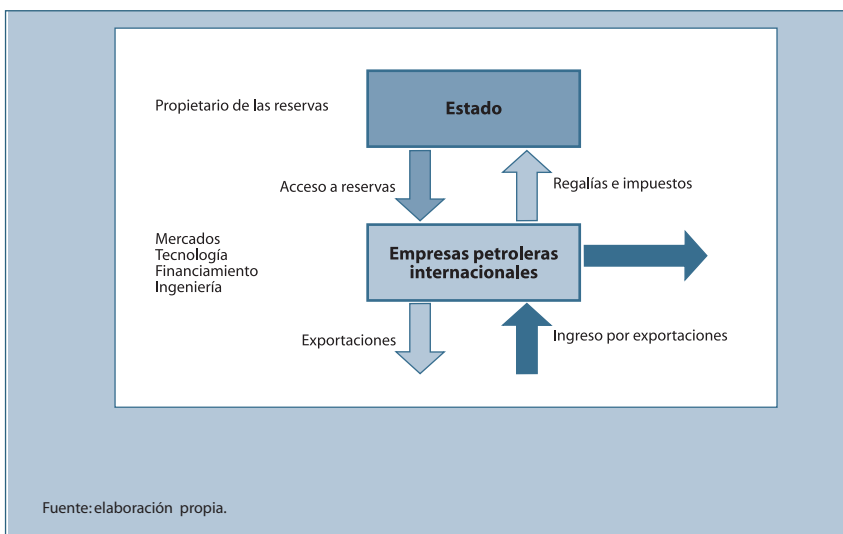
El esquema institucional para el desarrollo de las reservas de hidrocarburos consistía esencialmente de dos actores. Por un lado el Estado, propietario de las reservas, y por otro las Empresas Petroleras Internacionales (EPI). El arreglo implicaba que el Estado diera acceso a las reservas para su confirmación y explotación por parte de las EPI, las que aportaban acceso a los mercados, financiamiento, tecnología y capacidad de ejecución. Las EPI desarrollaban y comercializaban las reservas y el gobierno recibía un pago por sus reservas bajo la forma de regalías o impuestos especiales.

Este arreglo se sintetiza en la Figura 1 (ver p. 56): el Estado, propietario del recurso natural, brinda acceso a las reservas a las EPI, que aportan acceso a mercados, tecnología, financiamiento y capacidad de ingeniería para explotar el recurso y exportarlo y obtener un ingreso por exportaciones de petróleo. Las em-

presas se quedaban con el grueso de este ingreso como ganancias y pagaban a los Estados propietarios regalías e impuestos muy inferiores que los correspondientes en sus países de origen, en particular a los Estados Unidos. En la medida que los Estados latinoamericanos se dieron cuenta de esta situación se desarrollaría una tensión creciente entre ambas partes.

Figura 1

Arreglo institucional en los inicios de la actividad



Tensión creciente

Conforme los países latinoamericanos fueron tomando conciencia de las condiciones muy favorables para las compañías a las que se habían otorgado las concesiones iniciales, empezaron a reclamar cambios, en particular en dos direcciones: reducir el tamaño de las áreas bajo concesión y aumentar la participación del gobierno, al menos al nivel de participación de los propietarios privados de los yacimientos en los Estados Unidos.

La toma de conciencia de los Estados nacionales de las magnitudes económicas del negocio petrolero, a la par del fortalecimiento institucional de estas naciones, condujo a la reformulación de los contratos de concesión, con lo que se disminuye el tamaño de las áreas y aumenta la participación contractual del Estado bajo la forma de regalía. La creciente participación, junto con el desarrollo acelerado de la producción para responder a la demanda de la post-guerra, consolidó el ingreso petrolero como el principal ingreso fiscal individual en los países petroleros latinoamericanos.

Ya en la década de los sesenta, los Estados latinoamericanos hicieron uso de su potestad soberana de dictar impuestos para, en forma unilateral y extra-contratual, aumentar su participación en el ingreso de las EPI, revirtiendo totalmente el patrón distributivo que había imperado en el inicio de la actividad. Las EPI ve-

rían reducidos sus márgenes de ganancias en los países latinoamericanos a expensas del gobierno.

En forma esquemática, el tránsito del arreglo institucional original a la situación de tensión creciente entre el Estado y las compañías se refleja en la Figura 2, con el Estado aumentando su participación en el ingreso por exportaciones, por la vía de regalías e impuestos, a expensas de menores ganancias de las compañías.

Además, las concesiones no se renovarían, la presión fiscal no haría otra cosa que crecer y, por otro lado, se desarrollarían las capacidades nacionales de ingeniería, a lo largo de un proceso que llevaría, inexorablemente, a la nacionalización, a través del control estatal de la industria petrolera en todos los países andinos, en la década de los setenta.

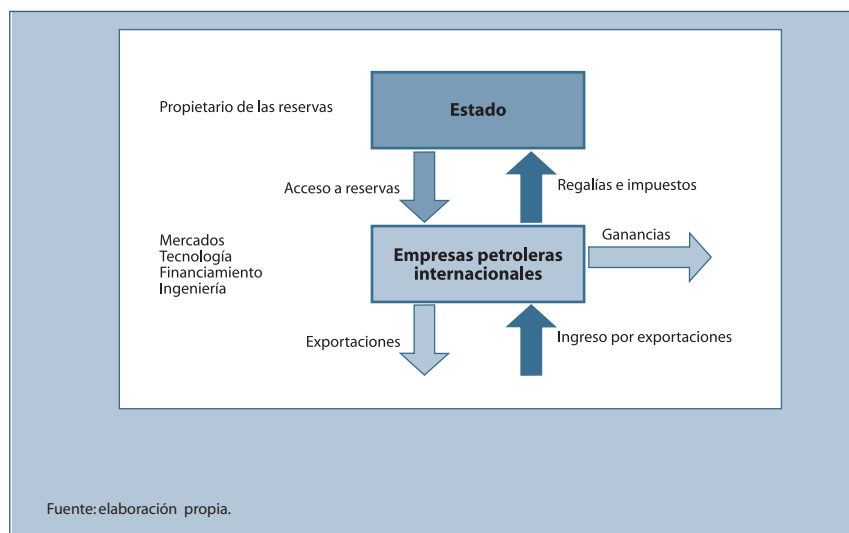


Figura 2

Arreglo institucional en la fase de tensión creciente

La nacionalización

Como parte del proceso de desarrollo de los países latinoamericanos se produjo la acumulación de conocimiento nacional en las áreas vinculadas al sector hidrocarburos a lo largo del segundo y tercer cuarto del siglo XX. Esto se tradujo en la formación de equipos especializados en el gobierno y en la creación de incipientes empresas estatales dedicadas a la actividad de explotación de hidrocarburos, así como de empresas privadas proveedoras de bienes y servicios a la industria de los hidrocarburos.

La creciente participación fiscal de los Estados nacionales en el ingreso petrolero, la limitación del tamaño de las áreas y de la libertad de movimiento de las em-

presas petroleras transnacionales, culminó en su estrangulamiento operativo. Esto, junto con la formación de cuadros profesionales nacionales de primer nivel internacional, capaces de tomar el relevo del personal foráneo, culminó con la nacionalización y control estatal de las operaciones de las empresas de hidrocarburos en los países andinos a finales del tercer cuarto del siglo XX, en un ambiente de creciente nacionalismo en los países en desarrollo.

Las empresas nacionales heredaron de las transnacionales tecnología y *know how* y se desarrollaron compitiendo con éxito en el mercado internacional. El éxito de las empresas petroleras andinas fue diverso, pero sin duda todas se establecieron como empresas verticalmente integradas con características similares a las de las empresas que las precedieron o a empresas de similar tamaño en el mundo desarrollado. Sin embargo, las similitudes no terminaron allí. La tensión distributiva entre el gobierno central y la Empresa Petrolera Nacional (EPN) por la distribución del ingreso petrolero persistiría ahora al interior del Estado y conduciría eventualmente al debilitamiento de la empresa nacional, como en el pasado había sucedido con las transnacionales.

La Figura 3 muestra los factores estilizados del funcionamiento del sector petrolero cuando se nacionalizó la industria: el Estado, además de propietario del recurso natural, será ahora dueño de la industria petrolera. Sin embargo, como se dijo, si bien con diferentes grados entre los países, se mantuvieron las formas y se diferenciaron ambos roles al interior del Estado. El gobierno central, a través del Ministerio de Energía y Minas, concede el acceso a las reservas y aprueba el financiamiento de la empresa petrolera nacional, la cual aporta acceso a mercados y tecnología, así como la capacidad de ingeniería nacional para desarrollar las reservas.

La distribución del ingreso petrolero ahora se dará al interior del Estado, entre el gobierno central y la empresa petrolera nacional. También las experiencias varían y desembocan en el éxito o fracaso actual de las EPN. Por un lado, las hay exitosas: aquellas registradas en países donde se mantuvo o se ha restableció un grado de autonomía y donde la distribución del ingreso petrolero no es discrecional y respeta reglas distributivas preestablecidas y transparentes. En los casos donde imperó la discrecionalidad distributiva y la injerencia por parte del Gobierno en la gestión de las EPN, éstas han estado condenadas al debilitamiento operativo y gerencial y al fracaso financiero.

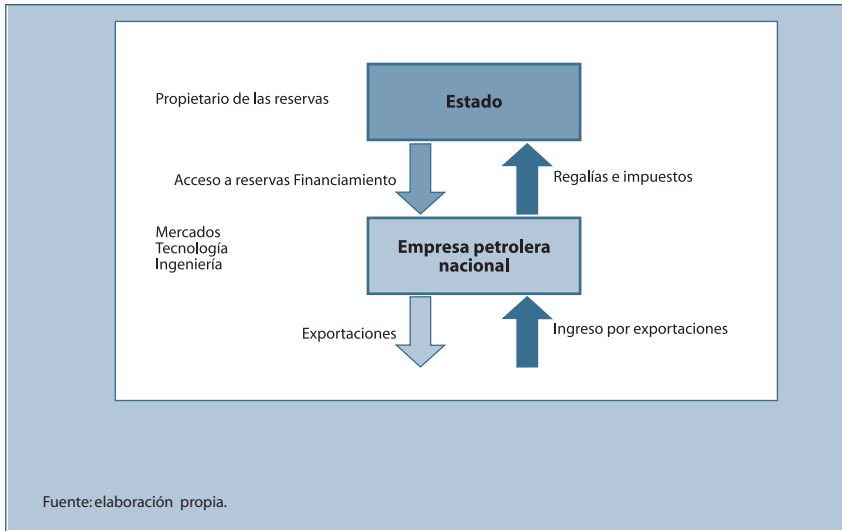


Figura 3

Arreglo institucional al momento de la nacionalización

El debilitamiento de las empresas nacionales

En muchos países latinoamericanos la EPN entró a competir directamente con los otros entes del Estado por la asignación en el presupuesto fiscal. Aun en los casos en que se crearon empresas con cierta autonomía presupuestaria, éstas terminaron compitiendo con el resto del sector público por recursos cuando el ingreso disponible del Estado mermó durante las diferentes crisis a lo largo de los años ochenta y noventa.

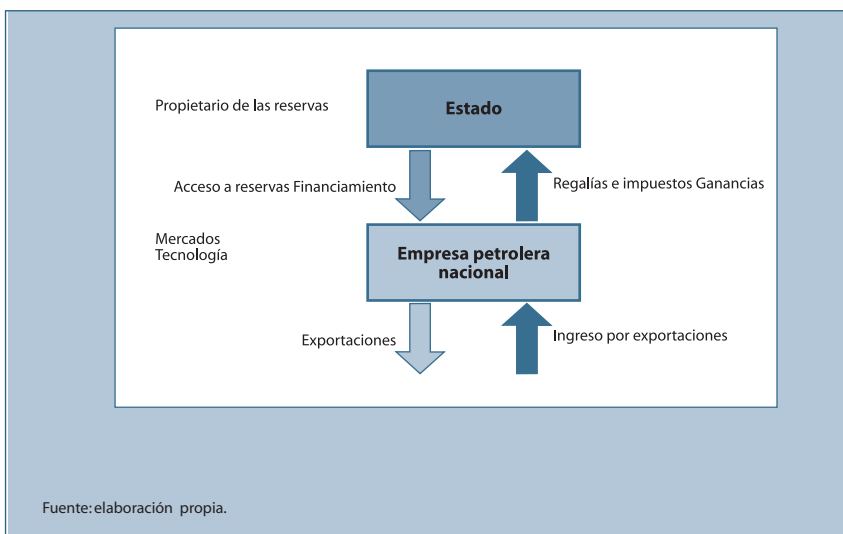
Típicamente, en la lucha distributiva el gasto de inversión en el sector petrolero quedó relegado a un segundo plano respecto del gasto corriente de funcionamiento del gobierno, mucho más importante en términos políticos. Aun cuando se reconocía la importancia del gasto de la EPN, éste resultaba insuficiente ante la magnitud de la inversión necesaria en el sector petrolero. Se sacrificó inversión en el sector petrolero a expensas del gasto necesario para el funcionamiento del gobierno. El gasto urgente siempre se imponía sobre el importante. Fue así como se produjo un proceso inexorable e irreversible de debilitamiento de las EPN. Irreversible, en el sentido que, por sus características, en el sector petrolero la merma de la inversión se traduce en la inmediata caída de la producción, por la declinación natural por pérdida de energía de los yacimientos.

No solo la escasez de los recursos para invertir provocó el debilitamiento de las EPN, sino que en muchos casos sus equipos profesionales y técnicos entraron a formar parte del personal de carrera del sector público con estructuras salariales rígidas y muchas veces no competitivas en mercados especializados como los petroleros, con lo cual las EPN también se debilitaron por la pérdida de personal especializado. Además, la escasez de recursos derivó en el retraso en la actuali-

zación profesional de los equipos técnicos de las EPN: se perdía gente y la que quedaba se rezagaba en su actualización. La solución que se consiguió en muchos países fue reabrir el sector petrolero al capital petrolero transnacional, no directamente sino a través de distintas formas de asociación con la EPN. La Figura 4 ilustra el debilitamiento de la EPN.

Figura 4

Arreglo institucional en el proceso de debilitamiento de la empresa petrolera nacional



La reapertura a las empresas petroleras internacionales

El instrumento que se desarrolló en los países andinos para compensar la falta de recursos de inversión y el debilitamiento profesional de las EPN fue crear asociaciones, a través de diferentes formas contractuales, entre éstas y las EPI. Los contratos fueron básicamente de dos modalidades: contratos de servicios, en los que las empresas foráneas aportaban el capital y la operación y cobraban por unidad producida, y contratos de asociación, a través de los cuales se creaba una empresa mixta EPN–EPI, en la que la empresa nacional aportaba la infraestructura existente y los recursos en el subsuelo, y la foránea, capital fresco, capacidad de ejecución, la operación y se distribuían la ganancias de acuerdo con la participación de cada una, como se muestra en la Figura 5.

Este arreglo, lejos de mejorar la condición de la EPN, la debilitó aun más ya que, además de mantener parte de la operación, se convertía ahora en la contraparte nacional–estatal de las empresas transnacionales, asumiendo roles fiscalizadores y reguladores por encima de los propiamente operativos. Además, este arreglo agudizó la percepción de que la EPN no requería del aporte de recursos financieros, ya que éstos podían ser aportados por la EPI, con lo cual el proceso secular de debilitamiento de la EPN tendió a acentuarse.

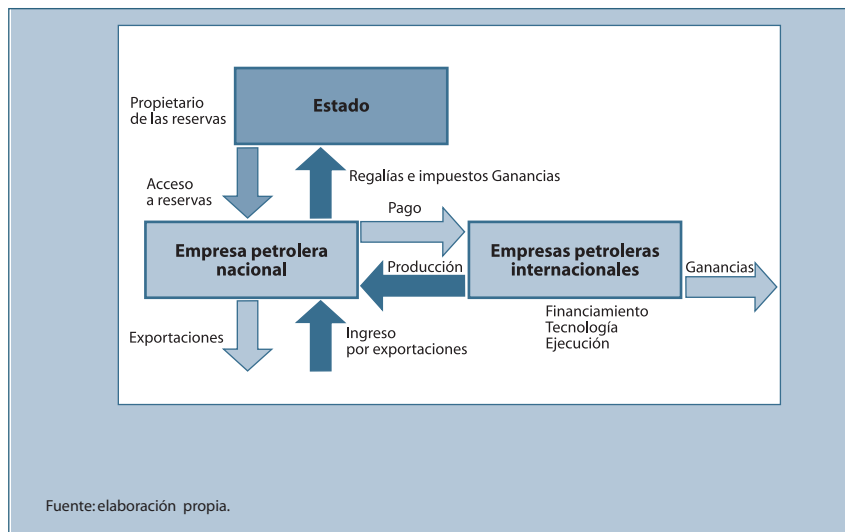


Figura 5

Arreglo institucional en el proceso de debilitamiento de la empresa petrolera nacional

Por otro lado, las EPI se sentían protegidas en la medida que trabajaban para la EPN y ésta las aislaba del gobierno y su injerencia. Su retorno estaba asegurado contractualmente y la EPN sufrió el grueso del desgaste político. Sin embargo, las EPI no tenían acceso directo al crudo en los contratos de operación y solo a una fracción de la producción en los contratos de asociación. La relación fue percibida como efímera, las EPI buscaron recuperar sus inversiones lo más rápido posible sacrificando el mediano plazo. El sector petrolero nacional sufrió al carecer de una estrategia de desarrollo de largo plazo.

La situación actual

Llegados al último estadio descrito los países andinos siguieron dos vertientes distintas.

Continuidad y estancamiento

Por un lado, Ecuador y Venezuela han persistido en mantener un férreo control del gobierno central sobre la EPN y, además, cerraron el espacio para la participación de las EPI, cancelando contratos o forzándolas a reducir su nivel de actividad.

El debilitamiento de las EPN (Petróleos de Venezuela y PetroEcuador) por las razones mencionadas más arriba, llevó a la caída de la producción en las áreas bajo su control, en el caso venezolano desde 1999 y en el ecuatoriano desde 1992. Esta caída fue compensada por producción creciente en áreas desarrolladas por empresas privadas, mediante contratos de servicio o de asociación con las empresas estatales. Sin embargo, en años recientes, en ambos países se produjo una reacción en contra de las empresas operadoras privadas: se cancelaron los contratos, se expro-

piaron los activos o se limitó el nivel de actividad por razones de conservación, siempre argumentando razones de carácter nacionalista. Esto se está traduciendo en la caída de la producción total de ambos países.

A la luz de la experiencia de los últimos lustros, difícilmente Venezuela y Ecuador alcanzarán las metas volumétricas que se plantean en el escenario al 2020, consistentes con su masiva dotación de reservas de hidrocarburos. La falta de autonomía gerencial y financiera de las respectivas empresas nacionales, ya muy debilitadas, y el hecho de que ambos países se están cerrando a la inversión privada extranjera –que podría aportar financiamiento, gerencia y capacidad de ingeniería–, hacen difícil que Venezuela y Ecuador puedan expandir su producción de petróleo en el mediano plazo, a menos que se produzca una reestructuración a fondo del sector hidrocarburos.

Modernización y expansión

Por otro lado, Colombia y Perú han asumido en el transcurso de la última década una profunda transformación del marco institucional, siguiendo las mejores prácticas internacionales, para estimular la inversión y la actividad hidrocarburífera.

La principal novedad del marco institucional propuesto es la creación de un ente estatal autónomo para la administración de los recursos: la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en el caso de Colombia, y Perupetro en Perú, cuyo único objetivo es el de administrar el desarrollo de las reservas de hidrocarburos del país en el largo plazo. Esta agencia estatal, no operadora, actúa de interfase entre las compañías operadoras, nacionales o extranjeras, y el resto del sector público nacional. La agencia abre, mediante licitación internacional, las áreas prospectivas para la exploración y explotación por empresas operadoras, privadas o públicas, nacionales o extranjeras, y las otorga mediante contrato al mejor postor, de acuerdo con parámetros previamente establecidos, entre los cuales puede estar el perfil de producción por área en el tiempo.

Bajo el nuevo marco institucional las EPN (Ecopetrol y PetroPeru) actúan bajo igualdad de condiciones respecto de las empresas privadas. El resto del Estado no puede participar en forma directa y discrecional de las ganancias de la compañía estatal, la cual está sujeta a las mismas condiciones impositivas que las empresas privadas nacionales o extranjeras.

Las EPN se benefician en, al menos, tres aspectos: primero, se deslastran de sus obligaciones como contraparte nacional de las empresas petroleras extranjeras o nacionales privadas; segundo, pueden actuar sobre una base similar, en competencia con las empresas privadas, con las mismas reglas impositivas y con grados de autonomía sobre el manejo de sus finanzas, y tercero, mientras se logre transparencia legal y financiera, podrán financiarse, tanto abriendo participación en su capital como mediante operaciones financieras de mercado abierto.

El nuevo arreglo institucional se muestra en la Figura 6. La ANH recibe del gobierno los lineamientos para la apertura de áreas prospectivas para la exploración y explotación por parte de las empresas operadoras nacionales o internacionales, privadas o públicas. Como contraparte, la ANH mantiene al gobierno informado de sus actividades y del desempeño de las empresas operadoras. La ANH licita y otorga al mejor postor las áreas a ser desarrolladas por empresas operadoras. La ANH supervisa que se cumplan las condiciones contractuales y las empresas proveen a la ANH toda la información técnica que ésta requiera sobre las bases contractuales. Las empresas operadoras firman con el gobierno los contratos de concesión y pagan las regalías e impuestos establecidos en los contratos y las leyes.

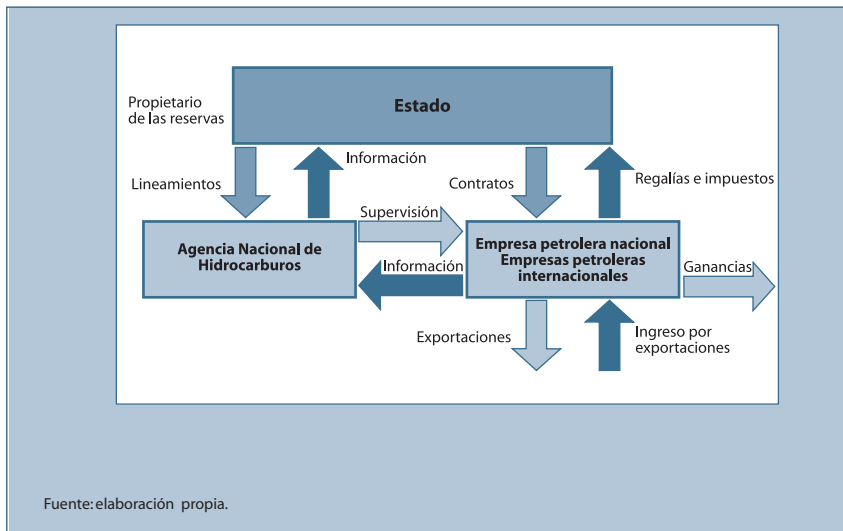


Figura 6
Arreglo institucional para la reestructuración del sector hidrocarburos

Conclusiones marco institucional

La experiencia de casi un siglo de explotación petrolera en los países andinos ha permitido observar al menos tres patrones de arreglo institucional que han provocado ciclos de auge y contracción del sector. En los tres patrones, la causa para el colapso cíclico del sector fue la insuficiencia de inversión. Esto se debió, por un lado, a la exagerada presión fiscal sobre las empresas operadoras públicas o privadas. Las operadoras, a partir de cierto punto de participación del gobierno en su ingreso, simplemente no han contado con recursos para tan siquiera mantener el potencial de producción, que empieza a declinar. La segunda causa, vinculada con la primera, pasa por la creación de condiciones para inversión de largo plazo, que además de reglas claras y estables en cuanto a la distribución del ingreso, tienen que ver con el tiempo y las condiciones de las concesiones. En general, condiciones inestables y con tendencia a moverse en contra de los inversionistas han desanimado la inversión de largo plazo en los países andinos.

La forma de crear las condiciones para el desarrollo en el largo plazo del sector hidrocarburos en los países andinos es reestructurar el sector siguiendo las mejores prácticas internacionales. En general, dicho arreglo debe conciliar dos objetivos fundamentales: asegurar para el Estado propietario de las reservas el máximo beneficio de la explotación de las mismas, tanto en términos de ingreso como de impulso al desarrollo del sector productivo nacional, y garantizarles a las compañías operadoras un retorno estable, similar al que obtendrían por operaciones análogas en otras provincias petroleras, así como la posibilidad de disponer del crudo o gas que produzcan para su mercadeo o procesamiento.

Entre los países andinos dos de ellos han reestructurado su sector siguiendo las mejores prácticas internacionales, Perú y Colombia, a los que se une Brasil en el contexto latinoamericano. La modernización institucional se refleja en estos tres países en un intenso incremento de la actividad petrolera que apunta a alcanzar las metas volumétricas que se plantean en el escenario al 2020.

Por el contrario, Ecuador y Venezuela, junto con México, no quisieron hacerlo. Se limita o se niega del todo la inversión del sector privado y se mantiene la presión financiera sobre la empresa nacional, limitando severamente su capacidad de inversión. Como consecuencia, la actividad petrolera está declinando en estos tres países, que difícilmente alcanzarán las metas que se plantean en el escenario al 2020.

Conclusiones

- La apertura de la brecha energética de Norteamérica en el escenario al 2020, de 11 a 18 mmbd, aumenta el potencial de integración hemisférica alrededor del vector energía.
- En respuesta a la apertura de la brecha de Norteamérica, Suramérica triplica sus exportaciones en el escenario al 2020, de 2 a 6,5 mmbd, por el aumento de las exportaciones de los países andinos y el cierre de la brecha de los países no andinos.
- Sin embargo, la apertura de la brecha de Norteamérica es de tal magnitud que, a pesar de triplicarse las exportaciones de Suramérica, la brecha del hemisferio crece de 9 a 11,5 mmbd en el escenario al 2020.
- Los países andinos son los que más se pueden beneficiar de la apertura de la brecha energética de Norteamérica. Poseen reservas de sobra para duplicar su producción, de 4,0 a 9,0 mmbd entre 2006 y 2020. Esta producción puede y debe aumentar aun más, dada la dotación de reservas de estos países, si no se quiere que la brecha energética hemisférica crezca, como se plantea en el escenario.

- La experiencia histórica de los últimos años muestra tendencias divergentes en el arreglo institucional que regula la actividad del sector petrolero de los países andinos y, dependiendo del arreglo institucional, tendencias divergentes en el nivel de actividad. Por un lado, países en los cuales el gobierno ha delegado en un ente regulador, no operativo, la implantación de la política petrolera. Esto ha permitido abrir el sector en igualdad de condiciones al capital público y privado, lo que redundó en un significativo aumento de actividad en años recientes. Este es el caso de Colombia y Perú. Por otro lado, países en los cuales el gobierno central mantiene control directo de la implantación de la política petrolera, limitan la actividad de la empresa estatal y restringen la presencia de las empresas privadas. Este es el caso de Ecuador y Venezuela, países en los cuales la actividad ha caído en años recientes.
- Combinados, Ecuador y Venezuela (5,1 y 80 mmb) concentran el 97%, 82% y 52% de las reservas probadas de los países andinos (87 mmb), Suramérica (104 mmb) y el hemisferio occidental (163 mmb), respectivamente. Consistente con su nivel de reservas, estos dos países combinados aumentan en el escenario al 2020 su producción en 3,7 mmb (Venezuela, 3,2 mmb, y Ecuador, 0,5 mmb) de un incremento de la producción del hemisferio occidental, estimado en exactamente el mismo monto, de 3,7 mmb. Esto quiere decir que si Venezuela y Ecuador no aumentan la producción, como ha sido el caso del último lustro, la producción continental en el escenario al 2020 permanecería constante y la brecha energética hemisférica crecería en la magnitud del aumento del consumo continental de 6,3 mmbd. Suponiendo que estos dos países no aumentaran su producción, la brecha energética hemisférica se incrementaría en más de dos terceras partes, de 9,4 mmb a 15,7 mmb, en vez de registrar un crecimiento del 25%, de 9,4 a 11,9 mmb, como plantea el escenario al 2020.

Referencias bibliográficas

- British Petroleum (BP) (2007). *Statistical Review of World Energy*.
- International Energy Agency (IEA) (2006). *World Energy Outlook 2006*.

*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. Pacheco¹ y Elizabeth Cruz²

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/B³– 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 AIE⁴, ésta fue de 2,9%, frente a

³ Un barril equivale a 42 galones americanos.

⁴ 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 OPEP⁵ 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-

⁵ 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 estima⁶ 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)⁷ 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-

⁶ Energy Administration Agency, junio 2007.

⁷ 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 marcadores⁸ para cada uno de estos escenarios, el precio del crudo WTI de mercado reportado por Platts⁹ 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%

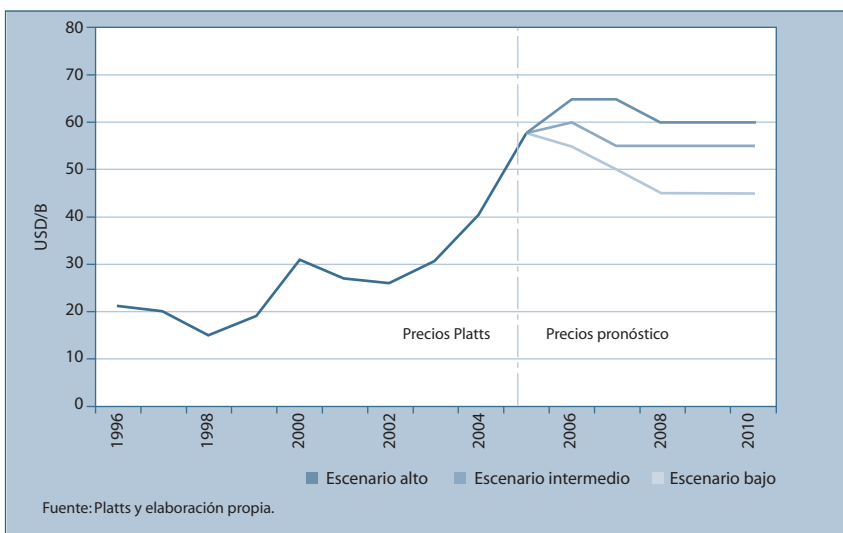
Suministro no OPEP: incremento anual promedio de 1,2 mmbd = 2,0%

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		
Escenario demanda alta											
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
Escenario demanda baja											
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
Escenario demanda intermedia											
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)

mbd	Total	Porcentaje
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%
Total	10.068	100,0%

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

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

País	USGC	USEC	USWC	Midwest	Total
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

Origen	Crudo	API	Porcentaje azufre
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

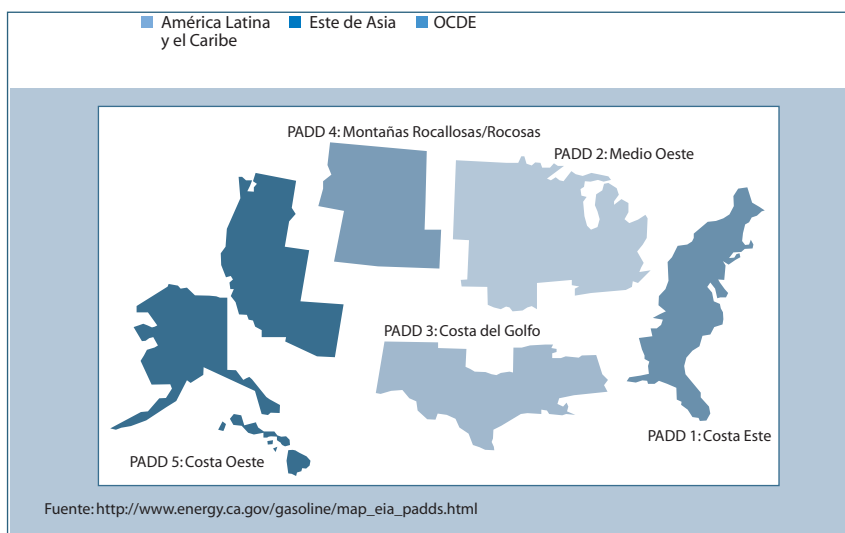
Continuación

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%

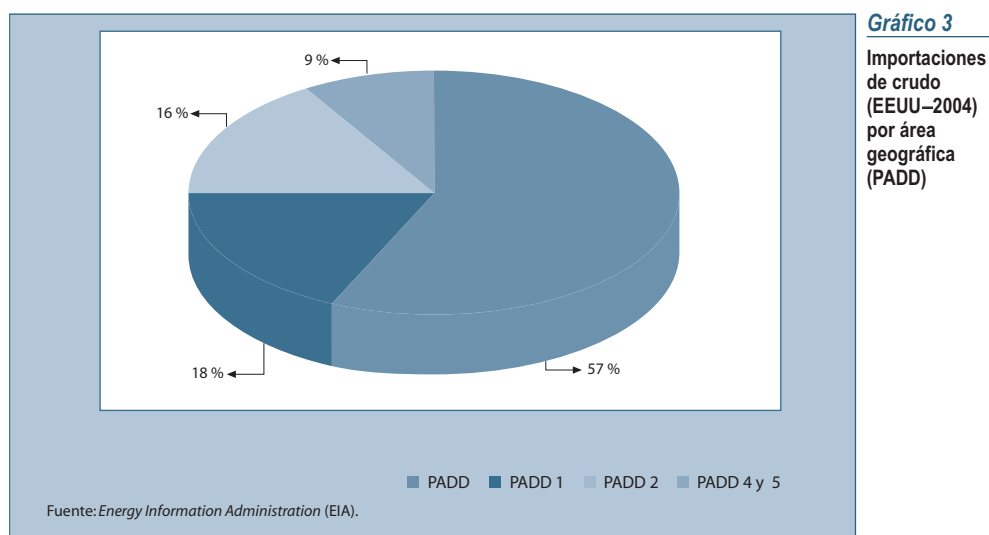
Fuente: información de productores.

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° API¹⁰ 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)
Socios (%)	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)
Fecha de inicio	oct. 98	nov. 99	dic. 00	oct. 01
Producción de crudo extra-pesado (b/d; API)	120.000; 9,3°	120.000; 8,5°	200.000; 8–8,5°	190.000; 8,7°
Producción sintético (b/d; API)	104.000; 19–25°	105.000; 16°	180.000; 32°	180.000; 26°

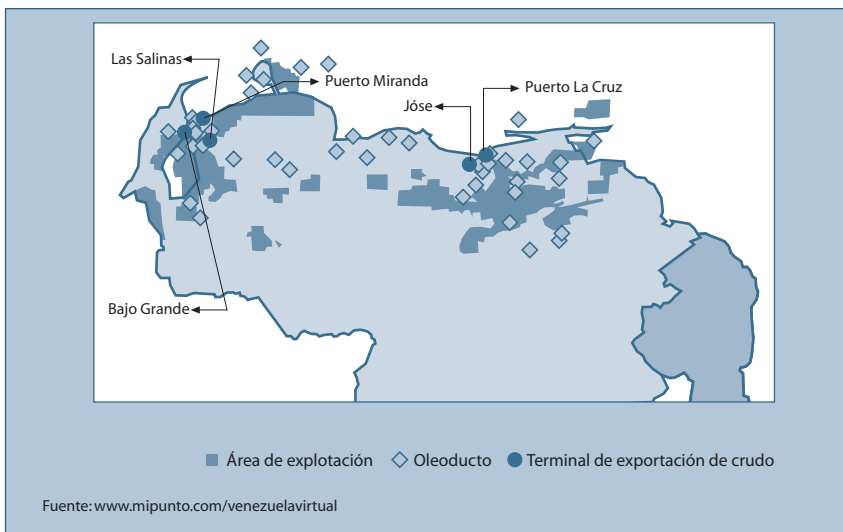
Fuente: Petróleos de Venezuela, S.A. (Pdvsa).

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.

¹⁰ 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.

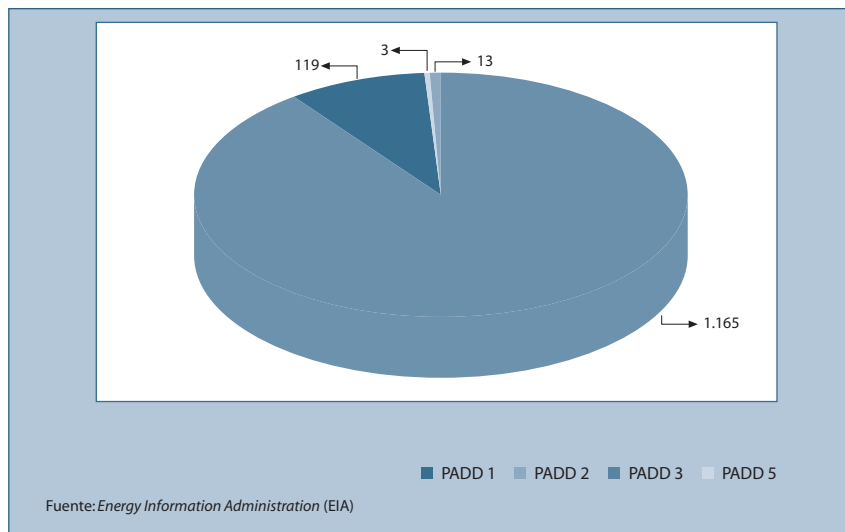


Gráfico 5

Exportaciones de Venezuela a EEUU en 2004 (mbd)

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 regalía¹¹ 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

¹¹ 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.

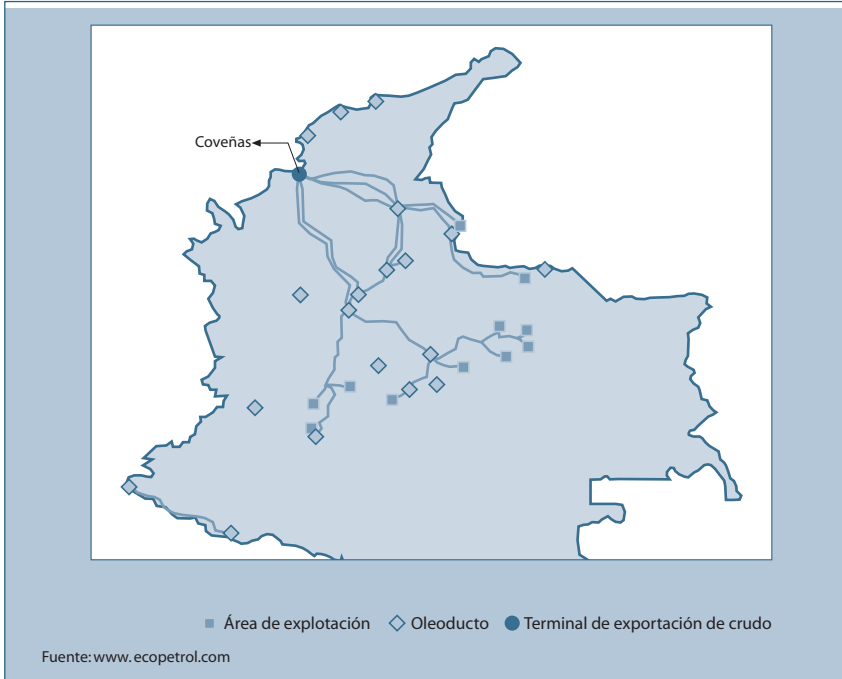


Gráfico 6

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

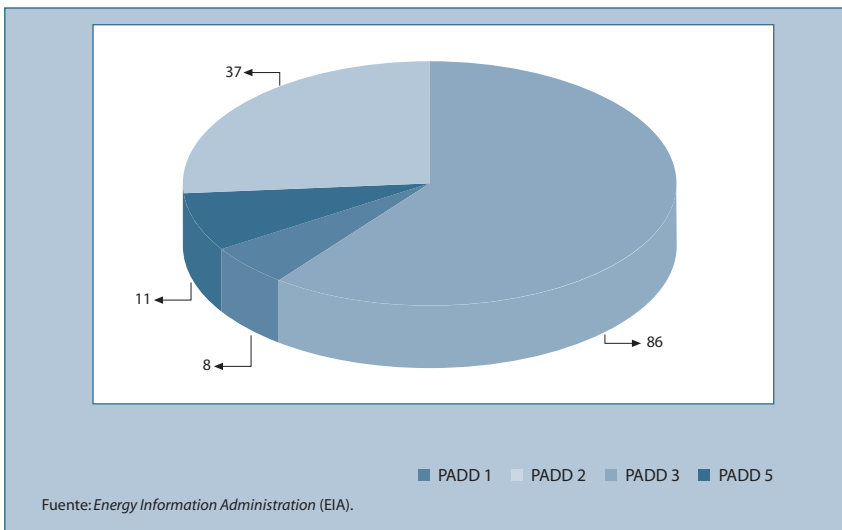


Gráfico 7

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.

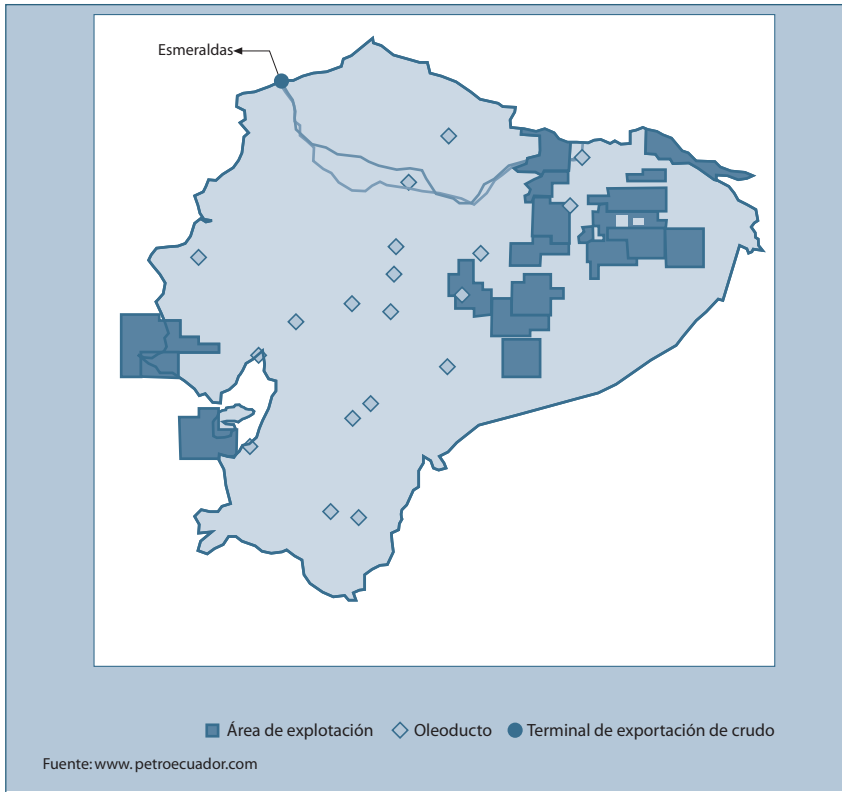


Gráfico 8

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

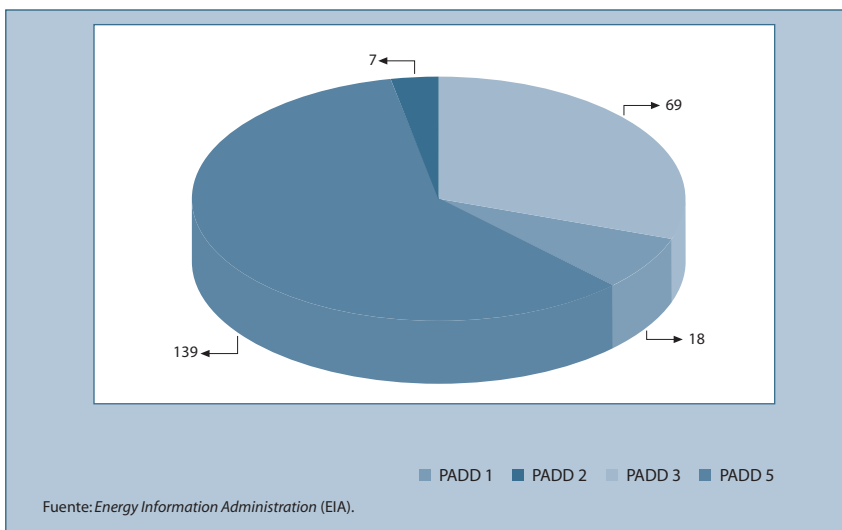


Gráfico 9

Exportaciones de Ecuador a EEUU en 2004 (mbd)

Perú

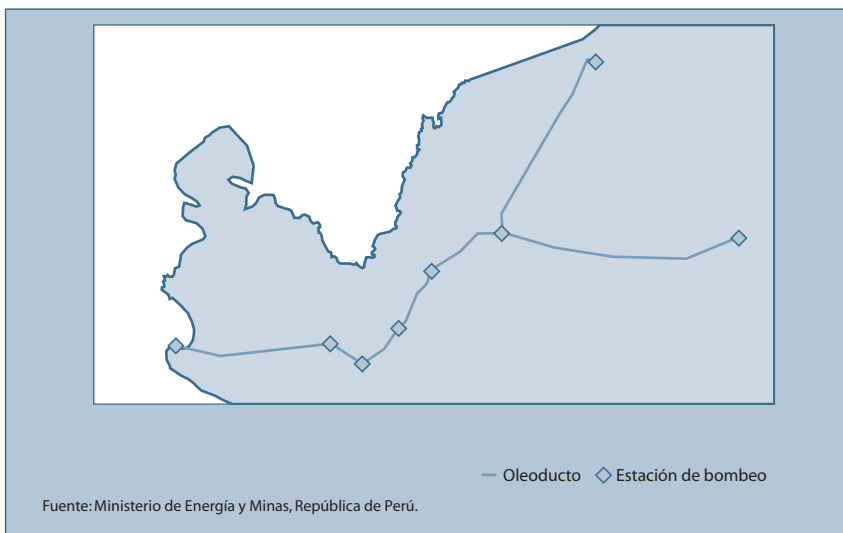
Perú posee reservas probadas de 253 millones de barriles de crudo y una producción de unos 93 mbd de crudo, principalmente de Loreto (20° API y 1,2% de azufre). El consumo de hidrocarburos es mucho mayor que la producción, por lo que solo eventualmente exporta crudo hacia el mercado de la Costa Oeste 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		Merrey
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.

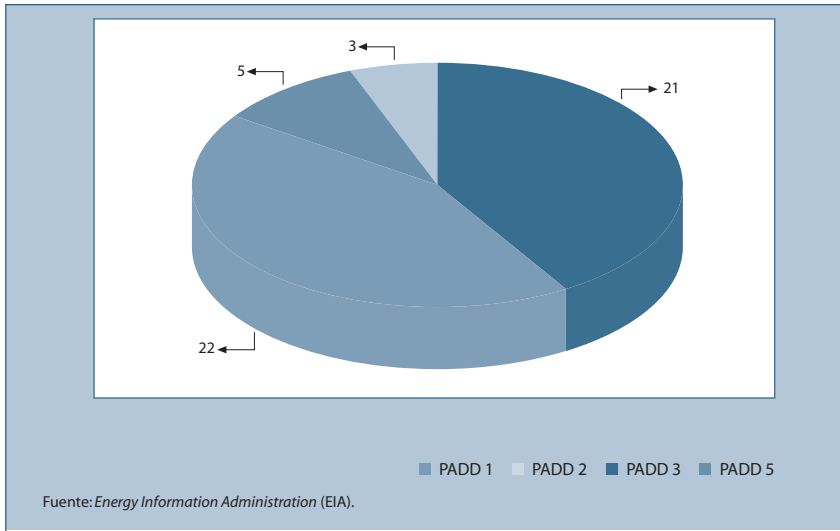


Gráfico 11
Exportaciones de Brasil a EEUU en 2004 (mbd)

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	
Crudo referencia a evaluar			
Crudo 1		Marlim	
API		20,00	
%S		0,70	
Pto. de carga		Marlim FPSO	
Exportaciones EEUU			
PADD 1		43,70%	
PADD 2		5,50%	
PADD 3		40,70%	
PADD 5		10,10%	
Competidores principales/crudos			
		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*¹². 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

¹² 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).

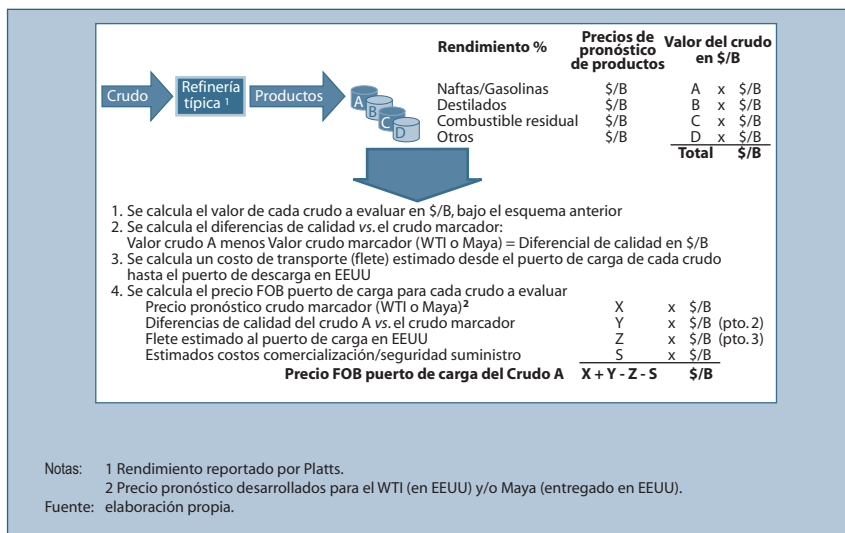
Cuadro 10 Información general principales países competidores

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
Crudo referencia a evaluar					
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				
Exportaciones EEUU					
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	
Competidores principales/crudos					
	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		
Precios marcadores									
	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	
Precios FOB Pto. de carga									
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
Nigeria	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		
Precios marcadores								
	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	
Precios FOB Pto. de carga								
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	2010		
Precios marcadores										
	WTI	55,0	50,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	48,0	
	Maya	41,3	37,5	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	34,8	
Precios FOB Pto. de carga										
Arabia Saudita	Árabe liviano	49,8	44,8	40,1	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	32,6	34,9	Maya -1,1
Brasil	Marlim	48,3	43,3	38,9	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	31,1	33,2	Maya -2,7
Colombia	Cusiana	54,6	49,6	44,7	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	39,1	41,7	WTI -6,4
Ecuador	Oriente	47,6	42,6	38,1	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	37,6	40,4	WTI -7,5
México	Maya	40,6	36,8	33,1	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	42,3	45,2	WTI -2,6
Venezuela	Mesa	48,4	44,0	39,6	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	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.

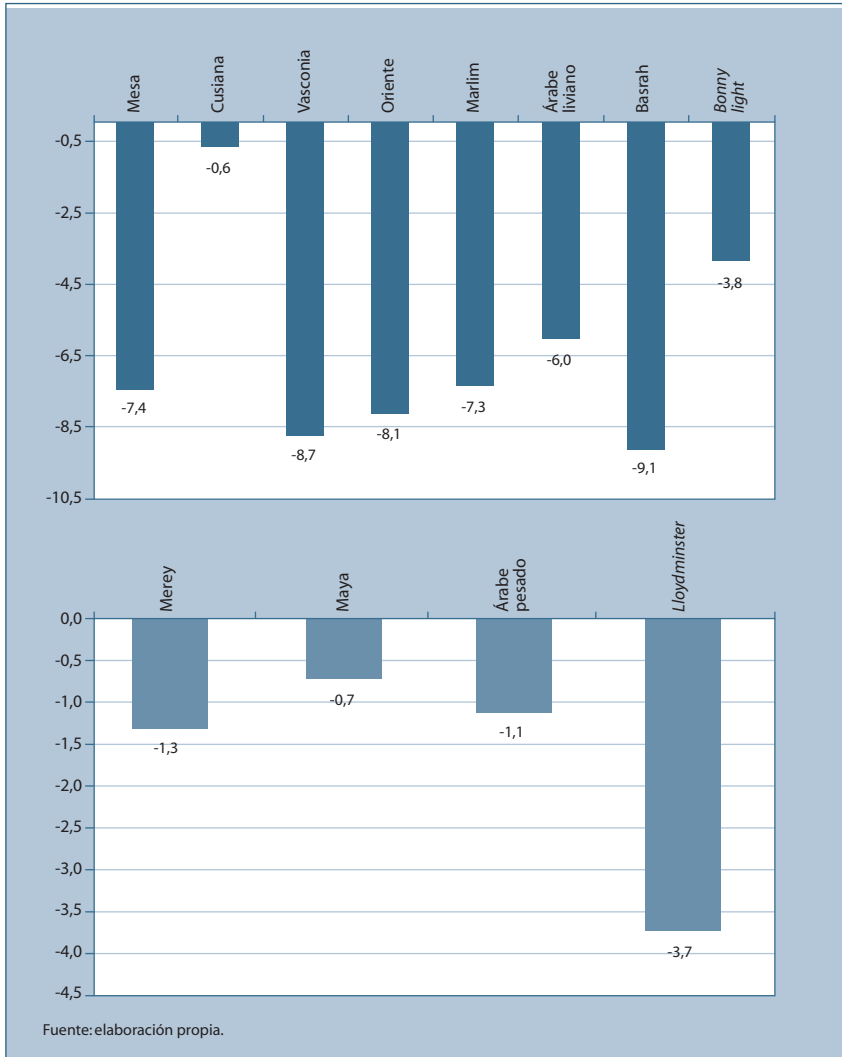
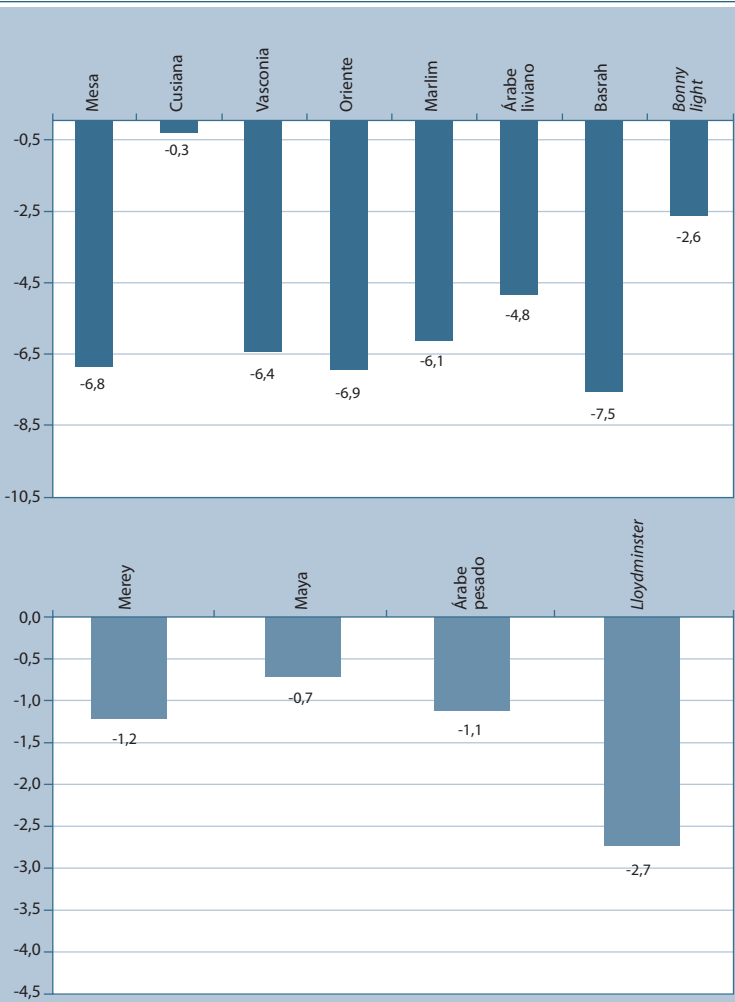


Gráfico 13
Diferencias de precio pronóstico vs. WTI en dólares por barril

Gráfico 14

Diferencias de precio pronóstico vs. WTI en dólares por barril



Fuente: elaboración propia.

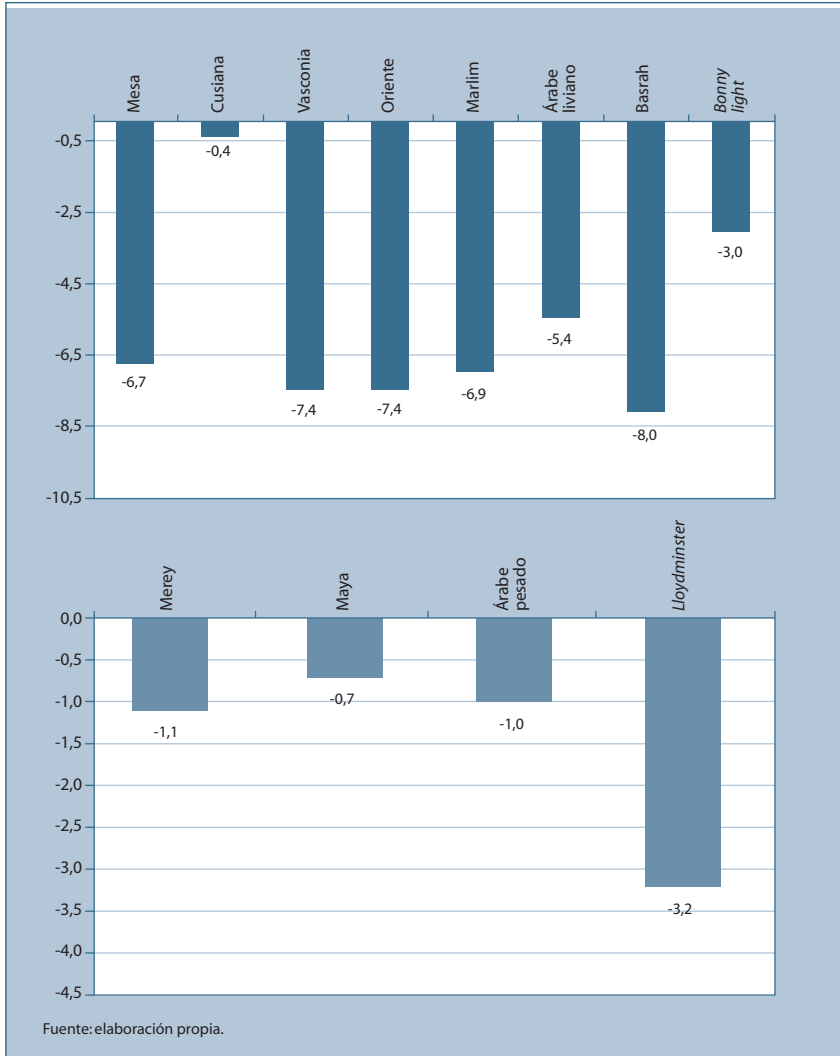


Gráfico 15
Diferencias de precio pronóstico vs. WTI en dólares por barril

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 ¹	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 ²			11,00	0,30	11,30	
Colombia	1,54	4,00	2,50	2,50 ³	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 ²	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.

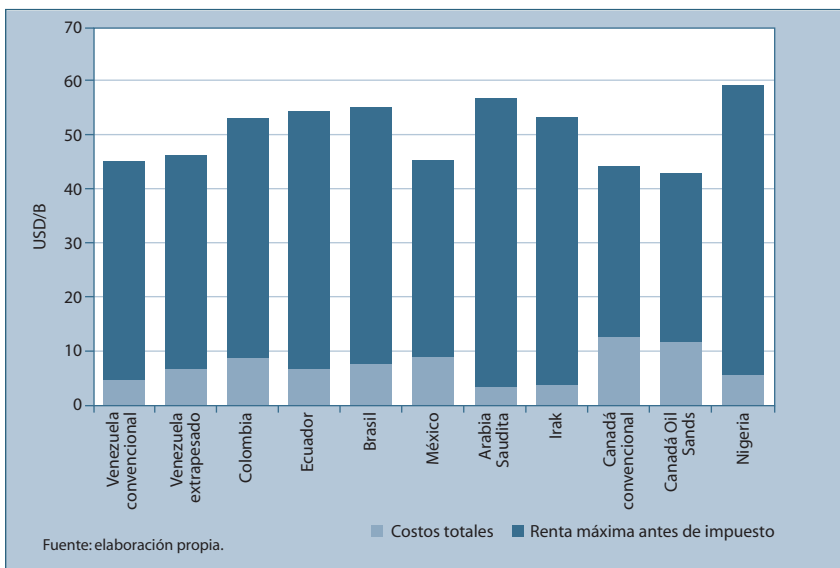
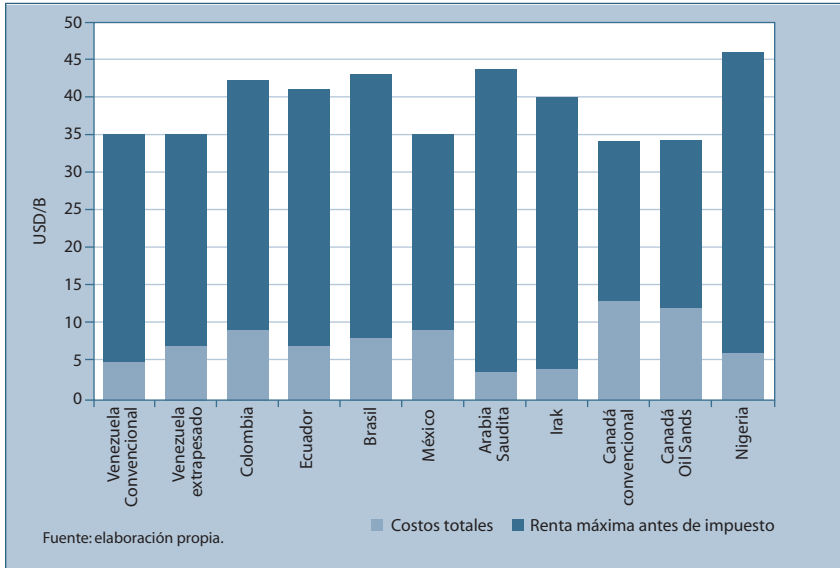
En cuanto al manejo operacional, en muchos casos, es realmente significativo el costo de transporte de crudos desde los campos de producción hasta los terminales de exportación. Esta información se obtuvo de Internet: portales de empresas estatales, Ministerios de Energía de los países y de diferentes 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 ¹ 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 ²	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 ¹	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
- 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
- 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>

*Análisis institucional de la gobernabilidad y contratación
en el sector petrolero: casos de la región andina*

Francisco Monaldi

Análisis institucional de la gobernabilidad y contratación en el sector petrolero: casos de la región andina¹

Francisco Monaldi²

Introducción

El presente estudio tiene como objetivo realizar un análisis institucional de las estructuras impositivas, de gobernabilidad y de contratación del sector hidrocarburos y presentar sus implicaciones para algunos países de la región andina. Este sector tiene una serie de características específicas que producen importantes consecuencias institucionales, como por ejemplo: la presencia de cuantiosas rentas en la explotación, los significativos riesgos asociados a las actividades de exploración, la existencia de una alta proporción de costos hundidos (costos no recuperables en caso de que la empresa decida salirse del mercado) y el consumo masivo de los derivados. Estas características generan incentivos particulares para los gobiernos y los inversionistas, que plantean la necesidad de crear instituciones creíbles que promuevan el desarrollo sostenible del sector y, al mismo tiempo, permitan que el Estado capture las rentas existentes y las utilice de manera eficiente.

La historia del sector se ha caracterizado por ciclos de inversión seguidos de sustanciales cambios institucionales y regulatorios que afectaron a las empresas operadoras, lo que ha generado una caída en la inversión. La región andina no escapó a esta tendencia, que se ha manifestado incluso en países desarrollados con marcos institucionales estables –p.e., Canadá y Reino Unido–, aunque ha sido más marcada en los países en desarrollo de precaria institucionalidad.

En muchos casos, los abruptos cambios en el marco fiscal y regulatorio han sido la principal consecuencia de la falta de progreso de los sistemas impositivos, es decir, de su incapacidad de capturar los auges de renta. Las escasas muestras de progreso han provocado que, en momentos de alza de precios de los hidrocarburos, los gobiernos no vean con agrado que las empresas operadoras capturen una creciente porción de la renta, la cual no es necesaria para motivarlas a invertir. Por lo tanto, los gobiernos han tendido a cambiar los impuestos para incrementar la participación del Estado en las ganancias (Manzano y Monaldi, 2006).

1 El autor agradece especialmente la colaboración de Moisés d'Orey, María Eugenia Miquilena y Sandra Rodríguez, como asistentes de investigación del proyecto. Asimismo, agradece a Mercedes Briceño, Ramón Espinasa, Osmel Manzano, Richard Obuchi, Luis Pacheco y Luis R. Rodríguez por sus provechosas discusiones sobre los temas analizados en este trabajo.

2 Coordinador del Centro Internacional de Energía y Ambiente del Instituto de Estudios Superiores de Administración (IESA). Profesor e Investigador de la Universidad Católica Andrés Bello (UCAB). Correo electrónico: monaldi@stanfordalumni.org

Sin embargo, incluso en tiempos de precios declinantes, después de períodos de alta inversión e incremento en las reservas y producción se han producido importantes episodios de expropiación sustentados en regulaciones. La presencia de significativas inversiones inmovilizadas limita las opciones de salida de los operadores y hace posible la extracción de recursos por parte del Estado, sin impacto significativo en la producción.

Mientras las empresas obtengan un retorno razonable sobre sus costos operativos y no hundidos, tenderán a seguir operando, aun cuando no recuperen sus inversiones inmovilizadas. De esta manera, los gobiernos, al confrontar bajos costos políticos de expropiar, tienen mayores incentivos para hacerlo. Los incentivos por expropiación no solo afectan a las empresas privadas, sino también a las estatales, que suelen ser más fácilmente víctimas de la sobre extracción de recursos.

En este trabajo se evalúan las instituciones clave para la gobernabilidad del sector. En un primer nivel, se estudian las instituciones políticas y constitucionales. Posteriormente, se analizan el Ejecutivo, el ministerio o secretaría, la agencia reguladora y la empresa estatal. Cada uno de estos actores tiene incentivos específicos que los puede llevar a tomar acciones indeseables desde el punto de vista del bienestar colectivo. La clave es diseñar el marco de gobernabilidad para que los diversos agentes tengan los incentivos correctos o sus acciones indeseables sean limitadas.

Por ejemplo, la separación de los roles del Estado como dueño del recurso y cobrador de impuestos, regulador y operador es generalmente deseable. De esta manera se limitan los incentivos perversos de los gobernantes. Una opción que parece permitir alinear adecuadamente los incentivos de los actores clave es la creación de una agencia independiente como ente regulador. Ésta es la utilizada por Noruega, Brasil y, recientemente, Colombia.

Adicionalmente, se realiza un breve análisis de los diferentes tipos de contratación y de los regímenes fiscales existentes. La combinación de los regímenes de contratación y fiscal determina la proporción en que se distribuyen los ingresos entre el Estado y el operador, así como los incentivos que tienen ambos actores impactan significativamente en el desarrollo del sector. Para analizar el régimen fiscal y de contratación se presentan algunos indicadores y criterios de evaluación.

Por último, se muestran las características de la gobernabilidad y la contratación en los países de la región andina contemplados en este estudio, se compara con otros países de Latinoamérica y el mundo y se ofrecen algunas recomendaciones de política. En general, la región está viviendo el fin de un ciclo de inversiones, iniciado en los noventa con la muy exitosa atracción de inversión

privada. En Bolivia, Ecuador y Venezuela, el significativo incremento en la inversión, la producción y las reservas, así como el importante aumento en los precios internacionales de los hidrocarburos, hicieron posible e indujeron el endurecimiento de las condiciones fiscales y de contratación. Además, hubo una tendencia al incremento del control estatal y político. Por el contrario, a pesar del relativo éxito en atraer inversiones, la declinación de la producción y de las reservas en Colombia y Perú ha impulsado la creación de marcos institucionales más confiables y favorables para la inversión privada.

Marco analítico y conceptual

El marco institucional que regula la explotación de los hidrocarburos está constituido por instituciones, organizaciones y normativas, que involucran desde los niveles más elevados de la estructura política hasta los detalles específicos de los contratos con los operadores y la estructura de gobierno corporativo de las empresas estatales. Dicho marco define, entre otros asuntos, quién explota los recursos, cómo se distribuyen los ingresos y las rentas provenientes de su explotación y cómo se dirimen las disputas entre los diversos actores involucrados.

Asimismo, condiciona los incentivos que tendrán cada uno de los actores del sector, incluyendo los gobiernos, ministerios, compañías estatales, agencias reguladoras, operadores privados y contratistas de servicio. En esta sección se describen cuáles son los elementos fundamentales del marco institucional que regula la explotación de hidrocarburos y se desarrolla un marco analítico para evaluar los incentivos que genera y sus consecuencias sobre el desempeño del sector.

El primer nivel del marco institucional está conformado por las instituciones políticas –ejecutivas, legislativas y judiciales– a escala nacional y regional. Por las características específicas del sector petrolero, su regulación suele ser materia prominente y contenciosa en el debate político nacional y regional, de manera que las instituciones políticas son parte esencial del marco institucional.

En el nivel de las instituciones políticas se crea, modifica e interpreta la normativa constitucional y legal que regula la explotación de los hidrocarburos. De las instituciones políticas fundamentales depende, por ejemplo, la facilidad o dificultad de cambiar las leyes y normas; la introducción de cambios, unilateralmente por parte del Ejecutivo o con la participación de otros actores; la rigidez o flexibilidad del régimen de regulaciones; la cooperación de los actores políticos en una política petrolera de Estado o si cada gobierno sigue una política diferente, entre otros.

La estructura fundamental es prevista por la Constitución, que puede o no hacer referencia específica al sector. Las leyes que regulan al sector definen el régimen tributario y de regulaciones aplicable. Dichas leyes son producto de este

nivel y rigen al siguiente, conformado por los órganos del Ejecutivo que definen las políticas referidas a la explotación de hidrocarburos, así como la definición y ejecución de las regulaciones específicas del sector dentro del marco previsto por las leyes.

Es común que este nivel esté dirigido por un ministerio o una secretaría que forma parte del gabinete ejecutivo. Adicionalmente, en algunos países, se incluyen las empresas estatales de hidrocarburos o agencias regulatorias con alguna autonomía del Ejecutivo. De acuerdo al marco legal, estos actores tienen diversas atribuciones y mayor o menor discrecionalidad en la fijación del régimen tributario y contractual que rige a un determinado proyecto. La estructura y la forma de gobierno de estas organizaciones también tienen importantes consecuencias institucionales, ya que ello determina su autonomía y los incentivos de los funcionarios que las componen.

Finalmente, el marco institucional está reflejado en contratos o concesiones para la operación de los proyectos de explotación. Dichos contratos contienen elementos de gran impacto en el desempeño del sector, como la proporción de la producción que debe ser entregada al Estado y la duración del derecho a explotación, entre otros.

En conjunto, los diversos niveles del marco institucional determinan los incentivos para la inversión, la distribución de la renta, la credibilidad de la regulación, así como el riesgo político y legal, entre otros elementos.

Características particulares del sector hidrocarburos y su impacto sobre el marco institucional y el desempeño sectorial

El sector hidrocarburos posee una serie de características particulares que lo diferencian de otros sectores productivos y condicionan los incentivos de sus actores, principalmente, la existencia de significativas rentas, que hacen del petróleo una atractiva fuente de recursos para el Estado.

En segundo lugar, buena parte de las reservas petroleras mundiales se concentra en países en desarrollo con significativas debilidades institucionales, lo que implica que el riesgo político de las inversiones suele ser significativo. La concentración también se convierte en una poderosa herramienta para que los países exportadores puedan obtener rentas monopolísticas.

En tercer lugar, la exploración en búsqueda de hidrocarburos implica un alto riesgo geológico debido a que un alto porcentaje de los pozos exploratorios no resulta exitoso. Por ello, el marco institucional debe adaptarse a las diversas etapas de exploración y desarrollo de yacimientos. De lo contrario, los acuerdos hechos en la primera etapa se tornarán obsoletos en las siguientes.

En cuarto lugar, el negocio petrolero es técnicamente complejo y genera significativas asimetrías de información entre los operadores y el Estado, con la consecuente desconfianza y los costos de monitoreo.

En quinto lugar, los yacimientos de petróleo y gas tienen grandes diferencias en términos de las reservas que contienen, el riesgo geológico, la gravedad, viscosidad, contenido de azufre, localización y otros factores que determinan la rentabilidad de su explotación.

Finalmente, pero de principal importancia para el marco institucional, el sector petrolero se caracteriza por la alta proporción de costos hundidos (inversiones inmovilizadas) al inicio de los proyectos, y los períodos relativamente largos de recuperación. Por esta razón la credibilidad de los derechos de propiedad es muy importante para los inversionistas.

La renta y sus implicaciones

La renta es el excedente de ingresos por encima del costo de oportunidad³ de los factores de producción reproducibles, es decir, trabajo y capital. Por definición, toda la renta puede ser extraída al productor y éste aun tendrá incentivos para seguir haciendo la inversión. Por esta razón, el Estado, teóricamente, se puede apropiar de toda la renta sin dejar de estimular la inversión. En la práctica, esto último es difícil porque, como se discutirá más adelante, los esquemas institucionales de captura de rentas son imperfectos y la estimación de la parte del ingreso que constituye la renta es compleja, de manera que, en general, los Estados (o terratenientes) o bien no capturan toda la renta o, en ocasiones, se apropian de ingresos superiores a la renta.

Históricamente la existencia de rentas en el sector petrolero ha sido muy significativa. Por ejemplo, en 2006 el precio del petróleo superó los USD 60 por barril, cuando en la mayoría de los países los costos de producción de largo plazo son inferiores a los USD 10 por barril. Conceptualmente se puede distinguir entre dos tipos de renta. En primer lugar, la renta diferencial, que se origina porque algunos yacimientos en producción son naturalmente más rentables que otros, de manera que los productores en estas áreas podrán obtener un beneficio extraordinario. Por ejemplo, Arabia Saudita tiene costos de producción muy inferiores a los prevalecientes en Estados Unidos.

Por otra parte, el hecho de que el mineral sea relativamente escaso o se concentre en manos de unos pocos países o productores permite la existencia de rentas.

³ El costo de oportunidad es el valor de la mejor alternativa posible para ese factor. Por ejemplo, el retorno del capital ajustado por riesgo en el mejor proyecto alternativo disponible.

Si los países que concentran las reservas restringen el acceso a la producción, el precio tenderá a estar por encima del costo de oportunidad de los factores, generándose rentas.

También la existencia de oligopolios genera rentas. Éste ha sido el caso con los carteles de la OPEP y de las “Siete Hermanas”⁴, que mantuvieron los precios por encima de los del mercado. La existencia de rentas monopolísticas implica que aquellos Estados con significativa producción y reservas pueden tener como objetivo la maximización de la renta –y en consecuencia seguir políticas que no estimulan la producción– y no la maximización del potencial productivo del sector. Venezuela, por ejemplo, es miembro de la OPEP y en ciertos períodos ha visto limitada su producción y sus planes de inversión debido a los recortes de producción implantados por esta organización.

Como se analizará más adelante, uno de los retos fundamentales del marco institucional es permitir el desarrollo del potencial productivo en diversos escenarios de precio y éxito exploratorio, pero que a la vez permita que la renta sea fundamentalmente capturada por el Estado para el beneficio colectivo.

Riesgo geológico, valor de los hidrocarburos y contratación

La existencia de altos riesgos geológicos en la etapa exploratoria requiere, en compensación, ofrecer altos rendimientos al inversionista. En la mayoría de las áreas que se ofrecen para exploración, la tasa de descubrimientos comerciales es baja (0%–25%). Los gobiernos, ávidos de descubrir reservas, tienen incentivos para ofrecer condiciones relativamente favorables para el inversionista. Sin embargo, una vez que se descubren y desarrollan las reservas –minimizándose el riesgo geológico– los gobiernos buscan tomar una mayor participación en las ganancias.

Las significativas diferencias en el riesgo entre las etapas de exploración y desarrollo de campos tienen consecuencias importantes para los contratos y leyes del sector. En primer lugar, los contratos de exploración, de producción de reservas ya desarrolladas y de recuperación de campos en declinación deben tener características diferentes, de acuerdo con los distintos niveles de riesgo y costos involucrados.

⁴ El término “Siete Hermanas” se utiliza para referirse a las compañías petroleras más importantes del mundo, a saber: *British Petroleum Company, Exxon Corporation, Gulf Oil Corporation, Mobil Corporation, Royal Dutch-Shell Group of Companies, Standard Oil Company of California y Texaco Incorporated* (http://estudiantes.elpais.es/libroestilo/dic_si.asp).

En segundo lugar, los contratos de exploración deben prever su evolución en las siguientes etapas. De lo contrario, habrá grandes incentivos para que el Estado reniegue de ellos. Esto último es particularmente complejo, porque para que sea rentable la exploración, el inversionista debe recuperar no sólo los costos de los pozos exitosos sino también los de los no exitosos.

Asimismo, hay una serie de factores –como la gravedad, la viscosidad, el contenido de azufre y la localización– que determinan el valor comercial de los hidrocarburos líquidos y gaseosos (estos últimos de menor valor comercial) de manera que, dependiendo de estos factores, la explotación de los yacimientos puede tener niveles de rentabilidad sustancialmente diferentes. Como se verá más adelante, si el Estado, o terrateniente, tiene interés en que se desarrolle el potencial productivo de su territorio debe crear condiciones suficientemente flexibles para hacer rentable la explotación de diversos tipos de yacimientos.

Asimetrías de información y el marco legal

Uno de los problemas para que el marco fiscal y de contratación ofrezca incentivos adecuados a las empresas y, a su vez, permita recaudar la renta es la existencia de asimetrías de información entre el Estado y los operadores. Sólo el operador conoce sus costos, inversiones y precios. El Estado obtiene esa información indirectamente a través de sus actividades de monitoreo y fiscalización, lo que introduce un elemento de desconfianza. Por ejemplo, las autoridades pueden desconfiar de los precios de transferencia utilizados por una compañía verticalmente integrada. También pueden sospechar que la empresa sobre reporta costos, incurre en costos superiores a los necesarios por conveniencia fiscal o los traslada de otras unidades al proyecto en cuestión.

La asimetría de información afecta el diseño institucional de varias maneras. En primer lugar, el Estado tiene que incurrir en costos de monitoreo, para lo que debe desarrollar una burocracia especializada. La experiencia de poseer una empresa estatal puede ser muy útil, aunque a veces la autoridad recaudadora desconfía de los gerentes de la operadora estatal, quienes también poseen incentivos para hacer un uso estratégico de la información.

Por otra parte, la desconfianza combinada con una baja capacidad institucional de monitoreo puede llevar a escoger herramientas de tributación como las regalías, que requieren muy poca información de las empresas –solo a nivel de producción–, pero que generan otras distorsiones. En particular, las regalías no son progresivas, es decir, la participación del Estado en las ganancias declina a medida que sube el precio del petróleo. Como resultado, cuando ocurren incrementos importantes de precios existen poderosos incentivos para que los gobiernos incrementen las tasas de regalías aplicables, generando incertidumbre en la regulación para los operadores.

Costos hundidos, riesgo de expropiación y compromiso de las regulaciones⁵

En el último siglo en Latinoamérica, las industrias con una alta proporción de activos inmovilizados (costos hundidos) como petróleo, minerales, telecomunicaciones, electricidad y distribución de agua, han sido objetivos predominantes de la expropiación gubernamental⁶. En estos sectores ha habido una historia recurrente de incumplimiento de los acuerdos iniciales con los inversionistas.

El típico caso evolucionó en patrones cíclicos de crecimiento y declinación en las inversiones. Primero, un período con alta acumulación de capital, generalmente de transnacionales extranjeras, seguido luego por una etapa de creciente expropiación y limitación de los horizontes de la inversión por parte de las autoridades políticas que, generalmente, tuvo como secuela una caída en la inversión privada y una consecuente declinación del sector.

En muchos casos, el ciclo de inversión inicial terminó con la estatización de la industria. Tras la nacionalización, lo común era la existencia de una fase inicial de alta inversión pública, seguida generalmente por una creciente dificultad estatal para financiar la expansión del sector y, muchas veces, incluso por la expropiación por parte de los gobiernos, de los flujos de ingresos de las empresas estatales.

El deterioro de numerosas empresas estatales, la incapacidad de los Estados para financiar su crecimiento, así como la necesidad de recursos fiscales, llevó en muchos casos a la eventual reprivatización de la industria o a su reapertura a la inversión privada. El patrón de expropiación a que han sido sometidos los sectores con altos costos hundidos –en la región y en países en desarrollo en general– contrasta con su relativa inexistencia en otros sectores. Con frecuencia, dichas industrias se encuentran muy lejos de desarrollar su potencial, a pesar de su alta rentabilidad (Monaldi, 2004).

En general, las autoridades políticas tienen claros incentivos *ex ante* –antes de que las inversiones se hayan materializado– para cerrar acuerdos que induzcan a los

⁵ Esta sección está basada en Monaldi (2004).

⁶ La definición de expropiación que se utiliza en este trabajo incluye los casos clásicos: la confiscación de activos (sin compensación alguna) y la nacionalización (expropiación de activos con algún tipo de compensación, por lo general, menor al costo de oportunidad *ex ante*). Ahora bien, lo que es más importante es que esta definición contempla cualquier cambio significativo en los derechos de propiedad de los inversionistas (p.e., controles de precio, aumentos de impuestos, regulación progresiva, entre otros) que no se haya estipulado en el acuerdo *ex ante* con el Estado y que impida a los inversionistas recuperar su capital más un rendimiento de mercado (incluida una prima por el riesgo comercial). Cuando la expropiación no implica la apropiación de los activos, sino la extracción de los ingresos, se hará referencia a ella como expropiación de ingresos o expropiación regulatoria. La expropiación puede ser *de jure* (p.e., mediante una nacionalización que se lleve a cabo con respeto a las leyes nacionales e internacionales) o *de facto* (p.e., a través de controles de precios que violen leyes o contratos).

capitalistas a invertir. Los gobiernos y los políticos normalmente se benefician al atraer nuevas inversiones. El problema de los incentivos se presenta *ex post*, una vez que los activos han sido instalados. En ese momento, las autoridades gubernamentales podrían tener estímulos para comportarse de manera oportunista y hacer uso de su control soberano sobre la tributación, la reglamentación y otras prerrogativas del Estado para expropiar los ingresos o los activos.

¿Por qué las industrias con altos costos hundidos son especialmente vulnerables a la expropiación oportunista por parte de las autoridades políticas? Los activos inmovilizados, o costos hundidos, son aquellos a los que, una vez instalados, darles un uso diferente resulta muy poco rentable. Si los inversionistas decidieran no continuar operando el proyecto y procedieran a trasladar el activo inmovilizado para darle un uso diferente, su valor en términos de la siguiente mejor alternativa –su costo de oportunidad– sería significativamente menor que el valor en su uso actual. Si el gobierno expropia los ingresos impide al inversionista recuperar su capital inmovilizado en el largo plazo, pero el propietario de los activos sigue teniendo un incentivo *ex post* para continuar operando. Si decidiera abandonar el proyecto y trasladar los activos inmovilizados obtendría un retorno menor que si se quedara.

La expropiación de los ingresos o de los activos podría aportar importantes beneficios políticos a las autoridades, especialmente en el corto plazo. Las autoridades podrían beneficiarse en forma directa al obtener recursos fiscales adicionales para ser gastados de forma políticamente provechosa. Asimismo, ello podría reflejarse en importantes beneficios políticos indirectos para las autoridades gubernamentales. La transferencia de rentas a grupos electoralmente importantes constituye una forma de expropiación de ingresos. Por ejemplo, la fijación del precio de los servicios públicos o de los productos domésticos derivados del petróleo, por debajo de su costo de oportunidad de largo plazo, representa una transferencia implícita a grupos de electores.

Las autoridades políticas podrían tener que enfrentar costos directos como consecuencia de su decisión de expropiar ingresos o activos, ya que si la expropiación ocasionara una disminución importante o el cese de la producción, dejaría de ser rentable para el inversionista. Los costos directos, relacionados con una contracción inmediata de la industria, son muy bajos en las industrias con elevadas inversiones inmovilizadas. Los inversionistas estarán en mejores condiciones si continúan produciendo, siempre que los ingresos de operación cubran los gastos de operación, que son, por definición, proporcionalmente bajos en este tipo de industrias. Por consiguiente, los efectos de la expropiación sobre el desarrollo de la industria en el corto plazo son, por lo general insignificantes. Ésta es la principal razón por la que los activos inmovilizados son extremadamente vulnerables a la expropiación (Monaldi, 2004).

Otro tipo es el costo en términos de la reputación, el cual se deriva de la pérdida de nuevas inversiones en activos inmovilizados debido al aumento de la percepción del riesgo entre los inversionistas. En particular, los inversionistas que participan en proyectos cuyos ingresos están siendo expropiados podrían decidir no hacer ninguna inversión adicional que hubieran planificado con anterioridad. Asimismo, la pérdida de reputación del gobierno frente a otros posibles inversionistas puede ocasionar una reducción de las inversiones futuras en el sector y en otros sectores que requieran elevadas inversiones inmovilizadas. Entre los costos totales en términos de la reputación se encuentran: i) los costos directamente vinculados a la pérdida de nuevas inversiones, p.e., la insatisfacción de los electorados; y ii) los costos relacionados con el valor presente de los ingresos fiscales futuros que se habrían obtenido como resultado de esas nuevas inversiones. La importancia de estos últimos para la decisión de expropiación estará determinada, en gran medida, por la tasa de descuento de las autoridades. Los costos en términos de la reputación podrían ser significativos, cuando fueran necesarias nuevas inversiones de envergadura para desarrollar el potencial de expansión del sector.

Puesto que, en el corto plazo, los beneficios políticos de la expropiación en industrias con elevadas inversiones inmovilizadas son muy altos, mientras que los costos son por lo general pequeños, un ingrediente crucial de la decisión política de expropiación es el valor que los políticos asignen al futuro. En los regímenes democráticos, la cercanía de las elecciones, el mayor grado de oposición y la menor estabilidad del régimen provocarían el aumento de la tasa a la que las autoridades descuentan el futuro (acortan sus horizontes). En los regímenes autoritarios, el grado de estabilidad y la solución al problema de la sucesión son los elementos clave a la hora de determinar el horizonte temporal de sus dirigentes. En América Latina, la inestabilidad política, por lo general, ha inducido a los políticos, autoritarios y demócratas por igual, a maximizar los ingresos fiscales con tasas de descuento elevadas. La supervivencia política los ha obligado a asumir este comportamiento aparentemente miope. Mientras mayor sea la tasa de descuento de los políticos, mayor será su tentación de realizar expropiaciones, puesto que los beneficios actuales tenderán a superar los costos futuros altamente descontados.

Dado que los costos directos de la expropiación en los sectores con elevadas inversiones inmovilizadas no son, en general, suficientes para impedir el oportunismo, ¿de qué manera las autoridades políticas pueden comprometerse a respetar los acuerdos de inversión en estos sectores? Las instituciones políticas nacionales son cruciales para el mantenimiento de compromisos creíbles de respetar los derechos de propiedad. La existencia de controles y equilibrios institucionales puede hacer que sea costoso para la autoridad política incumplir los términos del acuerdo inicial ofrecido a los inversionistas (Monaldi, 2004).

En una revisión de estudios de casos de inversiones en el sector de las telecomunicaciones en América Latina, Levy y Spiller (1996) sostienen que son necesarias tres condiciones para que el compromiso institucional en las industrias con elevadas inversiones inmovilizadas sea creíble: i) la existencia de restricciones legales sustantivas que eviten el incumplimiento, p.e., la existencia de una ley que confiera autonomía a un organismo regulador; ii) la existencia de restricciones de procedimiento de “alto nivel” que limiten la modificación de las restricciones sustantivas, p.e., la existencia de una disposición constitucional que dificulte modificar la autonomía reguladora prevista en la ley; y iii) la existencia de mecanismos confiables que obliguen al cumplimiento de ambos tipos de restricciones, p.e., un sistema judicial independiente que pueda imponer la ley incluso en contra de la oposición del Ejecutivo. Estos autores subrayan de manera especial la última condición: la necesidad de un sistema judicial independiente como condición indispensable para reforzar las otras dos condiciones.

Un enfoque más general está basado en el número y las preferencias de los actores con derecho a veto que participan en el proceso de formulación de la política. La probabilidad de que ocurra un cambio oportunista en el marco fiscal y normativo disminuye cuando hay un mayor número de actores independientes con poder de veto sobre la modificación de las políticas, y cuando hay diferencias significativas entre las preferencias de los actores con veto en relación con las políticas. Un sistema de gobierno que concentra el poder en el Ejecutivo, que tiene un sistema electoral con tendencia a producir en el Poder Legislativo mayorías que apoyan al Ejecutivo, y que carece de un Poder Judicial independiente tendrá dificultades para comprometerse a no modificar el *statu quo* de la política inicial.

En resumen, los costos institucionales son los costos políticos indirectos que tienen que enfrentar las autoridades por tratar de cambiar el *statu quo* de la política para expropiar al sector. Estos costos son bajos si no hay restricciones legales institucionales para la extracción de rentas por parte del Ejecutivo, si la autoridad es discrecional y se encuentra centralizada en los funcionarios electos, si no existe un Poder Judicial autónomo que obligue al cumplimiento de los compromisos pactados y si hay pocos puntos de veto y tienen preferencias similares (Monaldi, 2004).

En las últimas dos décadas se han dado pasos importantes hacia el establecimiento de mecanismos internacionales para asegurar el cumplimiento de contratos. La firma de varios tratados de inversión, bilaterales y multilaterales, así como la utilización del arbitraje internacional privado para los contratos de inversión, forman parte de esa tendencia.

Desgraciadamente, la aplicación de la ley internacional no ha resultado ser por sí sola un mecanismo muy eficaz de disuasión en contra de la expropiación de ingresos. El problema reside en que la mayoría de los recursos de rectificación que ofrecen el arbitraje y los tratados depende de los gobiernos nacionales que reniegan, o de tribu-

nales nacionales politizados y, por ende, es difícil asegurar el cumplimiento. Además, el proceso legal de arbitraje y adjudicación puede tomar tiempo y la expropiación de ingresos puede ser considerable, incluso durante un breve intervalo (Waelde, 1999).

A fin de mitigar el problema del compromiso, cuando no existen los mecanismos externos tradicionales para obligar al cumplimiento, se ha creado recientemente una amplia variedad de arreglos institucionales, aunque con limitado éxito. En estos arreglos, los mecanismos externos para asegurar el cumplimiento por lo general complementan –en lugar de sustituir– la función de las instituciones nacionales y de los mecanismos relacionados con la reputación. Los límites contractuales a los aumentos de impuestos, la utilización de recursos externos como garantías y el uso de organismos multilaterales como agentes que velan por el cumplimiento, son algunos de los ingredientes de estos nuevos tipos de mecanismos externos para tratar de garantizar el cumplimiento de acuerdos.

Estos mecanismos pueden limitar los incentivos expropiatorios en un contexto de precios estables. Sin embargo, cuando los precios del petróleo se incrementan significativamente, los mecanismos legales y contractuales con jurisdicción internacional son particularmente poco efectivos para limitar los cambios fiscales y de regulación. La razón es que los beneficios de incrementar la participación del Estado suben desmesuradamente en comparación con los costos que pueden imponer los mecanismos internacionales. Además, aun cuando están siendo expropiadas, las empresas operadoras prefieren mantenerse operando en países con oportunidades significativas en tiempos en que el potencial de ganancias es mayor, de manera que, típicamente, cuando deciden salir de un país, las empresas solo utilizan los mecanismos externos como último recurso. En general, lo hacen para evitar problemas de reputación. Al ceder en un país pueden enviar la señal a otros gobiernos de que no usarán los mecanismos externos de cumplimiento.

El marco analítico de esta sección ayuda a explicar la existencia de ciclos de inversión y expropiación. Cuando una industria apenas está iniciando su desarrollo, las cuasi-rentas apropiables no son significativas, por lo que los beneficios de expropiar son bajos. Por el contrario, los costos de reputación son altos en esa etapa inicial, porque existe un alto potencial para atraer nuevas inversiones que se vería afectado por una expropiación temprana. Sin embargo, a medida que se desarrolla el sector y llega a su madurez, los beneficios de expropiar aumentan y los costos de reputación caen debido a que no hay nuevas inversiones significativas por hacer.

Si no hay altos costos institucionales de expropiar luego de períodos de alta inversión, entonces tenderán a ocurrir períodos de expropiación. Una vez que la expropiación produce una declinación del sector y se hacen muy necesarias nuevas inversiones, los incentivos se parecen a los de la etapa inicial, de modo que los ciclos son generados, en parte, por la dinámica temporal de costos y beneficios.

Adicionalmente, a los ciclos generados por la dinámica de la inversión en el sector, se superponen los ciclos de precios altos y bajos. En la medida en que los regímenes fiscales no son progresivos, los períodos de precios altos van a tender a promover renegociaciones de contratos y condiciones fiscales. La existencia de precios altos incrementa los beneficios políticos de aumentar los impuestos. Asimismo, ello puede elevar al operador los potenciales beneficios de seguir produciendo, aun cuando los términos contractuales hayan sido cambiados desfavorablemente. La perspectiva de importantes ganancias futuras para los operadores, puede hacer poco atractivo el recurrir a mecanismos externos de defensa como el arbitraje internacional, cuando ocurre una renegociación forzada de los contratos.

Entes regulatorios del sector hidrocarburos

Las instituciones políticas existentes condicionan significativamente el tipo y efecto del marco regulatorio de un país. Por ejemplo, la discrecionalidad del Ejecutivo y la existencia o no de un poder judicial independiente y eficaz son elementos a considerar cuando se está diseñando el marco institucional del sector. Spiller y Guasch (1998) sugieren que los elementos institucionales fundamentales a considerar cuando se diseña el marco regulatorio son:

- Las instituciones legislativas y ejecutivas, incluyendo los procesos para crear e implementar las leyes y las relaciones entre los poderes Legislativo y Ejecutivo.
- Las instituciones judiciales, analizando: i) mecanismos para la designación de jueces; ii) estructura del sistema judicial, y iii) imparcialidad para resolver conflictos.
- Reglas informales que limitan la capacidad de acción del gobierno y los privados.
- Capacidades administrativas del Estado.
- La forma en que la sociedad maneja los conflictos sociales y políticos, incluyendo el rol de las ideologías.

Por ello, la “política pública óptima” para un país determinado no necesariamente es aplicable en otro, ya que la efectividad de ésta va a depender, entre otras cosas, del entorno institucional.

El órgano regulador del sector hidrocarburos es, generalmente, un ministerio o secretaría cuyo líder es designado y removido a discreción por el presidente. Dependiendo del grado de desarrollo institucional de la burocracia, el ministerio puede ser más o menos profesional y autónomo. Una burocracia autónoma profesional y no politizada puede proveer importantes garantías a los inversionistas.

Sin embargo, por su naturaleza, el ministro es un agente del presidente con poca autonomía política, en tanto las burocracias de la región han tendido a ser politizadas o poco eficaces. Por esta razón, en los últimos años se han intentado desarrollar entes especializados y autónomos en áreas en las que la credibilidad de las regulaciones es particularmente importante, como en la industria de los hidrocarburos.

En teoría, la introducción de una agencia de regulaciones independiente en el sector hidrocarburos debería estar acompañada por un importante grado de flexibilidad en sus decisiones debido al cambiante entorno del negocio petrolero. Sin embargo, en la práctica, la flexibilidad acarrea dos potenciales problemas: i) las condiciones regulatorias pueden no ser creíbles, ya que el agente regulador podría tener discrecionalidad e incentivos para cambiarlas en función de las ganancias del operador, y ii) la discrecionalidad del sistema podría generar una alta vulnerabilidad del marco regulatorio debido a la influencia de los grupos de interés.

El problema de la credibilidad de las regulaciones ya ha sido tratado extensamente en la sección anterior. El riesgo opuesto es conocido como el problema de captura regulatoria, que aparece cuando los entes regulados son manipulados o controlados por los operadores que son objeto de la regulación. En este caso, la discrecionalidad de los reguladores puede ser utilizada por los operadores para crear barreras a la entrada de nuevos competidores u obtener privilegios injustificados, como, por ejemplo, apropiarse de una parte significativa de la renta mediante el uso de “vacíos” legales. El problema es que, dados los recursos con que cuenta el operador y su interacción permanente con el regulador, éste tiene mucha más oportunidad de influir en el regulador que el público en general.

Siguiendo a Spiller y Guasch (1998), una agencia de regulación autónoma debería contar con al menos las siguientes cinco condiciones para minimizar los problemas antes descritos:

- **Autonomía operativa:** capacidad para definir las condiciones laborales, creando incentivos para mejorar la eficiencia administrativa y la capacidad técnica. Implica la existencia de carrera administrativa y buenos salarios.
- **Autonomía política:** autonomía respecto de los otros entes gubernamentales y de los grupos de interés. Este aspecto es crucial para generar credibilidad y tiene mucho que ver con la forma de nombramiento de la directiva de la agencia y con su forma de financiamiento.
- **Rendición de cuentas:** entrega de sus resultados financieros e informe de cumplimiento de objetivos, así como registro público de sus decisiones.

- Pesos y contrapesos: cómo se toman las decisiones y quiénes las toman. Se debe establecer claramente el rol de los operadores, del Ejecutivo y del público en el proceso de toma de decisiones de manera de establecer límites a la discrecionalidad del Ejecutivo y de la propia agencia, evitando al mismo tiempo que los operadores las capturen.
- Incentivos laborales: posibilidad de introducir recompensas a quienes hayan realizado una mejor labor.

Empresas estatales, gobernabilidad y contratación

Las empresas estatales han jugado un importante rol en la industria de los hidrocarburos en la región, especialmente desde la década de los setenta. La existencia de empresas estatales tiene importantes ventajas para el Estado: i) permiten la reducción de la asimetría de información existente entre el Estado y la industria; ii) permiten al Estado extraer la renta petrolera sin incurrir en mecanismos fiscales que pueden generar importantes distorsiones en la asignación de recursos; y iii) hacen posible un mayor control estatal de la política petrolera.

Sin embargo, las empresas estatales también podrían adolecer de problemas importantes. Contrario a lo que se podría pensar, estas empresas no son inmunes a la expropiación por regulación. De hecho, muchos de los casos más significativos de expropiación de ingresos han ocurrido en empresas estatales sin autonomía operativa y financiera del gobierno. En ese caso, para el gobierno se hace muy poco costoso extraer rentas de la empresa estatal, aun cuando esto impida hacer las reinversiones necesarias para expandir la producción. En la historia de la región muchas veces las empresas estatales petroleras se han transformado en las “vacas lecheras” de las que se extraen recursos en exceso. Del mismo modo, muchas empresas nacionales han sido utilizadas con propósitos clientelistas y han representado un instrumento político con altos niveles de corrupción.

Generalmente, la solución a la sobre-extracción de rentas pasa por otorgar autonomía financiera y operacional a la empresa y mantenerla aislada de influencias políticas. *Statoil* en Noruega y *Petrobras* en Brasil son ejemplos exitosos de esta autonomía.

Por otra parte, al tener control de cuantiosas rentas, las empresas estatales pueden transformarse en entidades demasiado poderosas y no ser efectivamente reguladas por el Ejecutivo. El hecho de que puedan pagar mejores salarios que los percibidos por la burocracia gubernamental le da una ventaja a la gerencia de la empresa estatal, que se magnifica por el control asimétrico de la información. La autonomía, en ese caso, puede traducirse en licencia para invertir en proyectos que maximizan el poder de los gerentes mas no la creación de valor para el Estado. Como lo demuestran las experiencias de autonomía gerencial en los paí-

ses socialistas, sin competencia y sin rendición de cuentas la independencia de los gerentes estatales puede tener consecuencias indeseables.

Un serio problema se produce cuando en la empresa estatal se confunde el rol de operador con el de regulador. Esta situación tiende a producir falta de competencia e incentivos inadecuados para la gerencia petrolera: por un lado, permite que la empresa capture rentas que debían corresponderle al Estado y, por el otro, crea incentivos para limitar la competencia con otras empresas. El lado operador de la empresa puede, *de facto*, capturar al lado regulador.

Por esta razón, en países con grandes empresas estatales es importante crear un ente regulador autónomo capaz de ejercer una efectiva regulación sobre la empresa nacional y, al mismo tiempo, garantizar la existencia de competencia en el sector. Este ente o agencia, como se comentó anteriormente, debe tener significativa autonomía financiera y política, pero con contrapesos para evitar que se transforme a su vez en un ente discrecional. De nuevo, la experiencia de Brasil y Noruega—donde existen agencias reguladoras autónomas— ofrece una interesante opción frente a la existencia de una poderosa empresa estatal.

Tipos de contratos en el sector petrolero⁷

Los regímenes de contratación para la explotación petrolera tienen diversas modalidades y han evolucionado a lo largo de la historia. En términos de la propiedad del recurso se pueden clasificar, a grandes rasgos, en dos tipos: regímenes de concesiones y regímenes contractuales.

En casi todos los países del mundo, con la importante excepción de los Estados Unidos, el Estado es propietario del subsuelo. Sin embargo, en algunos países, especialmente antes de 1970, el Estado otorga concesiones o licencias que dan al operador derechos de propiedad limitados sobre el recurso por un período determinado, figura conocida como régimen de concesiones. En ella, el operador paga regalías e impuestos de acuerdo con las actividades de explotación desempeñadas.

En el caso de los regímenes contractuales, el Estado siempre retiene la propiedad de los minerales. Las operadoras petroleras tienen derecho a recibir una porción de las ganancias obtenidas en su explotación, pero no son propietarias del mineral. La porción obtenida por los operadores dependerá de los términos y condiciones contractuales. Los regímenes contractuales se pueden clasificar en dos tipos, dependiendo de cómo recibe el operador su parte de la ganancia: i) contratos de producción compartida, y ii) contratos de servicio. Un aspecto importante

⁷ Esta sección está basada en Johnston, 1994, 2001 y 2003.

de los sistemas contractuales es que, normalmente, la infraestructura de explotación pasa a ser propiedad del Estado.

En los contratos de producción compartida (*production sharing contracts*), el Estado –que ostenta la propiedad de los recursos minerales– contrata a una empresa para explotar sus yacimientos, retribuyéndole con el derecho a apropiarse de una porción, acordada entre las partes, de la producción obtenida. El operador debe proveer la tecnología y los recursos financieros necesarios para la producción, asumiendo así los riesgos inherentes a la fase de exploración.

En los contratos de servicios (*service contracts*), el Estado contrata a una empresa para explotar sus yacimientos, generalmente retribuyéndole los costos incurridos en exploración y desarrollo en el caso que sean exitosos. Adicionalmente, el operador recibe un honorario pagadero en moneda por sus servicios. Este tipo de contratos se subcategoriza de acuerdo con el riesgo asumido por el operador en: i) contratos de servicio puro, en los cuales el operador no asume ningún riesgo, ya que su remuneración es un honorario fijo que no depende de los resultados de la operación, y ii) contratos de servicio a riesgo (*risk service contracts*), en los que la remuneración del operador depende de los precios del petróleo, del nivel de producción y de la eficiencia operativa. En este sentido, el honorario percibido equivale a una porción –acordada entre las partes– de las ganancias obtenidas por las actividades de producción. Este tipo de contratos es normalmente utilizado por países importadores netos de petróleo, aunque también es usado por algunos exportadores (Johnston, 1994 y 2001).

Además de los tipos de contratos mencionados, existe la modalidad de empresas mixtas (*joint ventures*), en las que el Estado participa directamente en la explotación petrolera como socio del operador privado, a través de la empresa petrolera estatal. Este tipo de contratos, que puede existir tanto en regímenes de concesiones como contractuales, se utiliza principalmente en países en los cuales el Estado cuenta con una empresa estatal con capacidad operativa⁸.

Además de los contratos antes mencionados, existe una variedad de modalidades contractuales específicas adaptadas a diferentes circunstancias. Por ejemplo, los contratos de asistencia técnica son utilizados para desarrollar proyectos relacionados con la recuperación, la rehabilitación y el desarrollo de campos margina-

⁸ Existe una gran variedad de tipos de empresas mixtas, entre las que sobresalen las siguientes: i) empresas mixtas puras, cuando el Estado y la compañía operadora comparten equitativamente los riesgos y los costos, y ii) empresas mixtas petroleras, cuando la empresa privada asume los costos y riesgos de la etapa de exploración, y la participación del Estado comienza a partir del momento que se haya probado que el yacimiento es comercial. En ese momento, el Estado empieza a participar tanto en las ganancias como en los costos del proyecto. Adicionalmente, el Estado suele reconocer –aunque esto no sucede siempre– los gastos de desarrollo y exploración incurridos por el operador (Johnston, 1994).

les. El riesgo de exploración asociado es muy limitado. Otro tipo de contratos, como los de tasa de retorno y de factor R se analizarán en la siguiente sección sobre regímenes fiscales.

Tipos de regímenes fiscales de los hidrocarburos⁹

El régimen fiscal de la explotación de hidrocarburos está constituido por una variedad de tributos y, en algunos casos, participaciones contractuales del Estado. Entre las más comunes se encuentran los bonos, las regalías y los impuestos a las ganancias (p.e., el Impuesto sobre la Renta, ISLR). También hay impuestos menos relevantes, como el impuesto superficial. Finalmente, existen impuestos menos comunes como el impuesto a las exportaciones, el precio de referencia fiscal, el impuesto a las ganancias extraordinarias, y el impuesto a la rentabilidad.

Los bonos o primas son pagos especiales que el operador hace al Estado, en circunstancias específicas. Se pueden mencionar dos tipos principales de primas: i) primas de firma, que se pagan con la firma del contrato. En muchas ocasiones, son mecanismos para asignar los proyectos en una subasta. Este tipo de pago al Estado es el que genera menos distorsiones, ya que no altera las decisiones óptimas de producción. Sin embargo, la falta de compromiso gubernamental hace poco creíble que el Estado no vaya a extraer rentas en el futuro con otros mecanismos (Manzano y Monaldi, 2006); y ii) primas de producción, que se pagan durante la etapa de producción, cuando ésta excede el monto acordado entre las partes. Este último tipo de prima compensa al Estado cuando la rentabilidad del campo es superior a la esperada por mayor producción.

Las regalías son los pagos en dinero o en especie efectuados por la operadora al Estado (o terrateniente) por el derecho a la extracción de los hidrocarburos. Las regalías son calculadas sobre los ingresos brutos o, lo que es equivalente, representan un porcentaje de la producción. Entre sus ventajas destacan que resultan fáciles de cobrar y son más estables que los impuestos a las ganancias. Sin embargo, las regalías generan importantes distorsiones al requerir pagos aun cuando no hay ganancias.

El ISLR es un impuesto que grava la ganancia obtenida una vez deducidos los costos y la depreciación de los ingresos brutos. En la mayoría de los casos, si el ISLR existe en combinación con una regalía, el importe de la misma se puede contabilizar como un costo para propósitos del cálculo del impuesto.

⁹ Esta sección está basada en Johnston, 1994, 2001 y 2003.

La tasa variable de regalía o impuesto puede variar de acuerdo con una escala. La escala móvil más común está basada en incrementos de la tasa de regalía con el nivel de producción.

Los límites de recuperación de costos son techos estipulados entre las partes al nivel de costos de exploración, desarrollo y operación, reembolsados por el gobierno a la operadora por las actividades de producción realizadas¹⁰. Estos topes normalmente oscilan en un rango que va del 30% al 50% de los ingresos brutos del proyecto. Cabe destacar que en muchos casos los costos no recuperados en un ejercicio fiscal determinado son recuperables en los años subsiguientes.

El cerco fiscal o *ringfencing* se aplica en la mayoría de los sistemas fiscales petroleros, lo que significa que los costos asociados con un yacimiento determinado solo podrán deducirse de los ingresos generados en el mismo yacimiento. En otras palabras, las empresas que operan bajo este sistema no pueden consolidar sus costos y asignarlos a proyectos muy rentables para minimizar las ganancias sujetas al ISLR.

Desde el punto de vista del Estado, el *ringfencing* reduce los riesgos ya que permitir la asignación de costos entre los diferentes campos implicaría que el Estado estaría subsidiando los campos menos productivos. Sin embargo, en algunos casos los gobiernos autorizan la consolidación de costos debido a que representa un importante incentivo fiscal a la inversión. Proyectos que inicialmente no son atractivos desde el punto de vista financiero pueden pasar a serlo, simplemente por los beneficios fiscales recibidos por la consolidación de costos entre yacimientos. Este es el caso del Reino Unido, donde la eliminación del *ringfencing* generó un importante auge de inversión.

Los contratos flexibles, al igual que los tributos de tasa variable, son aquellos en que la participación del Estado se ajusta a cambios en algunas de las condiciones que afectan la rentabilidad del proyecto. Típicamente, la tasa de contribuciones al Estado, equivalente a una regalía o impuesto, aumenta con el nivel de producción.

Los contratos de factor R son aquellos contratos flexibles que se ajustan a los cambios en el llamado “factor R” de los proyectos. El factor R es una medida simplificada de rentabilidad, cuya definición varía de acuerdo con el sistema fiscal bajo estudio. En el Cuadro 1 (ver p. 136) se presenta la definición de factor R contemplada en algunos contratos petroleros que se han utilizado en Colombia y

¹⁰ El reembolso de costos en las actividades de explotación de recursos minerales se asocia a que quien invierte el capital (empresa operadora) debería asegurarse, como mínimo, recuperar la inversión realizada. Es un mecanismo para reducir el riesgo del operador y así incentivar su participación.

Perú. El objetivo de estos contratos es que el Estado tome una mayor participación de acuerdo con el aumento en el rendimiento del proyecto.

Los contratos de tasa de retorno son transacciones flexibles en los que la participación del Estado se ajusta a los cambios en la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los proyectos. El objetivo de estos contratos es que el Estado tome una mayor participación a medida que aumenta el rendimiento del proyecto.

Los impuestos a las ganancias extraordinarias (*windfall taxes*) constituyen tributos flexibles que no se activan con bajos niveles de precio o producción pero, cuando ocurren eventos que generan rentas extraordinarias, las capturan para el Estado.

Cuadro 1 Definiciones del Factor R

País	Definición del Factor R
Colombia	Ingresos brutos acumulados por el operador divididos entre la inversión y el costo brutos asumidos por el operador.
Perú	Ingresos brutos acumulados por el operador (neto de impuestos), dividido entre costos brutos acumulados.

Fuente: Johnston, 2001.

Evaluación del Régimen Fiscal y Contractual de los hidrocarburos (RFC)

En esta sección se presentan los elementos clave para evaluar el régimen fiscal y de contratación que regula al sector hidrocarburos. Ambos regímenes son inseparables y complementarios y su interacción determina con qué porción de las ganancias se queda el Estado y qué porción se lleva el operador privado o empresa estatal. El mismo define el flujo de caja y la rentabilidad de los proyectos. Adicionalmente, las leyes y los contratos que rigen la inversión de los operadores y contratistas establecen otros factores como la duración del proyecto y los métodos de resolución de disputas.

Indicadores para evaluar el RFC

Existe una serie de indicadores para evaluar el RFC. Entre los más relevantes se encuentran las participaciones del Estado y del operador en las ganancias, el margen de explotación, las regalías mínimas efectivas y el índice de ahorro en costos. Para poder realizar una evaluación de un RFC, dichos indicadores deben ser evaluados en su conjunto, porque un indicador aislado puede generar una visión sesgada o incompleta.

- La Participación del Estado en las Ganancias (PEG) (*Government Take*). Sin duda, los elementos que afectan la rentabilidad de la inversión constituyen la clave para evaluar un RFC. Un indicador fundamental para evaluar el RFC es la PEG, es decir, la porción de las ganancias que el Estado captura de la explotación petrolera.

Por lo general, esta medida es presentada en términos porcentuales y se obtiene al dividir el monto total obtenido por el Estado –compuesto generalmente por: i) bonos, ii) regalías, iii) producción compartida, y iv) impuestos– entre los ingresos operativos totales del yacimiento analizado (ingresos brutos acumulados– costos brutos acumulados) (Johnston, 1994). Es importante mencionar que los ingresos y costos brutos acumulados se calculan sobre la base de los flujos de caja estimados para la vida del proyecto. En ocasiones, la PEG se calcula usando los flujos de caja descontados a una tasa que refleja el costo de oportunidad del capital (Kellas, 2005). Sin embargo, en muchas oportunidades la PEG se presenta sin descontar el dinero en el tiempo.

- La Participación del Operador en las Ganancias (POG). Esta participación complementa el concepto anterior, es decir, es la porción de las ganancias de la explotación petrolera que es retenida por el operador. Esta medida también es presentada en términos porcentuales y se obtiene al dividir el monto obtenido por el operador –deducida la participación del Estado– por los ingresos operativos del yacimiento analizado (ingresos brutos acumulados– costos brutos acumulados).

Ceteris paribus, una mayor POG y menor PEG hacen más atractiva la explotación del yacimiento para el operador. Sin embargo, aun cuando la PEG y la POG son indicadores muy significativos, representan una visión simplificada de las condiciones generales del RFC y, por lo tanto, deben ser complementados con otros indicadores del RFC y con el estudio de otros factores ajenos al RFC.

En términos generales, aquellos factores que permiten una mayor rentabilidad esperada antes de la PEG, hacen posible soportar PEG más altas sin desalentar la inversión. Es decir, aquellos factores que generan mayor renta total permiten que el Estado se quede con una mayor porción de la ganancia.

Entre los elementos exógenos al RFC que deben considerarse al evaluar las PEG, se encuentran lo siguientes (Johnston 1994 y 2001; Kellas, 2005):

- Potencial geológico del área: una zona de gran potencial podrá soportar una PEG más alta. Para evaluar este potencial tenemos la tasa de éxitos de proyectos de exploración anteriores y la tasa esperada en el futuro, las reservas esperadas y el tamaño de las áreas asignadas. En las zonas ya desarrolladas, se

toman en cuenta las reservas probadas y probables, la madurez del campo, la calidad del crudo, entre otros.

- **Ubicación del yacimiento y costos de explotación** (características y ubicación del yacimiento e infraestructura disponible): las áreas con mejor infraestructura disponible para la explotación y el transporte hacia los mercados tienen mayor potencial comercial. Asimismo, el impacto de la ubicación y las características del yacimiento sobre los costos de explotación y de transporte afectan la rentabilidad antes de la PEG y, por lo tanto, las posibilidades de soportar una PEG más alta. Entre los costos a considerar están: el costo local de los servicios petroleros, la profundidad del yacimiento, la profundidad de agua, entre otros.
- **Riesgo político y regulatorio**: como se analizó anteriormente, a mayor riesgo político y regulatorio menor será la rentabilidad esperada y, por lo tanto, menor la PEG que hace atractiva la inversión. Además de los factores institucionales y regulatorios ya considerados, el riesgo político incluye factores como la inestabilidad política, el impacto de las guerras y la violencia sobre las operaciones y la inestabilidad macroeconómica (p.e., hiperinflación y alta volatilidad del tipo de cambio).
- **Margen de explotación**: se refiere al incremento en la porción que toma el gobierno dado un aumento en el precio del petróleo. Mientras mayor sea éste, más progresivo es el RFC.
- **Regalía mínima efectiva**: es la porción mínima de los ingresos que obtiene el Estado en un período fiscal determinado. Depende de las regalías, de la proporción de producción compartida y de los límites de recuperación de costos.
- **Índice de ahorro**: este indicador mide los incentivos que tiene el operador para reducir sus costos. Representa la porción que el operador efectivamente ahorra ante la disminución de USD 1 en sus costos, una vez considerados los impuestos.

Otros elementos del régimen de contratación

- **Duración y devolución de activos**: los contratos tienen un término establecido y normalmente requieren la entrega de los activos al Estado. La duración del contrato afecta la rentabilidad y los incentivos del operador. A medida que se acerca el fin del contrato, el operador tendrá incentivos para disminuir la inversión y acelerar la tasa de extracción de mineral. La duración típica de los contratos es de 20 a 30 años.
- **Resolución de disputas**: para proveer de mayores garantías a los inversores, particularmente en países con sistemas judiciales poco creíbles o ineficaces, muchos contratos incluyen cláusulas que estipulan el uso de arbitraje internacional para la resolución de disputas.

Crterios para evaluar el RFC

Hay una variedad de criterios con los que es deseable que cumpla el RFC, algunos de los cuales no se pueden lograr simultáneamente, por lo que existe un *trade-off* en el cumplimiento de los mismos. En términos generales, un RFC debe maximizar el valor de los hidrocarburos de una nación, estimulando el desarrollo del potencial del sector. Para ello, es necesario establecer condiciones a fin de que los proyectos sean rentables para sus inversionistas. Por otra parte, el RFC debe capturar, en lo posible, las rentas existentes en la explotación de hidrocarburos para el Estado o nación.

- Neutralidad: el RFC debe permitir el desarrollo de proyectos con diferentes rentabilidades y características. La neutralidad requiere que todos aquellos proyectos que tienen retornos sociales positivos antes de impuestos, los tengan también después de impuestos. Más específicamente, la neutralidad implica que la jerarquía de los proyectos de acuerdo con su rentabilidad se mantenga constante antes y después de impuestos. La neutralidad es deseable porque si el RFC no fuese neutral estaría ocasionando una asignación ineficiente de recursos. Por ello, no puede ser igual la carga impositiva de un proyecto petrolero de crudos livianos ya desarrollado, que el de un proyecto de exploración de gas costa afuera.
- Captura de rentas y progresividad: el RFC debe ser capaz de capturar la renta en diferentes escenarios de precios, costos y producción. En particular, si hay un aumento significativo de los precios del petróleo, el RFC debe capturar una mayor PEG que cuando los precios son bajos. Es decir, la PEG debe variar progresivamente con la magnitud de la renta y la rentabilidad.
- Generación de renta monopolística: para los países exportadores con importante participación en el mercado, el RFC puede ser utilizado como mecanismo para establecer un piso a los precios. Por ejemplo, al poner una regalía mínima efectiva alta se garantiza que, si otros países exportadores hacen lo mismo coordinadamente, el precio no baje por debajo de los costos incluyendo dicha regalía.
- Incentivos para limitar los costos: el RFC debe dar incentivos al inversionista para que éste limite sus costos. Si el índice de ahorro es muy bajo, el inversionista no tiene incentivos para reducir costos porque el Estado se lleva casi toda la ganancia.
- Estabilidad de ingresos fiscales: dada la importante volatilidad en los ingresos petroleros, los Estados prefieren un RFC que garantice cierto nivel de ingreso fiscal, ya que necesitan que la regalía mínima efectiva sea relativamente alta.
- Competitividad: toda vez que los países compiten en la atracción de inversiones en el sector hidrocarburos es necesario que el RFC sea competitivo internacionalmente. Esto significa que la rentabilidad ajustada por riesgo de los proyectos, después de impuestos, debe ser comparable con la de sus competidores.

- Simplicidad y transparencia: es deseable que el RFC sea de fácil administración—sin excesivos costos de monitoreo— y que esta administración sea transparente.

Regalías vs. impuestos a las ganancias

Las regalías tienen varias ventajas: i) son de fácil administración porque sólo hace falta conocer el nivel de producción; ii) crean un piso para la renta; iii) inducen la reducción de costos porque el operador se queda con cualquier reducción; iv) generan estabilidad porque permiten obtener ingreso fiscal aun cuando no haya ganancia, trasladando el riesgo al operador; y v) generan ingresos fiscales desde que empieza la producción.

Sin embargo, las regalías tienen también dos grandes desventajas: i) no son neutrales porque pechan a un porcentaje del ingreso bruto sin importar la rentabilidad. De esta manera, los proyectos de baja rentabilidad antes de impuestos pueden pasar a tener rentabilidad negativa después de impuestos. Por esta razón, pueden desincentivar el desarrollo de campos marginales o proyectos menos rentables; y ii) no son progresivas, porque a medida que aumenta el precio del petróleo, capturan una menor proporción de las ganancias y de la renta. Así, resultan ineficaces para capturar renta. Por otro lado, las regalías generan que los egresos del proyecto estén concentrados hacia el principio del proyecto (*front-loaded*), incrementando los riesgos para el inversionista.

Los impuestos a las ganancias tienen la ventaja de ser más neutrales y progresivos que las regalías. Sus desventajas son que su administración es más compleja y requiere más información. Además, los ingresos fiscales que generan son más volátiles. Tampoco establecen un piso o precio de reserva al precio del petróleo, porque si no hay ganancia no se paga impuesto. Tanto las regalías como los impuestos a las ganancias generan distorsiones importantes en la asignación de los recursos (Manzano y Monaldi, 2006). En la práctica, los RFC usan, en su mayoría, una combinación de regalías e impuestos.

Otros impuestos

Los impuestos sobre la base de la tasa de retorno son los más neutrales y progresivos, pero adolecen aun más de los problemas que presentan los impuestos a las ganancias. Los impuestos a las ganancias extraordinarias son buenos para capturar renta y son progresivos.

Experiencias internacionales de gobernabilidad y contratación

En esta sección se realiza una breve reseña de los marcos de gobernabilidad y contratación del sector hidrocarburos en algunos países del mundo. Finalmente,

se efectúan comentarios sobre las mejores prácticas en cuanto a gobernabilidad y contratación, utilizando el marco teórico desarrollado en la sección anterior.

La mayoría de los grandes exportadores de petróleo tiene marcos institucionales bastante simples, basados en un ministerio y una empresa estatal. Salvo las recientes oportunidades ofrecidas en Qatar, el resto de los países con grandes reservas de hidrocarburos del Medio Oriente se encuentran cerrados a la inversión privada. En estos países, una compañía estatal controla la producción con el apoyo de contratistas de servicios petroleros. Aunque algunas de las empresas estatales del Medio Oriente se consideran eficientemente manejadas, el marco institucional de estos países es altamente discrecional, está controlado por la élite gubernamental y posee poca transparencia externa. Por ello, no resulta un modelo para países democráticos con instituciones más complejas.

Los países de la región andina son democráticos y están abiertos a la inversión privada, por lo que para buscar las mejores prácticas de gobernabilidad y contratación es necesario revisar modelos de países también abiertos a la inversión privada y con instituciones creíbles. Se tomarán los casos de Noruega y Brasil para evaluar la utilización de una agencia de regulación independiente. El caso de México será brevemente mencionado para ilustrar el peligro de falta de autonomía financiera de la empresa estatal.

El caso de Noruega¹¹

El marco institucional de los hidrocarburos en Noruega es un modelo interesante para los estados latinoamericanos. En Noruega, el sector se desarrolló a partir de una empresa estatal muy poderosa, *Statoil*, para luego evolucionar hacia un sistema más equilibrado, con un ente regulador que limita el rol de la empresa estatal y ejerce la soberanía estatal. Asimismo, la empresa estatal fue parcialmente privatizada, aunque el Estado la sigue controlando. Sin embargo, el modelo noruego es altamente discrecional. Por lo tanto, para mantener la credibilidad regulatoria y la transparencia en un esquema semejante se requieren instituciones políticas muy sólidas y estables, inexistentes en los países de la región andina.

El gobierno noruego tiene una influencia dominante en el sector petrolero, pues posee el 71% del capital accionario de *Statoil*, que a su vez controla el 52% de la producción de petróleo. Además, Noruega posee el *State Direct Financial Interest* (SDFI), una entidad que participa en las empresas mixtas con privados y tiene derechos sobre el 40% de la producción petrolífera del país.

¹¹ Para un análisis detallado del caso noruego y su comparación con Venezuela ver Rodríguez (2000).

El principal ente gubernamental en el sector energético noruego es el Ministerio de Petróleo y Energía (MPE), que representa los intereses del Estado frente a las empresas petroleras, los prestadores de servicios en actividades aguas arriba y las asociaciones encargadas de llevar a cabo las actividades de exploración y producción costa afuera. En este sentido, el MPE dicta las políticas de la industria, administra el sistema normativo y legal y controla la Asamblea General de *Statoil*. El Departamento de Petróleo y Gas del MPE es el encargado de regir la actividad petrolera en Noruega. Sus responsabilidades incluyen:

- Otorgamiento de licencias: maneja la política de concesiones costa afuera y define la participación estatal en cada una de éstas. También mide el impacto ambiental, económico y social del desarrollo de dichas actividades. A su vez, se encarga de gestionar los aspectos legales relacionados.
- Desarrollo de los yacimientos de petróleo y gas: otorga los permisos necesarios para la implementación de las actividades de desarrollo, operación y transporte. Asimismo, promueve la competencia entre los principales proveedores de bienes y servicios para los proyectos. Finalmente, es el encargado de promover la internacionalización de las industrias relacionadas con las actividades de explotación costa afuera.
- Participación del Estado en las empresas petroleras: la participación directa del Estado Noruego en la industria petrolera se lleva a cabo a través de dos medios: el SDFI y su participación en *Statoil*, *Norsk Hydro* y otras empresas más pequeñas.

El *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD) es la agencia de regulación estatal que reporta al MPE. Tiene la finalidad de asegurar que las actividades de exploración y producción cumplan con las estipulaciones de la legislación y de las licencias de concesión.

El sistema fiscal petrolero de Noruega está basado en un régimen de concesiones en el cual las empresas poseen la titularidad del mineral explotado, asumiendo los riesgos y costos inherentes a su actividad. Las empresas también mantienen la propiedad de los equipos utilizados en la exploración y la producción. Los criterios de asignación utilizados por el MEP se basan en: i) competencia técnica; ii) programa de trabajo, y iii) capacidad financiera del solicitante. Estos criterios de asignación dan margen para cierta discrecionalidad —en comparación con la asignación por subasta sobre la base de bonos de firma— pero permiten hacer una evaluación de diferentes variables que impactan el desarrollo del sector. Las licencias de concesiones de exploración y producción son explotadas por empresas mixtas con participación estatal.

En los últimos 20 años, la evolución del marco normativo noruego ha sido muy interesante. De un dominio por parte de la empresa estatal *Statoil*, que estaba or-

ganizada como operador y regulador, se avanzó hacia un esquema mediante el cual la empresa pasó a ser un operador con objetivos netamente comerciales. La regulación está en manos de un ente regulador (NPD) y, si bien *Statoil* sigue siendo muy influyente, ahora se ve significativamente limitada por los dictados del regulador.

Por otra parte, la privatización parcial de *Statoil* ayudó a aclarar la separación de funciones. Los mercados bursátiles evalúan a la empresa y ésta tiene que rendir cuentas a sus accionistas privados. Esto ha permitido que la empresa adquiera un enfoque menos local y realice operaciones en otras regiones, como por ejemplo, en Latinoamérica y África.

El caso de Brasil

La evolución del marco regulatorio brasileño se asemeja al de Noruega debido a que, en ambos casos, entre los retos fundamentales se encontraba separar el rol de operador y el de regulador que habían convivido parcialmente en la empresa estatal.

Gracias a su política energética de la última década, Brasil –que antes era un importador neto de energía– cuenta en la actualidad con un relativo balance entre producción y consumo. En poco más de diez años, la producción petrolera del país casi se triplicó, mientras que su consumo aumentó solo en un 10%.

Este cambio en el balance energético de Brasil se debió a la implementación de políticas que buscan: i) aumentar la producción y ii) disminuir el consumo de petróleo a través de la búsqueda de energías alternativas, especialmente gas natural y etanol.

Los elementos más relevantes en la reforma del sector energético fueron: i) la reforma constitucional llevada a cabo en 1995, que revocó el monopolio de *Petrobras* sobre la producción petrolera y ii) la aprobación de la Ley de Inversión de Petróleo. Esta última incluía las siguientes medidas:

- Creación del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), encargado de definir la política energética del país.
- Creación de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) para implementar la reestructuración y la desmonopolización del sector.
- Incremento de la competencia dentro del sector energético.

La agencia reguladora independiente ANP cuenta con la autoridad necesaria y el personal calificado para ejercer sus funciones. Sin embargo, depende del Estado

para su financiamiento, lo que atenta contra su autonomía para la toma de decisiones.

Como en el caso de Noruega y *Staoil*, limitar el dominio de *Petrobras* no resultó tarea fácil. Algunas empresas multinacionales se quejaron, sosteniendo que los mejores yacimientos fueron asignados a *Petrobras*, percepción que debilitó el interés de algunos inversionistas en el sector de hidrocarburos brasileño.

Hasta la fecha, la ANP aun no tuvo gran éxito en la atracción de inversiones extranjeras. Este resultado se ha atribuido en parte a las condiciones poco atractivas ofrecidas en los proyectos de exploración. Sin embargo, las inversiones en asociación con *Petrobras* se han incrementado notablemente.

Petrobras está parcialmente privatizada y sigue manteniendo, dentro de la nueva estructura, un papel preponderante en las áreas clave del sector energético del país. La relevancia de la empresa en la economía brasileña traspasa las fronteras del sector energético. En tal sentido, es un motor de empleo y desarrollo de las industrias conexas a su actividad. Además, representa una importante fuente de ingresos fiscales, mejorando la evaluación crediticia de Brasil ante los mercados internacionales. Es importante mencionar que, en los últimos años, la empresa ha impulsado una agresiva estrategia de internacionalización en los sectores de petróleo y gas.

El caso de México

PEMEX fue creada en 1938, cuando se nacionalizaron las compañías petroleras extranjeras que entonces funcionaban en México. Esta empresa estatal conserva los derechos exclusivos de la exploración y la producción de petróleo, pero su independencia operativa y financiera con respecto al gobierno es muy limitada. El petróleo constituye aun el principal ingreso fiscal del México. Las obligaciones financieras de PEMEX con el Estado mexicano le han hecho difícil invertir en exploración y producción. La empresa necesita hacer cuantiosas inversiones de capital para sostener los niveles actuales de producción y aumentar las reservas de hidrocarburos del país. El presupuesto anual de PEMEX debe ser aprobado por el Congreso Mexicano, dado que los recursos de inversión compiten con otras prioridades de gasto público, y resulta difícil que el parlamento comprenda las prioridades de inversión de la empresa.

La rigidez y altos impuestos que confronta la empresa determinan que, cuando baja el precio del petróleo, tenga pérdidas después de impuestos. Por ejemplo, en 2003, PEMEX tuvo una pérdida de USD 3.700 millones después de haber transferido ingresos de USD 34.000 millones al gobierno. PEMEX es la compañía petrolera más endeudada del mundo, con una deuda neta cercana a los USD 32.000 millones (Campodónico, 2004). Tres cuartas partes de la inversión en el

sector hidrocarburos, desde 2001 a 2004, ha sido destinada al reembolso de deuda y solamente una cuarta parte a las operaciones.

Otro de los problemas de PEMEX es que ha sido utilizada con propósitos clientelistas. Tiene cerca de 140.000 empleados, lo que significa que la producción por empleado es cercana a los 30 barriles diarios. Pdvsa, por ejemplo, produce cerca de 45 barriles diarios por empleado.

Lecciones de gobernabilidad del sector hidrocarburos

De la evaluación de los casos analizados, que incluye dos países latinoamericanos, de la experiencia internacional y del marco teórico expuesto surgen las siguientes conclusiones:

- El marco institucional del sector hidrocarburos se debe ajustar a las instituciones políticas y características de cada país. No es aconsejable copiar el marco institucional de un país con capacidades institucionales muy diferentes a las del país receptor. Por ejemplo, el marco de gobernabilidad de los hidrocarburos en Noruega ha sido muy exitoso, sin embargo, el alto grado de discrecionalidad que tienen las autoridades en el caso noruego no parece adecuado para países menos institucionalizados y más inestables.
- En caso de existir una empresa estatal dominante es importante que en ésta no se confundan el rol de operador y regulador. Debe existir un organismo regulador capaz de evitar que la empresa estatal imponga reglas a su conveniencia, limitando la competencia y apoderándose de rentas que no le corresponden.
- La empresa estatal debe tener autonomía financiera y operativa y ser evaluada como una empresa comercial. Se debe evitar su politización y su uso como mecanismo clientelista. Es preciso que el ministerio no tome directamente las decisiones operativas y financieras ya que, de lo contrario, se corre un alto riesgo de expropiación de ingresos y clientelismo.
- Crear una agencia reguladora independiente surge como una buena opción para lograr los objetivos de regulación efectiva y, a la vez, mantener la autonomía de la empresa estatal. Por otra parte, un regulador independiente bien diseñado puede constituir una garantía que genere credibilidad y limite las tentaciones de expropiación.
- La existencia de una empresa estatal bien manejada puede ser un importante activo para el Estado en caso de que el sector de hidrocarburos sea de un tamaño relevante para la economía. Puede reducir las asimetrías de información y reducir los efectos de distorsión de los altos impuestos para captar renta. Asimismo, puede servir como efectiva contraparte en las empresas mixtas con empresas pri-

vadas. Sin embargo, sin la introducción de competencia y sin una efectiva regulación, puede ser un elemento perjudicial al limitar el potencial de inversión y generar clientelismo, ineficiencia y corrupción.

Características de los regímenes fiscales y de contratación en el mundo

Los estudios comparativos de Jonhnston (2001 y 2003), Van Meurs (1997) y Wood Mackenzie (2002) indican la existencia de una gran variedad de RFC de los hidrocarburos a escala mundial. Sin embargo, algunas generalizaciones son posibles. Los cuadros a continuación muestran un resumen de las estadísticas de todos los regímenes del mundo y de aquellos países con mayor potencial de explotación (el percentil 20, es decir el 20% de países con mayor potencial).

A nivel mundial, dominan ligeramente los regímenes basados en producción compartida (PSC) –con 53% del total– sobre los basados en concesiones. Esta tendencia es mucho más marcada en los países con mayor potencial, donde el 76% utiliza PSC. En promedio, para el período 2000–2001, la PEG fue de 65%. Sin embargo, como es de esperar, en los países con alto potencial el promedio es mayor, al alcanzar aproximadamente 80%. Como se puede ver en el Gráfico 1, la variación de la PEG entre países es bastante alta: mientras hay casos en los que es inferior al 30%, en otros supera el 90%.

Cuadro 2 Regímenes fiscales y de contratación de hidrocarburos en el mundo

RFC en el mundo	Contratos producción compartida	Sistemas con regalías e impuestos	Promedio mundial
Número de sistemas	72	64	135
<i>Government take</i>	70%	59%	65%
Gobiernos con participación	36 (50%)	29 (46%)	65 (48%)
% de participación del gobierno	25%	30%	27%
Regalías	5%	8%	7%
Regalía efectiva	23%	8%	17%
<i>Ringfencing</i>	75%	30%	55%
Índice de ahorro	39 centavos de dólar	56 centavos de dólar	47 centavos de dólar
Límite de costos deducibles (PSCs)	65%	n.a.	n.a.
Sistemas de escala móvil	17%	25%	21%

n.a.: no aplica

Fuente: Johnston (2001 y 2003).

En casi la mitad de los RFC, el Estado participa como accionista en los proyectos petroleros. En países con alto potencial, el Estado tiene participación en las acciones en casi el 70% de los casos. La participación promedio del Estado es de alrededor del 30%.

Las regalías en el ámbito mundial suelen ser bajas, incluso en los países con alto potencial, esto es, 7%, en promedio. Sin embargo, dada la existencia de produc-

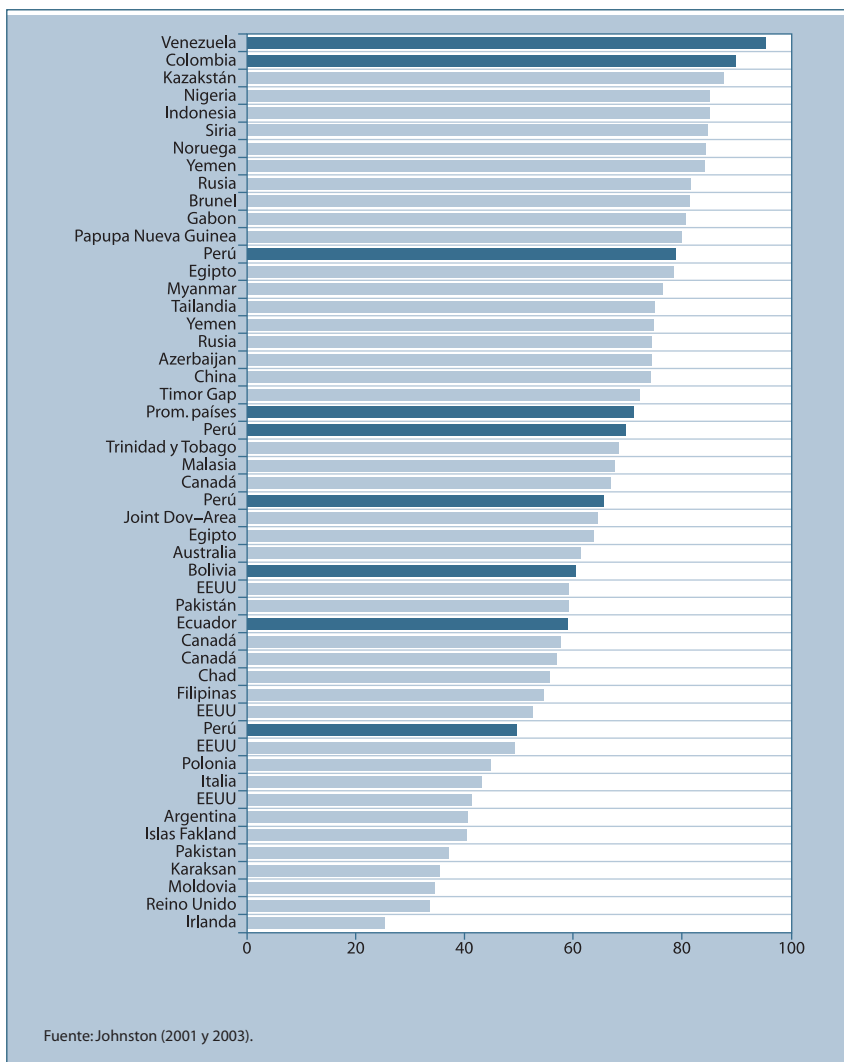


Gráfico 1

Participación del Estado en las ganancias (100=mucha presión fiscal, 0=poca presión fiscal)

ción compartida, la regalía mínima efectiva de los PSC en países con alto potencial es 29%. Como se discutió anteriormente, las regalías altas tienen la desventaja de generar distorsiones en la asignación de recursos, haciendo a los proyectos marginales poco competitivos.

Alrededor del 20% de los RFC usan escalas móviles basadas en niveles de precio, producción, y calidad del crudo, entre otros. En el caso de PSC en países con alto potencial, 26% usa escalas móviles.

En 55% de los países los proyectos tienen cerco fiscal (*ringfence*), es decir, no se pueden trasladar costos entre proyectos a efectos de impuestos. En el caso de PSC, el 75% tiene esta característica. En países con alto potencial, 76% de todos los sistemas está *ringfenced*, en tanto que para los PSC la cifra alcanza 90%.

El promedio mundial del índice de ahorro —es decir, la porción de una reducción de costos que se apropia el operador, es de 47 centavos por cada dólar estadounidense. Este nivel genera incentivos para que el operador sea eficiente en el control de sus costos. Sin embargo, existen países cuyos niveles son tan bajos como diez centavos de dólar, en los que el operador tiene pocos incentivos para reducir costos.

Gobernabilidad y contratación en la región andina

En esta sección se presenta una evaluación del marco institucional, de gobernabilidad y de contratación en la región andina. En la primera parte se realiza una breve evaluación de los regímenes fiscales y de contratación de la región. En primer lugar, se presenta información sobre la región, extraída del *Global Oil and Gas Risks and Rewards Upstream Economics Benchmarking Study* (2002) de la consultora Wood Mackenzie, que evalúa la situación de la exploración y los RFC para los años 2000–2001. Posteriormente, se presenta información correspondiente a la renta por barril capturada por el Estado durante el periodo 1998–2001. Finalmente, se presentan los PEG y algunos otros indicadores de los RFC en la región y el mundo (Johnston, 2003 y Van Meurs, 1997).

El Gráfico 2 exhibe el porcentaje de éxito comercial de los esfuerzos exploratorios en cuatro países de la región. Dicho indicador refleja la factibilidad exploratoria en estos países. Como puede apreciarse, en Colombia y Perú el éxito comercial en exploración ha sido muy pobre. En Bolivia hubo importantes descubrimientos de gas y, en Ecuador de petróleo. Sin embargo, en tres de cada cuatro casos dichos descubrimientos no resultaron exitosos desde el punto de vista comercial (Mayorga, 2005).

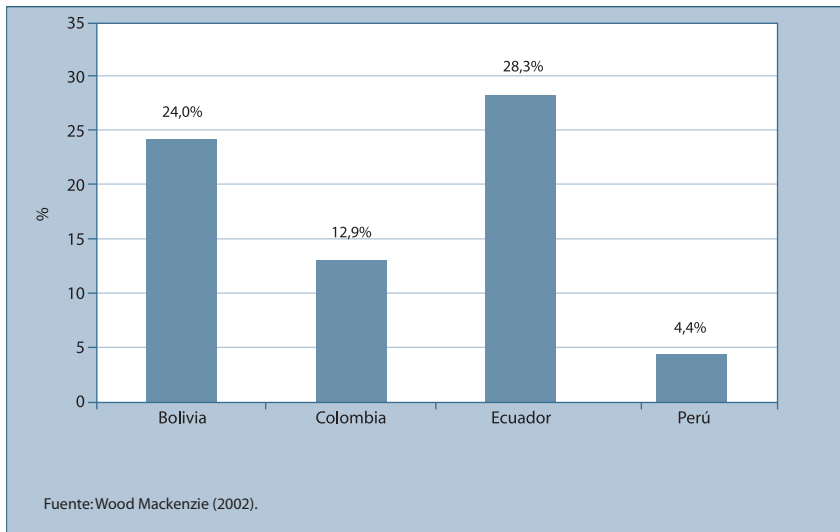


Gráfico 2

Porcentaje de éxito comercial en exploración (1991-2000)

Respecto a Venezuela, el éxito geológico de los contratos de exploración a riesgo tampoco fue satisfactorio. Solo ocho de los doce campos ofrecidos fueron asignados en la década de los noventa, y solo tres de ellos tuvieron éxito comercial. Cabe destacar que dos de los proyectos exitosos correspondieron a hallazgos de yacimientos de gas natural.

El Gráfico 3 (ver p. 150) muestra la PEG de los proyectos ofrecidos a nuevos inversionistas entre 1998 y 2001, presentada en valores presentes y descontados mediante la aplicación del Valor Presente Neto (VPN). Como puede verse, en el caso de Perú la PEG resultó cercana al 100%. Lo anterior indujo a que el gobierno peruano impulsara posteriormente una reforma a fin de disminuir su participación en las ganancias de la explotación de hidrocarburos (Mayorga, 2005).

En un análisis de todos los contratos de exploración y producción vigentes para el año 2000, Johnston (2001) usó una metodología diferente para calcular la PEG sin descontar los flujos a VPN¹². Según se desprende del Gráfico 4 (ver p. 150), sus hallazgos son diferentes a los de Wood Mackenzie¹³. En general indican que, con la excepción de Venezuela, los países de la región están cerca del promedio mundial de PEG. Dada la escasa factibilidad en Perú, la PEG y las regalías efectivas parecieran estar a niveles demasiado altos –posteriormente fueron reduci-

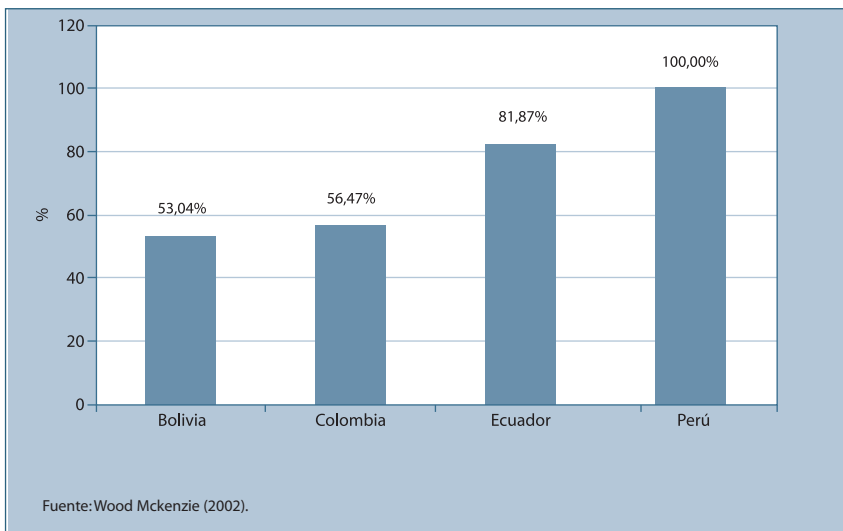
¹² No incluye contratos iniciados en la fase de desarrollo o producción o de asistencia técnica. Por ejemplo, en Venezuela se refiere a los contratos de exploración a riesgo y no a los convenios operativos o a las empresas mixtas de la Faja del Orinoco.

¹³ En el Gráfico 3 solo se muestran las condiciones para nuevos inversionistas en 2001.

das. En el caso de Bolivia, la regalía efectiva para crudos también parece estar por encima del nivel competitivo para un país con baja factibilidad en petróleo.

Gráfico 3

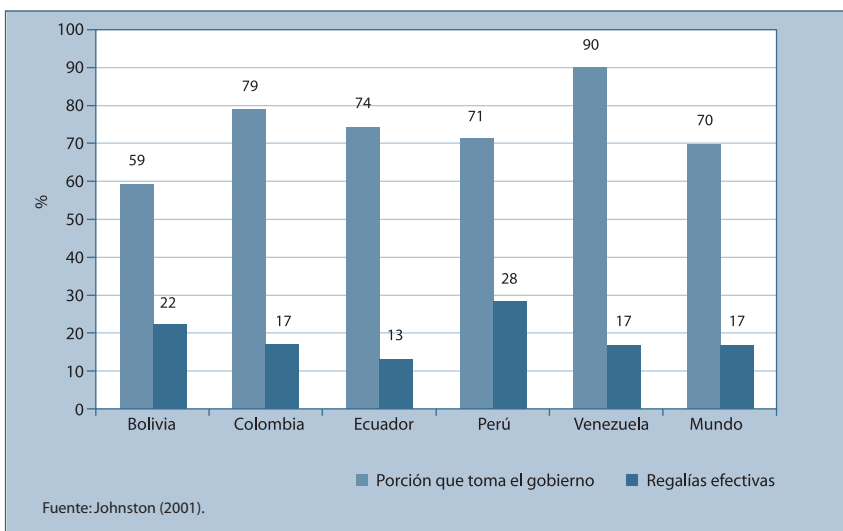
PEG descontado (%). Nuevos inversionistas en yacimientos de petróleo

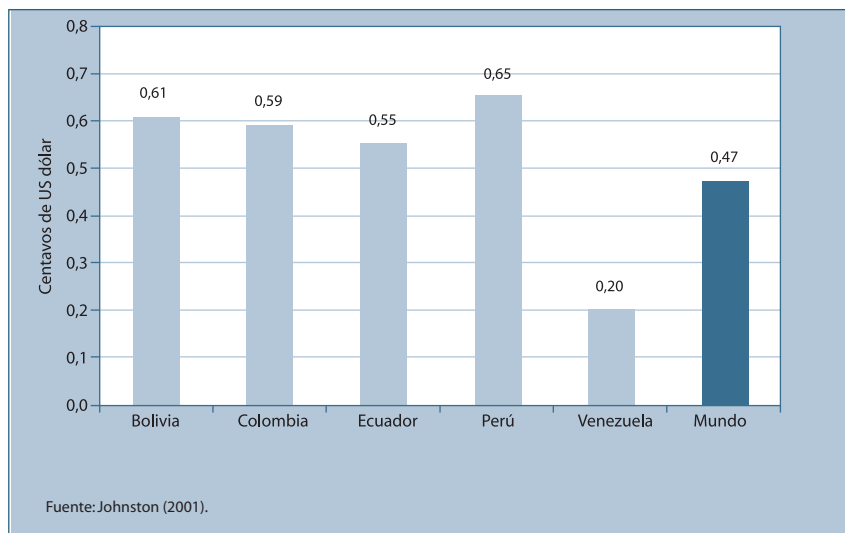


En el caso de Venezuela, para el momento de la publicación del estudio de Johnston la regalía efectiva del 16,6% estaba por debajo del promedio de países con alta factibilidad (24,5%). Desde entonces, la regalía fue incrementada a 33,3%. Hay campos productivos que pueden soportar regalías de este nivel debido a los altos precios prevaletientes en los últimos años, proyectos de menor rentabilidad en períodos de precios bajos serían poco atractivos.

Gráfico 4

PEG y regalía efectiva en contratos de exploración y producción de la región andina (2000)





Como se puede apreciar, el índice de ahorro en la región es superior al promedio mundial. El único caso en que parece excesivamente bajo es en los contratos de exploración a riesgo de Venezuela, recientemente rescindidos.

Cuadro 3 Indicadores

Indicadores	Región andina (%)	Mundo (%)
PEG	76	70
Regalías efectivas	20	17
Índice de ahorro	59	47

Fuente: Johnston (2001)

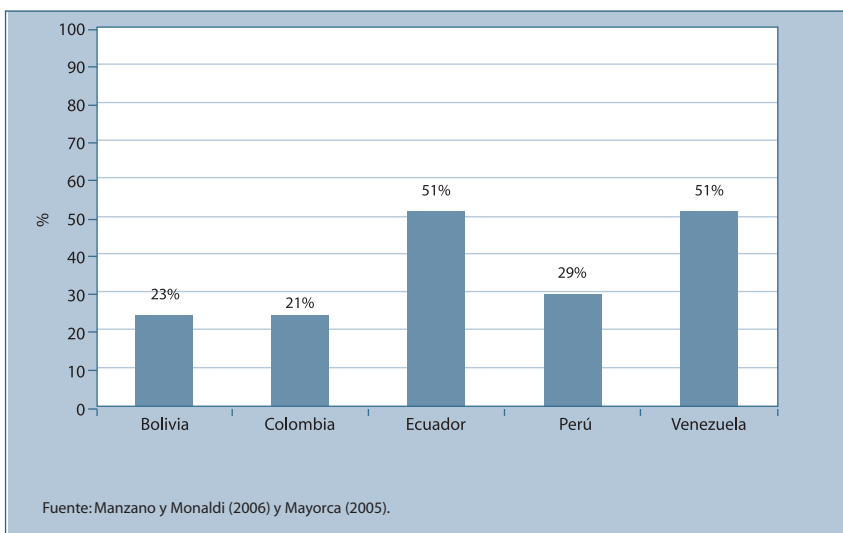
En el Gráfico 6 (ver p. 152) se muestra la proporción del precio de un barril que en promedio captura el Estado en un año. Esta medida se conoce como renta por barril, aunque en realidad no refleja la renta sino la porción del ingreso bruto (ventas) que el Estado captura. Como era de esperar, Venezuela y Ecuador –que exportan la mayor parte de su producción– son los que capturan una mayor proporción de la renta. En el caso de Venezuela, los barriles que se venden en el mercado interno –y en los cuales se incurre en pérdidas– bajan el promedio.

Una medida gruesa del escaso progreso de los regímenes fiscales y de contratación es la evolución de la renta por barril en la última década. Según se observa en el Cuadro 4 (ver p. 152), la renta por barril tendió a bajar o mantenerse estable aun cuando el precio por barril subió significativamente. Si la renta por ba-

rril no se incrementó con la subida de precios, las PEG –que se miden sobre la ganancia y no sobre el ingreso– tienen que haber declinado en el tiempo. Esto significa que los regímenes fiscales basados en regalías fijas son poco progresivos.

Gráfico 6

Porcentaje del precio por barril capturado por el Estado (1998–2003)



Cuadro 4 Porcentaje del precio por barril capturado por el Estado en diferentes niveles de precio del crudo (1996–2004) (%)

País	1996–1998	1999–2001	2002–2004
Precio WTI (USD/B)	19	25	33
Bolivia	37%	24%	15%
Colombia	22%	21%	22%
Ecuador	66%	46%	51%
Perú	25%	31%	29%
Venezuela	51%	47%	53%

Fuente: Manzano y Monaldi (2006) y Mayorca (2005)

Como se verá a continuación, la falta de progreso de Bolivia, Ecuador y Venezuela justifica el incremento de impuestos a los operadores privados que estos países introdujeron en los últimos años. Sin embargo, los aumentos de PEG basados en aumentos de regalía hacen a los RFC inflexibles y regresivos, lo cual crea problemas de neutralidad y competitividad, especialmente cuando ocurre una baja significativa de precios.

En el caso venezolano, aumentar la regalía y bajar el ISLR a la empresa estatal Pdvs ha generado una caída en el PEG aportado por ella. Esto fue compensado con aumentos discrecionales de las transferencias directas antes de impuestos al Estado, como veremos a continuación.

En el estudio de Pacheco (2005) se calcula la renta máxima por barril que se generaría en diversos niveles de precio. El Cuadro 5 muestra los costos por barril y la renta máxima por barril en un escenario de precios bajos. Como se observa, la renta máxima está entre USD 28 y USD 34. Esto indica que aun en un escenario de precios más bajos que los actuales estos países podrían estar capturando una renta equivalente a casi 80% del precio por barril. En otras palabras, había espacio para aumentar la renta por barril existente en 2005, y de hecho algunos países lo han estado haciendo.

Esto indicaría que, en un escenario de precios como éstos o superiores se debería pensar en la posibilidad de instaurar impuestos a las ganancias extraordinarias (*windfall tax*) en varios de los países, dado que sus sistemas son generalmente regresivos y no capturan la renta a precios altos. Lo que debe evitarse a toda costa es usar mecanismos inflexibles y regresivos, tales como subir la regalía, porque una vez bajen los precios harían inviables algunos proyectos en el sector.

Cuadro 5 Renta máxima, precio y costo por barril (escenario de precios bajos, 2006)

País	Renta máxima	Precio	Costo	Renta máxima por barril
Colombia	33	42	9	78%
Ecuador	34	41	7	83%
Venezuela	30	35	5	86%
Venezuela sin crudo	28	35	7	80%

Fuente: Pacheco (2005)

Calidad institucional en la región

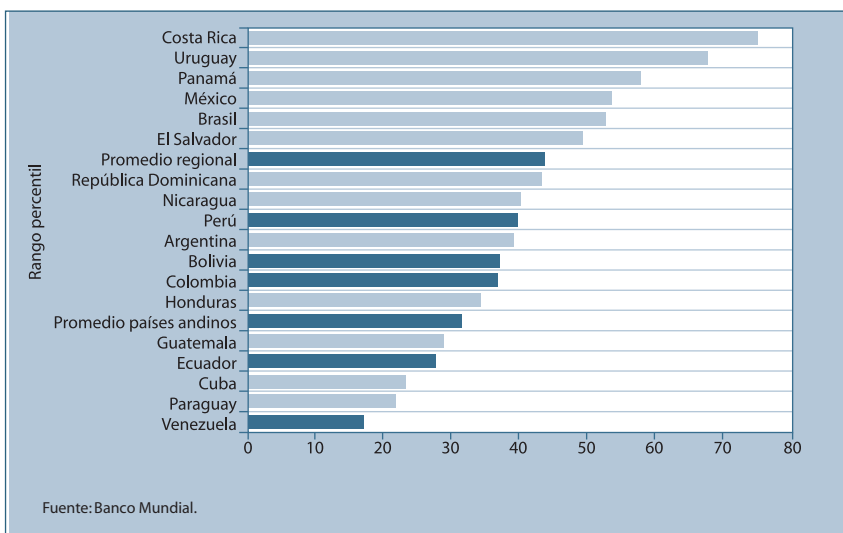
Antes de evaluar el marco institucional del sector petrolero de los países es importante considerar el desempeño institucional de los mismos en términos generales. Los países de la región andina se encuentran por debajo del promedio latinoamericano de los seis indicadores de gobernabilidad estimados por el Banco Mundial (2004). Estos indicadores consideran las siguientes variables: i) estado de derecho, ii) control de la corrupción, iii) calidad de las regulaciones, iv) estabilidad política, v) rendición de cuentas, y vi) eficiencia gubernamental. Si bien estos indicadores son imperfectos desde un punto de vista teórico –ya que están

basados en percepciones de inversionistas y expertos— son muy relevantes desde un punto de vista práctico, toda vez que las decisiones de inversión dependen, entre otras cosas, del riesgo percibido por los agentes económicos.

El Gráfico 7 presenta el promedio de las seis variables antes mencionadas que estiman, en conjunto, las características generales de gobernabilidad de los países. Es relevante resaltar los casos de Venezuela y Ecuador, países que se encuentran muy por debajo del promedio regional de Latinoamérica.

Gráfico 7

Promedio de los seis indicadores institucionales, 2004 (rango percentil)



De manera similar, el índice de calidad de las políticas públicas desarrollado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) refleja que, a excepción de Colombia, todos los países de la región andina están por debajo del promedio latinoamericano.

En particular, la percepción de debilidad del sistema judicial genera incertidumbre sobre los derechos de propiedad en los países de la región andina. Igualmente, la inexistencia de una efectiva división de poderes y de actores con capacidad real de veto hace que las políticas públicas sean percibidas como inestables en algunos países de la región.

La percepción de baja calidad institucional de los países andinos hace particularmente difícil lograr un marco legal creíble para el sector hidrocarburos. Esta debilidad reduce los costos institucionales de expropiación, lo que genera una percepción de alto riesgo normativo en el sector. Esto lleva a que los inversionistas busquen mecanismos externos de compromiso, que exijan más rentas para compensar el riesgo o que dejen de invertir en proyectos de menor rentabilidad.

Colombia y Perú se encuentran relativamente mejor evaluados, lo que les permite implementar marcos de gobernabilidad y contratación con mayor credibilidad. En Colombia, esto ha hecho viable el diseño de una agencia de regulación independiente, siguiendo el modelo de Brasil.

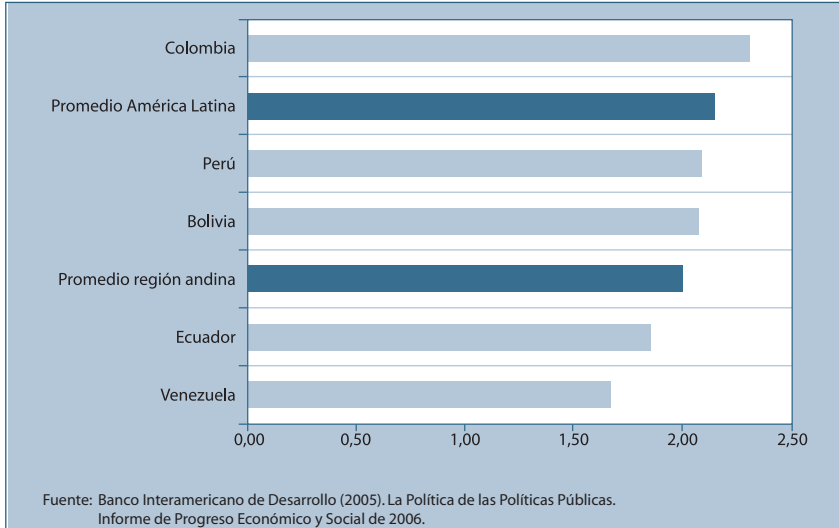


Gráfico 8
Índice de calidad de las políticas públicas (2005)

Casos de la región andina

Bolivia

Bolivia es un país rico en recursos de hidrocarburos, fundamentalmente gas natural. El Cuadro 6 (ver p. 156) resumen las características del marco institucional del sector hidrocarburos aguas arriba en Bolivia.

Resumen del marco institucional de los hidrocarburos en Bolivia

El sector de los hidrocarburos boliviano fue reformado a mediados de los noventa con el objetivo de atraer inversión privada para desarrollarlo. En 1994, se aprobó la Ley de Capitalización, que privatizó los activos de la empresa estatal YPF. Los campos existentes fueron divididos en dos sociedades anónimas de capital mixto: SAM Andina y SAM Chaco. El 50% de las acciones de las SAM fue usado para capitalizar los fondos de pensiones y el otro 50% fue vendido a operadoras privadas. El Estado obtuvo USD 937 millones. YPF conservó la responsabilidad de negociar y supervisar contratos con las compañías petroleras extranjeras. Con la Ley 1.689 de 1997, los contratos de asociación y operación existentes pasaron a la modalidad de riesgo compartido. Los contratistas adquirirían el derecho a explorar, explotar y comercializar hidrocarburos a cambio del pago de las regalías y con la participación de 6% de YPF. En los campos capitalizados (SAM) YPF pasó a tener una participación de 19%.

Cuadro 6 Resumen del Marco Institucional de los hidrocarburos en Bolivia

Exploración y explotación

Hasta 2005, operada totalmente por privados, producto de la capitalización de los YPFB. En 2005 se dicta una nueva ley de hidrocarburos que enfatiza la propiedad estatal de los hidrocarburos y en 2006 se decreta la nacionalización. Se incrementan los tributos.

Hasta 2005 existían 44 contratos de explotación.

En 2006 se realizó la transferencia a nuevos contratos operacionales basados en la nueva normativa legal.

Marco legal fundamental

Ley de Hidrocarburos 3.058 (2005).

Decreto 28.701 (2006).

Decreto 29.122 (2007).

Instituciones

YPFB: hasta 2006, ente estatal petrolero encargado de celebrar y administrar los contratos de riesgo compartido de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. A partir de 2006, además de ente regulador es de nuevo una empresa estatal que opera en conjunto con el sector privado y que controla la comercialización de todo el petróleo y el gas.

Tipos de contratos

Contratos de operación, de asociación, de producción compartida y de compensación de servicios.

Impuestos y regalías

Impuesto

Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) 32% de la producción.

ISLR 12,5%

Regalías

11% de la producción al departamento donde se originó la producción.

1% de la producción de regalías compensatorias.

6% de la producción va al Tesoro General de la Nacional.

La suma entre el 18% de las regalías y el 32% del IDH no podrán sumar menos de 50% del valor de la producción.

Estas reformas motivaron una afluencia significativa de inversión extranjera y dieron como resultado un aumento del 600% en las reservas probadas del gas natural, así como un aumento en las limitadas reservas de petróleo en Bolivia.

En los últimos años se verificaron ataques continuos contra las reformas de los noventa. En 2004, Bolivia aprobó un referendo consultivo que proponía la renacionalización de las operadoras del petróleo y gas natural, anteriormente propiedad de YPFB. Este mismo referendo también propuso un aumento importante de los impuestos que pagan las operadoras. En mayo de 2005, el Congreso de Bolivia aprobó una nueva Ley de Hidrocarburos basada en los preceptos del referendo. Las protestas generadas por la negativa del Presidente Mesa a ejecutar la ley forzaron su salida. Finalmente, con la elección del Presidente Evo Morales, se aprobó la renacionalización y se renegociaron los contratos.

La Ley de 2005 impuso un impuesto adicional de 32% sobre la producción de los hidrocarburos petróleo y gas a boca de pozo, y mantenimiento de la misma tasa de regalía de 18% (50% en campos especialmente productivos de gas), de manera que la regalía efectiva general es de 50%, y 82% en campos altamente productivos.

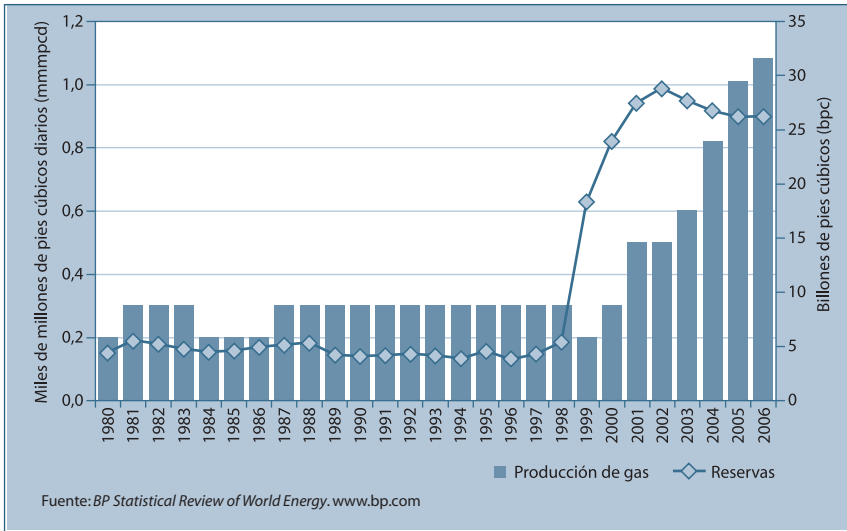
YPFB es el representante del Estado en la contratación con empresas privadas, fue su contraparte en los contratos de riesgo compartido y ahora, con la migración, en los nuevos contratos operacionales firmados en 2006. YPFB también es el ente encargado de regular y supervisar la actividad del sector aguas arriba. En mayo de 2007, YPFB retoma el control de los hidrocarburos con la protocolización de 44 nuevos contratos de operación con las 12 empresas operadoras de capital privado.

YPFB también es el ente encargado de regular y supervisar la actividad del sector aguas arriba. Además, con la nacionalización, esta empresa pasó de nuevo a ser el accionista mayoritario en las empresas privatizadas (SAM Andina y SAM Chaco). De este modo, después de la nacionalización, las compañías extranjeras siguen operando en el sector hidrocarburos en Bolivia, en las modalidades de contratos de operación, contratos de producción compartida, asociaciones y contratos de servicios, controlados por YPFB.

La suscripción de los contratos con las empresas petroleras le permitirá al Estado boliviano percibir ingresos por USD 1.572 millones, aunque esta suma posiblemente se acerque a los USD 2.000 millones con ingresos adicionales derivados del aumento en el precio de los licuables que se exportan a Brasil en el marco del contrato *Gas Supply Agreement* (GSA).

Gráfico 9

Bolivia:
evolución de
reservas y
producción de
gas natural,
1980–2006 (bpc)



En la actualidad, YPFB tiene mayor control sobre las decisiones de producción y comercialización, mayores limitaciones a los derechos de propiedad sobre el recurso y los activos y un significativo incremento de los tributos. Asimismo, YPFB pasó a ser otra vez una empresa operadora, ya que tiene participación mayoritaria en las empresas antiguamente privatizadas.

El nuevo esquema legal y contractual, además de implicar una PEG mayor, también cambió la naturaleza de la contratación. De contratos de riesgo compartido similares a concesiones, en los que el operador privado solo está sujeto al pago de impuestos y regalías pero conserva control del recurso, se pasó a contratos de servicio (operación), en los que el dueño del recurso es el Estado y le paga al operador por sus servicios, reembolsándole sus costos más un margen adicional.

Evaluación

Los gráficos muestran cómo las reformas de los noventa fueron exitosas en atraer inversiones extranjeras al sector de hidrocarburos de Bolivia. Como se explicó en el marco teórico, el período de altas inversiones e incrementos de reservas y producción suele ser seguido por un período de incremento en la expropiación de ingresos. En este caso, este fenómeno se combina con la subida de los precios de los hidrocarburos y con el movimiento ideológico hacia el nacionalismo que impera en la región.

La falta de avance de los contratos de riesgo compartido de los noventa, basados en regalías, hacía altamente previsible que un aumento significativo del precio del gas natural en el mercado internacional ocasionara un intento de renegociación de los contratos. La búsqueda natural de capturar los incrementos de renta mediante el aumento de PEG se combinó con un deseo de mayor control del sector.

El único peligro es que el aumento de PEG se hizo fundamentalmente a través de un incremento importante de la regalía efectiva.

La falta de neutralidad y avance de este régimen va a generar dificultades para atraer inversión en períodos de precios moderados. Un impuesto a las ganancias extraordinarias y un fondo de estabilización basado en este auge de ingresos fiscales parecieran soluciones más sostenibles en el tiempo, al evitar la repetición de los ciclos de inversión vistos en el pasado. Adicionalmente, la renegociación forzosa de los contratos genera mayor incertidumbre normativa hacia el futuro.

Es razonable que el Estado mantenga alguna participación en la operación para reducir las asimetrías de información y lograr un mayor control. Sin embargo, como resulta evidente del éxito de los noventa en comparación con el pasado, no parece posible que el Estado consiga desarrollar el potencial del sector. El control estatal puede acrecentar los problemas de expropiación de ingresos y clientelismo. Por otra parte, la transformación de YPF de nuevo en empresa operadora hace deseable la creación de un ente regulador separado, aunque los modelos de Brasil y Colombia no parecen los más adecuados debido a la debilidad de los vetos institucionales existentes en la actualidad.

Colombia

En los noventa, Colombia se convirtió en un significativo exportador neto de crudo. El petróleo es el primer producto de exportación, representa más de la mitad de las exportaciones y constituye su principal ingreso fiscal. El gobierno colombiano es propietario de las reservas de hidrocarburos del país.

Sin embargo, la producción de Colombia empezó a declinar a partir de 1999. De un promedio de 816.000 barriles por día descendió a un promedio de 540.000 barriles en 2004. Si esta tendencia continúa y no se producen mayores descubrimientos de yacimientos de petróleo, Colombia podría pasar a ser un país importador neto en el mediano plazo. En este sentido, el gobierno está promoviendo la participación de compañías petroleras internacionales para compartir el riesgo de buscar hidrocarburos y así salvaguardar la autosuficiencia energética del país en el futuro.

El Ministro de Planeación y el Ministro de Hacienda aprueban el presupuesto de gastos e inversión de la empresa estatal Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol). El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el encargado de diseñar y hacer cumplir la política energética a través de la Dirección General de Hidrocarburos.

Hasta 2004, el sector fue gestionado y regulado por Ecopetrol y por el MEM. Durante los últimos años se produjeron importantes cambios institucionales, con las siguientes consecuencias: i) reestructuración de Ecopetrol, y ii) creación de

Cuadro 7 Resumen del marco institucional y gobernabilidad de Colombia

Exploración y explotación

Modalidades de producción:

Participación exclusiva de Ecopetrol.

Participación mixta de Ecopetrol y privados mediante contratos:

39 contratos de exploración y producción

19 contratos de evaluación técnica

Instituciones

Ecopetrol: Empresa Estatal Petrolera. Es una sociedad pública por acciones encargada de explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos. En 2007, una parte minoritaria del capital será colocado en manos privadas.

MEM: diseña las políticas del sector.

ANH: unidad administrativa especial, adscrita al MEM, con personalidad jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa y financiera. Sus principales funciones son diseñar, promover, negociar, celebrar, hacer seguimiento y administrar los contratos de exploración y explotación.

Tipos de contratos

Contratos de exploración y producción.

Contratos de evaluación técnica.

Impuestos y regalías

ISLR 34%

Regalías: sistema variable:

Campos con producción menor a 5.000 barriles diarios: 8% de la producción.

Campos con producción entre 5.000 y 125.000 barriles diarios: entre 8% y 20% de la producción.

Campos con producción entre 125.000 y 400.000 barriles diarios: 20% de la producción.

Campos con producción entre 400.000 y 600.000 barriles diarios: entre 20% y 25% de la producción.

Campos con producción mayor o igual a 600.000 barriles diarios: 25% de la producción.

la ANH bajo la tutela del MEM, con la finalidad principal de administrar las reservas de energía de Colombia. Como en Brasil y Noruega, se realizó una separación de roles en el Estado: Ecopetrol quedó como operadora y la ANH como ente regulador. Estas reformas obligan a Ecopetrol a competir con los demás por contratos de exploración y producción.

Las principales funciones de la ANH son: i) administrar y asignar las áreas hidro-carburíferas para exploración y explotación; ii) administrar y celebrar los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos; Iii) diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de las áreas hidrocarburíferas; iv) apoyar al MEM en la formulación de la política gubernamental del sector; vi) administrar y preservar la información técnica; vii) administrar la participación del Estado en los contratos de exploración y explotación; viiii) administrar y disponer de los bienes al finalizar los contratos o cuando hay reversión de concesiones; ix) recaudar las regalías y compensaciones monetarias que correspondan al Estado por la explotación de hidrocarburos y transferir dichos recursos a las entidades con derecho a percibirlos; x) efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP); y xi) hacer las transferencias y reintegros correspondientes.

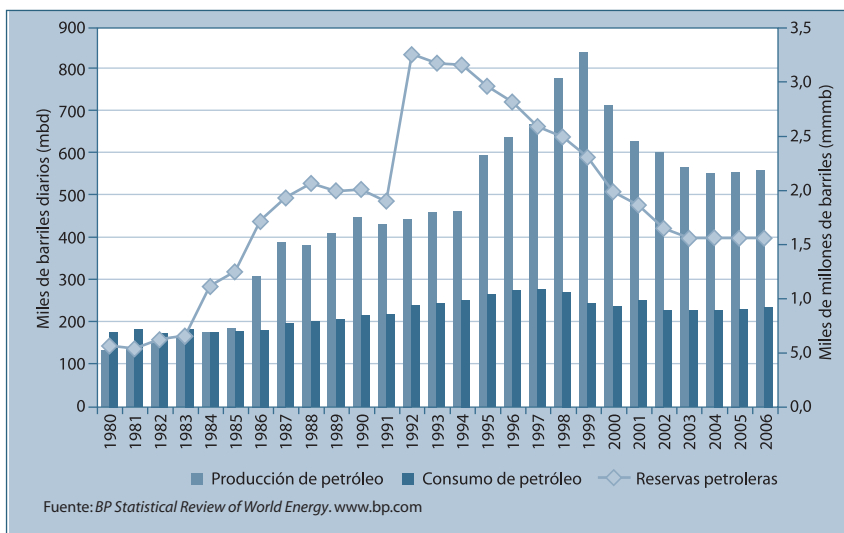
Desde 1999, el Gobierno colombiano ha tomado medidas para mejorar el clima de inversión para las compañías petroleras extranjeras, impulsando una serie de reformas del marco fiscal y de contratación que permitieron concretar alrededor de 60 contratos de asociación, así como la reactivación de la actividad exploratoria del país. La liberalización del sector incluye:

- Permitir que las compañías petroleras extranjeras tengan una participación de hasta el 100% en empresas petroleras en Colombia.
- Establecimiento de regalías variables.
- Establecimiento de un sistema de Regalía/Impuesto (R/T) para estimular la exploración, donde el contratista obtiene una mayor recompensa por el riesgo de exploración, tiene más autonomía para desarrollar y operar instalaciones, y tiene plena titularidad de los activos del proyecto.
- Licencias más largas de exploración.
- Presión a Ecopetrol para competir con los operadores privados.
- Privatización de un porcentaje minoritario de acciones de Ecopetrol.

La introducción de regalías por escala o variables ha sido una de las medidas más acertadas del gobierno. La escala establece una tarifa de regalías de 8% en los yacimientos de petróleo más pequeños, que representan el 90% de los campos de Colombia. Este sistema de regalías incentivó las inversiones de los pequeños y medianos operadores. Otro aspecto importante que ayudó a atraer inversión extranjera a Colombia fue la mejora en la situación de la seguridad: de 170 ataques contra infraestructura petrolera en 2001 se pasó a 34 en 2004.

Gráfico 10

Colombia: evolución de reservas, producción y consumo de petróleo, 1980-2006 (mbd y mmmdb)



Evaluación

Las reservas petroleras de Colombia han descendido paulatinamente desde 1994. Por esa razón, el Estado desarrolló una estrategia de apertura que, junto a las reformas fiscales del sector, propicia nuevas inversiones con el objeto de aumentar las reservas y la producción y sostener los ingresos fiscales estatales.

En el caso colombiano, la falta de éxito para aumentar las reservas generó la necesidad de un nuevo ciclo de inversiones extranjeras. Para ello, el Estado ha hecho esfuerzos por obtener credibilidad normativa con la creación de la ANH. La creación de esta agencia provee incentivos más efectivos a los agentes del Estado al separar las funciones de operador y regulador. El hecho de que Ecopetrol no sea una empresa tan dominante como *Petrobras* lo era en Brasil, permite vislumbrar un marco normativo más equilibrado en Colombia.

Además, la flexibilización del marco fiscal, haciéndolo más progresivo, permitió generar condiciones atractivas para la inversión extranjera. Sin embargo, quizás sea necesario un impuesto especial a las ganancias petroleras extraordinarias generadas por el incremento de los precios del petróleo para capturar más renta

para el Estado en casos de rentabilidad particularmente alta. De lo contrario, se corre el riesgo de una tendencia a la renegociación en el futuro, si continúan los precios altos y hay éxito exploratorio significativo.

Colombia tiene indicadores de calidad institucional y calidad de políticas públicas por encima del promedio regional. Esto hace plausible que el esquema implantado tenga durabilidad y efectividad.

Ecuador

El petróleo es clave para la economía ecuatoriana. La base de recursos energéticos del país está conformada, principalmente, por crudos medianos y pesados. Ecuador es un exportador neto de petróleo, el tercer mayor exportador en Latinoamérica y el cuarto en reservas. Más de un tercio de los ingresos fiscales y más de la mitad de las exportaciones provienen del petróleo.

El MEM, a través de la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH), es responsable de desarrollar políticas, gerenciar y regular el sector de hidrocarburos. PetroEcuador, empresa petrolera estatal, domina la producción petrolífera en el país, controlando cerca del 37% de la producción total en 2004. Las compañías petroleras privadas más importantes son EnCana y Repsol YPF. La proporción de la producción operada por privados se incrementó a lo largo de la última década.

PetroEcuador se encarga de representar al Estado a la hora de suscribir contratos con las empresas privadas. Tiene tres grandes filiales: Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial. El Ministro de Energía y Minas preside la Junta Directiva de la empresa y aprueba los contratos, así como el lanzamiento de nuevas licitaciones. No existe un ente regulador de contratos autónomo, como en los casos de Colombia y Brasil.

Esta empresa estatal ecuatoriana depende del Ministerio de Energía y Minas y no es autónoma. Sus ingresos son administrados directamente por el Ministerio de Finanzas, que transfiere discrecionalmente los pagos a la empresa para gastos operacionales e inversión, de manera que ésta tiene muy poca autonomía financiera, aun menor que la de PEMEX.

Al no existir restricciones a la acción discrecional del Ejecutivo con respecto a los ingresos, las decisiones de inversión de PetroEcuador quedan sujetas a las restricciones fiscales que tenga el gobierno. Al tener que competir con otras opciones de gasto, política y socialmente prioritarias, la empresa se ve en desventaja: es sistemáticamente víctima de expropiación de ingresos y no puede cumplir sus planes de inversión.

Cuadro 8 Resumen del marco institucional y gobernabilidad de Ecuador

Exploración y explotación

PetroEcuador opera las reservas más importantes y es la responsable de otorgar y fiscalizar los contratos. 20 contratos de exploración y explotación: un contrato a riesgo de prestación de servicios; 14 contratos a riesgo de participación; cinco contratos a riesgo de campos marginales. Tres contratos de servicio. Cuatro alianzas para rehabilitar y desarrollar yacimientos. Una alianza para desarrollar proyectos.

Marco legal

Constitución Política de la República de Ecuador.
Ley de Hidrocarburos.
Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.

Instituciones

PetroEcuador: empresa estatal petrolera propietaria de las reservas, se encarga de la operación y de monitorear los contratos.

MEM: encargado de formular y ejecutar la política energética y minera.

DNH: organismo técnico–administrativo adscrito al Ministerio de Energía y Minas. Controla, fiscaliza y audita las operaciones hidrocarburíferas. Regulador y responsable de la firma de los contratos.

Tipos de contratos en vigencia

Contratos de exploración de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos: las compañías privadas realizan las actividades de exploración y explotación y, en caso de descubrirse yacimientos comercialmente explotables, PetroEcuador efectuará el reembolso de los costos e inversión y reconocerá una tarifa por barril producido.

Contratos de participación para la exploración de hidrocarburos y producción de petróleo crudo: la contratista asume por su cuenta y riesgo las inversiones, los costos y los gastos requeridos en exploración y explotación, una vez que la operadora declara desarrollo comercial, al inicio de la producción PetroEcuador tendrá derecho a una participación sobre la misma.

Continuación

Cuadro 8 Resumen del marco institucional y gobernabilidad de Ecuador

Contratos de servicios específicos para el desarrollo y producción de petróleo crudo: son contratos requeridos por Petroecuador para llevar a cabo actividades de exploración y explotación.

Contratos de campos marginales: son contratos de exploración y explotación en áreas cuya producción, al momento de la licitación, no representan más del 1% de la producción marginal. La contratista asume por su cuenta y riesgo las inversiones, los costos y los gastos requeridos.

Convenios de Exploración Unificada: convenios para ejecutar proyectos conjuntos en cualquier fase de la industria hidrocarburífera.

Marco legal

ISLR: 25%

Regalías:

Campos con producción menor a 30 mbd: 12,5 % de la producción (mínimo).

Campos con producción entre 30 y 70 mbd: 14,0 % de la producción (mínimo).

Campos con producción menor a 30 mbd: 12,5 % de la producción (mínimo).

Fuente: elaboración propia.

Evaluación

Ecuador ha enfrentado una alta inestabilidad política en las últimas décadas y el sector petrolero ha sido reflejo de la situación. Como se desprende de los indicadores institucionales presentados anteriormente, Ecuador está por debajo del promedio regional en los indicadores de calidad institucional y en el índice de políticas públicas. Este contexto hace difícil el desarrollo de un marco institucional creíble y efectivo en el sector hidrocarburos, el cual se encuentra en el centro de los conflictos que dividen a la sociedad ecuatoriana.

En los noventa, las dificultades financieras de PetroEcuador llevaron a ofrecer condiciones más atractivas a los inversionistas extranjeros. Con ese propósito se implementaron contratos de producción compartida a partir de 1993 y empresas mixtas a partir de 1999. Las reformas fueron efectivas en atraer nuevas inversiones extranjeras. A principios de los noventa la inversión anual no superaba los USD 200 millones, mientras que a principios de la presente década superó los USD 1.000 millones al año (Campodónico, 2004).

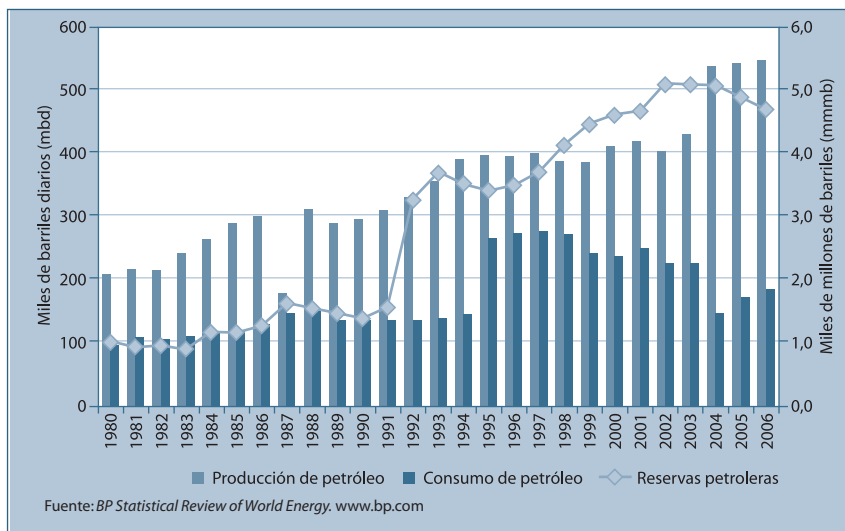
En los últimos años se registraron conflictos en el sector petrolero. En 2003, el presidente Gutiérrez intentó flexibilizar las condiciones de participación privada, pero fue confrontado por una mayoría contraria en el Congreso y luego derrocado. Huelgas, conflictos indígenas, problemas financieros de PetroEcuador, presión

social para aumentar los impuestos y cancelación de contratos, marcaron el pulso del sector.

Durante los tres últimos años se aprobaron incrementos en los tributos petroleros y se canceló un importante contrato con *Occidental Petroleum*. Con la elección del presidente Correa se refuerza el viraje hacia el nacionalismo petrolero, con la tendencia a incrementar el control estatal y la PEG. Al igual que en Bolivia y en Venezuela, el caso de Ecuador muestra cómo el éxito en la atracción de inversión petrolera en los noventa y el aumento de precios en países con sistemas impositivos poco progresivos, llevó a la renegociación de contratos y a la búsqueda de control estatal.

Gráfico 11

Ecuador:
evolución de
reservas,
producción y
consumo de
petróleo,
1980–2006
(mbd y mmmdb)



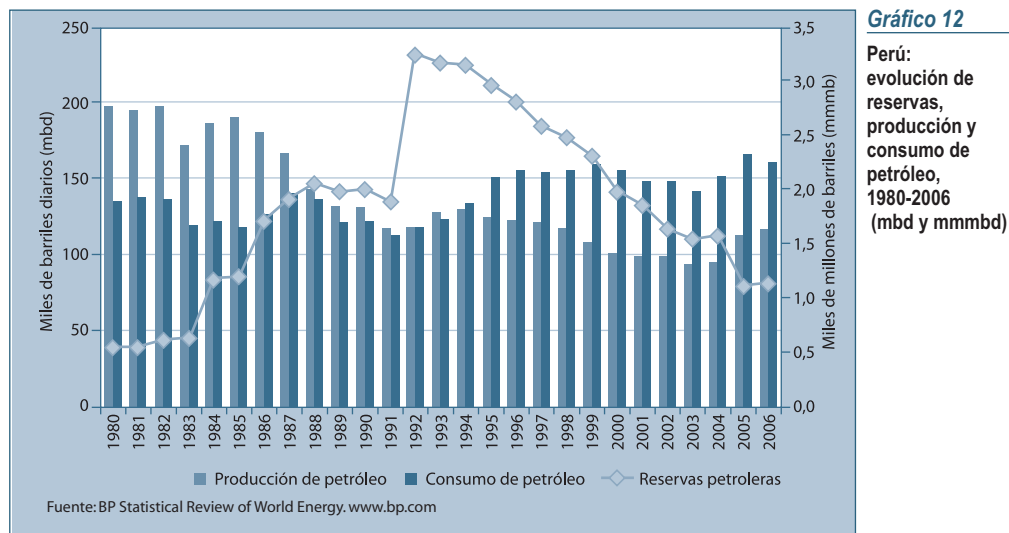
Dado el incremento de rol del Estado en el sector deberían realizarse reformas institucionales en el mediano plazo. Una de ellas consiste en separar el rol de PetroEcuador como regulador y operador. Es necesario dar autonomía operativa y financiera a la empresa, pero bajo la regulación de un ente regulador estatal efectivo y creíble. Finalmente, es necesario crear condiciones estables para la participación privada en el largo plazo, incluyendo un régimen fiscal flexible que sea capaz de capturar renta y lograr que PetroEcuador compita de manera transparente.

Perú

Perú es importador neto de crudo. Le compra a Ecuador y a otros países de la región como Argentina, Colombia y Venezuela. Al menos 40% del consumo total de petróleo del país es importado. Su producción de petróleo declinó desde 1982. Por otra parte, Perú dispone de significativas reservas de gas natural. El campo

de gas de Camisea representa su principal activo y es uno de los yacimientos más grandes de Suramérica. El proyecto Camisea significó la inversión foránea más elevada del país en los últimos años.

Por disposición constitucional, el dueño de los recursos petroleros es el Estado peruano. Sin embargo, éste solo participa como operador aguas abajo, en refinación, transporte y comercialización, por medio de la estatal PetroPerú. La Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Ministerio de Energía y Minas es responsable de elaborar, aprobar y aplicar las políticas reguladoras del sector. La DGH es también responsable de promover la inversión foránea para el sector, a través de PeruPetro. Este ente –en representación del Estado– negocia, celebra y supervisa los contratos en materia hidrocarburífera, así como los convenios de evaluación técnica.



El Estado promueve el desarrollo de las actividades de hidrocarburos sobre la base de la libre competencia, garantiza la estabilidad jurídica de los contratos de acuerdo al artículo 62 de la Constitución. Por otra parte, garantiza a los contratistas la estabilidad de los regímenes tributarios y cambiarios vigentes a la fecha de celebración del contrato. Perú es el país que más lejos llegó en la tendencia privatizadora de los noventa. A pesar de los incrementos en la inversión –inducidos por el marco regulatorio durante la última década– hubo poco éxito en la exploración. Esto forzó a Perú profundizar su carácter de importador de crudo.

Teniendo en cuenta los pobres resultados de la perforación exploratoria y el descenso en la producción, el Gobierno desarrolló, a partir de 2003, un nuevo régimen legal para la atracción de inversiones petroleras. Este régimen se basa en la

reducción de las regalías y los impuestos aplicables a los contratos de exploración y producción, así como en la implementación de regalías variables, con el fin de atraer la inversión extranjera en exploración e incrementar la producción.

En septiembre de 2004 fue creado el Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo, con el fin de evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo crudo y sus derivados se traslade a los consumidores. El patrimonio del Fondo estará conformado por los aportes y descuentos que los productores e importadores efectúen a los precios de los productos, dependiendo del nivel de los precios de paridad de importación de los combustibles –por encima o por debajo de la banda de precios fijada por el Ministerio de Energía y Minas–.

Evaluación

Perú ha realizado una agresiva política de atracción de inversiones en el sector hidrocarburos. Además de la privatización, esta política incluyó, al igual que en Brasil y Colombia, la creación de un marco institucional basado en una agencia reguladora independiente que genera relativa credibilidad desde el punto de vista legal. En particular, los contratos con estabilidad fiscal, de carácter constitucional, representaron una importante limitación a la renegociación contractual.

Lamentablemente, en el sector petrolero hubo muy poco éxito exploratorio en la última década. Por otra parte, el riesgo de inestabilidad política determina que no haya una total certidumbre legal. En cuanto al gas –recurso en el que sí hubo un descubrimiento de gran magnitud– ha existido la tentación de renegociar los contratos del proyecto Camisea.

Cuadro 9 Resumen del marco institucional y gobernabilidad de Perú

Exploración y explotación

Operación totalmente por privados en 62 contratos.

Exploración: 43 contratos bajo la figura de licencias en petróleo y gas.

Explotación: 19 contratos de operación, 15 licencias y 4 contratos de servicio.

Marco legal

Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH).

El Estado garantiza a los contratistas la estabilidad impositiva y monetaria a lo largo de la vida del contrato.

La LOH establece la posibilidad de apelar a tribunales internacionales para resolver conflictos entre las partes escribientes del contrato.

Instituciones

PetroPeru: empresa estatal que sólo opera aguas abajo.

PeruPetro: ente representante del Estado, responsable de promover la inversión de las actividades de exploración y explotación del hidrocarburo en el país. PeruPetro negocia, firma y supervisa los contratos y los acuerdos técnicos de la evaluación. Asimismo coloca, a través de terceros, los hidrocarburos obtenidos de áreas bajo contrato de servicio. Es autónomo en términos económicos, financieros y administrativos.

Ministerio de Energía y Minas (MEM): es el encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del sector, dictar las normas pertinentes y velar por el cumplimiento de la ley.

Tipos de contratos

Contratos de servicio: son contratos de exploración y explotación donde operan los privados y PeruPetro les paga una tarifa por barril por el servicio prestado.

Contratos de licencias: el contratista tiene la facultad de explorar y explotar por su cuenta y riesgo, asumiendo las inversiones, costos y gastos. PeruPetro le trasfiere la propiedad sobre el hidrocarburo extraído y éste paga una regalía.

Contrato de licencia (proyecto Camisea): este contrato, que tiene la misma forma y las mismas facultades de los contratos de licencia, comprende tres segmentos diferentes: explotación, transporte y distribución de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Continuación

Cuadro 9 Resumen del marco institucional y gobernabilidad de Perú

Garantías de los contratos: Art. 63 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos: "El Estado garantiza a los contratistas que los regímenes cambiarios y tributarios vigentes a la fecha de celebración del contrato permanecerán inalterables durante la vigencia del mismo".

Impuestos y regalías

ISLR 30% + impuesto a la distribución de utilidades 4,1%

Regalías:

Los contratos de servicio no pagan regalía.

Los contratos de licencias de exploración y producción de petróleo y gas natural pagan regalías entre 5% y 20% de acuerdo con el nivel de producción y los resultados económicos.

Campos con producción menor a 5.000 barriles diarios: 5% de la producción.

Campos con producción entre 5.000 y 100.000 barriles diarios: entre 5% y 20% de la producción.

Campos con producción mayor de 100.000 barriles diarios: 20% de la producción.

Las regalías entre 5% y 20% son calculadas con el Factor R, los precios internacionales del petróleo y los porcentajes ofertados y convenidos en el contrato.

Fuente: elaboración propia.

Venezuela

Venezuela dispone de las mayores reservas de petróleo del continente. El país es el segundo mayor productor de Latinoamérica y el primero de la región andina. Sus reservas de gas natural también son las mayores de la región, aunque en gran medida están asociadas al petróleo, lo que hace que su aprovechamiento se limite principalmente a la reinyección en la producción de crudo.

Pdvsa es la empresa estatal y principal operadora. Las empresas privadas operaron a partir de los noventa en convenios operativos o asociaciones con Pdvsa. Hasta 2005, los convenios operativos produjeron alrededor de 20% de la producción del país y un porcentaje similar ha sido producido por las asociaciones de la Faja del Orinoco hasta 2007.

Venezuela nacionalizó su industria petrolera en 1976 creando la empresa estatal Pdvsa. La estructura del *holding* estatal garantizaba la autonomía operativa y financiera de la empresa. Esta independencia permitió que Pdvsa incrementara la capacidad de producción del país, que venía declinando por la falta de inversión previa a la nacionalización.

Cuadro 10 Resumen del marco institucional y gobernabilidad de Venezuela

Exploración y explotación

Operada por Pdvsa (64%) y en sociedad con la participación minoritaria de privados (36%).
La participación privada es en empresas mixtas con participación estatal mayoritaria.
Licencias de gas.

Marco legal

Constitución de la República Bolivariana de Venezuela.
LOH 2001.
Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos 1999 (LOHG).

Instituciones

Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET): organismo encargado de la regulación, formulación y seguimiento de políticas y la planificación, realización y fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos y energía en general.

Pdvsa: corporación estatal que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos.

Pdvsa Gas: empresa estatal encargada de la comercialización del gas a nivel nacional.

Enagas: ente asesor del MENPET en materia de regulación del gas aguas abajo.

Tipos de contratos

Hasta 2006:

Convenios operativos: contratos entre Pdvsa y las operadoras para la prestación del servicio de explotación de hidrocarburos en campos marginales, a cambio de un pago indexado al precio del petróleo.

Asociaciones estratégicas: contratos de asociación entre Pdvsa y privados (con mayor porcentaje de estos últimos) para la extracción y mejoramiento de crudos extrapesados de la Faja del Orinoco.

Contratos de exploración a riesgo: si la exploración resulta exitosa la contratista deberá asociarse con Pdvsa en la explotación.

Continuación

Cuadro 10 Resumen del marco institucional y gobernabilidad de Venezuela

A partir de 2007 la única figura para la participación privada en petróleo es la de empresas mixtas con participación mayoritaria de Pdvsa. En el caso de exploración y explotación de gas libre existen licencias para operadores privados. Se ha anunciado que de ahora en adelante sólo se asignaran licencias a empresas mixtas.

Impuestos y regalías

ISLR para petróleo: 50%

ISLR para gas natural: 34%

Regalías

Petróleo convencional: 30%

Petróleo extra-pesado: 20% por un periodo limitado.

Gas: 20%

Impuesto a la explotación: 33,33% deduciendo la regalía (en neto 3,33% de la producción).

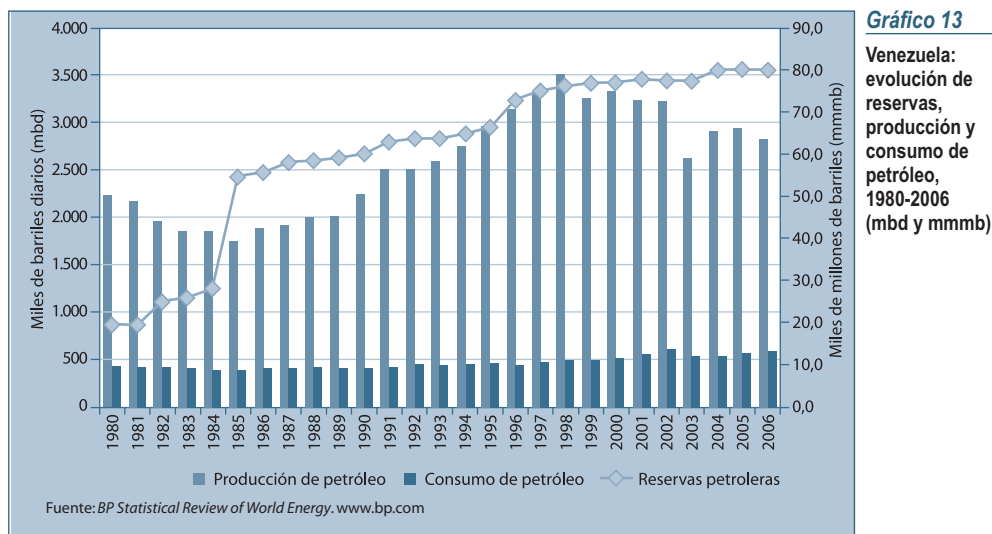
Fuente: elaboración propia.

Según la Constitución de Venezuela, la República es la propietaria de los yacimientos de hidrocarburos. Los dos actores más importantes del sector son el MENPET, como ente regulador, y Pdvsa como operador. De acuerdo con la Ley Orgánica de Hidrocarburos, tanto la formulación de políticas como la fiscalización de las actividades en materia de hidrocarburos y la fijación de precios de los hidrocarburos y de sus productos, corresponde al Ministerio.

Si bien esta competencia ha sido del MENPET de acuerdo con lo establecido legalmente, las debilidades técnicas y de recursos del Ministerio llevaron a que Pdvsa asumiera muchas de las funciones que le correspondían, particularmente, durante el proceso de apertura petrolera de los noventa.

Durante esa década, el sector se abrió al capital privado con gran éxito, atrayendo cuantiosas inversiones. Se establecieron tres tipos de contrato: i) convenios operativos para la recuperación de campos marginales que eran contratos de servicio a riesgo. En estos contratos el operador no era dueño del crudo sino que se lo entregaba a Pdvsa a cambio de un reembolso de los costos y un pago adicional por producción, que tenía vinculación parcial con el precio del crudo, y pagaba únicamente 34% del ISLR; ii) asociaciones estratégicas de la Faja del Orinoco para desarrollar y mejorar crudos extra-pesados. En estos cuatro grandes proyectos con una inversión total de USD 14.000 millones, Pdvsa era accionista minoritario y las operadoras privadas tenían mayoría, pagaba 1% de regalía por diez años y 34% del ISLR; y iii) contratos de exploración a riesgo compartido. La operadora privada hacía la exploración y, si tenía éxito, Pdvsa podía asociarse con un máximo de 30%.

Pdvsa actuó en el proceso de apertura al capital privado como regulador y como operador, dada la significativa debilidad del Ministerio. El gran poder de la gerencia de Pdvsa para crear su propia regulación motivó, al igual que en la empresa Noruega, que el Ejecutivo resintiera la existencia de un asimetría de información.



En 2001, el Gobierno del presidente Chávez aprobó una nueva Ley de Hidrocarburos que limita la participación privada a la posición de socio minoritario de empresas mixtas controladas por Pdvsa. Además subió la regalía que pagaba Pdvsa de 16,6% a 30%, y se redujo el ISLR de Pdvsa de 66% a 50%. En 2004–2005 se incrementaron los impuestos a los privados de 34% a 50% y las regalías en la Faja a 16,6% y luego a 33,3%. Finalmente, en 2005–2006 se realizó la transferencia forzosa de los convenios operativos firmados en los noventa a la nueva ley. En 2007, se realizó la transferencia forzosa de las asociaciones estratégicas de la Faja del Orinoco a empresas mixtas con control operativo y accionario del Estado.

En los últimos tres años, la autonomía financiera y operativa de Pdvsa ha decrecido. En este sentido, el conflicto petrolero de 2002, que llevó al despido de casi la mitad de la fuerza laboral de la empresa, vulneró significativamente la independencia de la gerencia. El MENPET ha asumido plenamente el rol de regulador, lo cual tiene sentido. Sin embargo, la pérdida de la autonomía operativa y financiera de la empresa puede tener como efecto la politización de la compañía y la sobre extracción de rentas. Hoy, el Ministerio está muy vinculado a Pdvsa en términos organizacionales: el Ministro es a su vez, el presidente de la empresa.

Evaluación

El éxito en la atracción de inversión privada hizo posible que, a pesar de una dramática caída en la producción de Pdvsa, Venezuela produzca en la actualidad más petróleo que a mediados de los noventa. La presencia de grandes inversiones inmobiliarias ha permitido que el Estado extraiga más rentas, primero de Pdvsa y luego de los operadores privados. El cambio en las reglas fiscales a los operadores privados tiene como racional que el marco fiscal y contractual se hizo pensando en niveles muy inferiores de precio a los que prevalecen hoy en día. La falta de avance en los contratos de asociación hacía necesaria una renegociación de los términos fiscales, ante el aumento extraordinario de las rentas. Sin embargo, la renegociación forzosa corre el riesgo de haber debilitado la credibilidad legal en el largo plazo.

La Ley de 2001 unificó el fragmentado sistema normativo de origen contractual y definió claramente el rol de los operadores privados en el sector. El fortalecimiento del regulador y el retiro de Pdvsa de actividades normativas que no le competían, fue también positivo. Sin embargo, la eliminación de la autonomía puede tener graves consecuencias para el manejo eficiente de la empresa como entidad comercial, al correr el riesgo de politización, clientelismo y extracción de rentas.

Por otro lado, el régimen fiscal introducido es muy rígido, poco progresivo y poco eficiente para capturar la renta. El régimen fiscal aplicable a Pdvsa en la actualidad –33,3% de regalía y 50% del ISLR– no permite capturar las cuantiosas rentas generadas por los altos precios del crudo, por lo que se usan otros mecanismos más discrecionales y menos transparentes. Adicionalmente, si los precios del petróleo caen, se hará difícil la puesta en marcha de varias actividades menos rentables debido a que el marco fiscal está basado en regalías altas.

El marco normativo del gas incluye un ente asesor legal supuestamente autónomo, pero con poca autoridad y autonomía en la práctica. Por otra parte, si bien los marcos de contratación y fiscal del gas son atractivos para los inversionistas, la incertidumbre sobre variables clave, como la política de precios internos, perjudica significativamente la credibilidad legal. Más aun, los anuncios de cambios en la Ley de Gas para incrementar la participación del Estado generan una gran incertidumbre legal sobre los contratos vigentes.

Comentarios finales

Latinoamérica vive el fin de un exitoso ciclo de inversiones, iniciado con la apertura al capital privado en la década de los noventa. En los últimos diez años las inversiones en hidrocarburos en los países de la región andina anteriormente estudiados, superaron los USD 90 mil millones. Esta gigantesca inversión generó importantes incrementos en la producción privada de hidrocarburos en Bolivia,

Ecuador y Venezuela. En Colombia y Perú, a pesar del aumento de inversiones, no ha habido mucho éxito en la adquisición de nuevas reservas.

Como se planteó en el marco teórico, los períodos de gran inversión e incremento en reservas y producción suelen estar seguidos por etapas de debilidad en los derechos de propiedad y por mayor presión tributaria. En los casos de Bolivia, Ecuador y Venezuela, la posibilidad ofrecida por las cuantiosas inversiones inmovilizadas, combinada con la oportunidad originada por los altos precios de los hidrocarburos y el viraje ideológico hacia la izquierda nacionalista, generaron el escenario para un mayor control estatal y un endurecimiento de las condiciones fiscales y contractuales.

Al contrario, la necesidad de atraer mayores inversiones privadas en Colombia y Perú llevó a intentar garantizar los derechos de propiedad de los inversionistas y ofrecer condiciones más favorables al capital privado.

La falta de progreso en los marcos fiscales de la región genera poderosos incentivos a la renegociación cuando se producen altas significativas del precio del petróleo. El Estado debería tener instrumentos para capturar las rentas sin necesidad de cambiar las reglas del juego. Un impuesto a las ganancias extraordinarias, vinculado con una escala progresiva de acuerdo con el precio del crudo, permitiría reducir la tentación a renegociar y aportaría mayor certidumbre legal.

La coyuntura actual de altos precios y rentas genera la peligrosa tentación a endurecer el régimen fiscal, incrementando las regalías. Es importante alertar que esta estrategia puede limitar la inversión a proyectos marginales, generar distorsiones en la asignación de recursos y crear condiciones de inviabilidad para la inversión a largo plazo en caso de una caída significativa de los precios. Una alternativa más razonable parece ser la utilización de impuestos a las ganancias o a las ganancias extraordinarias. En general, los regímenes fiscales flexibles, neutrales y progresivos son más deseables.

En los casos de Ecuador y Venezuela, un aumento de regalías, coordinado con los demás países de la OPEP, puede utilizarse como mecanismo para contribuir al establecimiento de un piso a la renta por barril. Ésta ha sido parcialmente la racionalidad de los incrementos de regalía en Venezuela.

La separación de los roles de regulador y operador del Estado parece ser una tendencia positiva en la región. El caso más desarrollado es el de Colombia, donde se creó una agencia reguladora independiente y la empresa estatal pasó a competir con los operadores privados. Una agencia de este tipo puede ser la solución óptima para ofrecer credibilidad legal sin necesidad de limitar la soberanía nacional con mecanismos de compromiso externos. En este sentido, es importante

mencionar que sin credibilidad legal difícilmente se logre un desarrollo continuo del potencial de largo plazo del sector hidrocarburos en la región.

En algunos países se ha fortalecido al regulador limitando el poder de la empresa estatal. Esto ayuda a evitar que la gerencia de la empresa estatal se convierta en un agente, sin control estatal, reteniendo rentas y limitando la competencia. Sin embargo, es necesario que las empresas estatales tengan un importante grado de independencia y autonomía regulado, para evitar la politización, el clientelismo y la sobre extracción de rentas. Si no está claro el fin comercial y la autonomía financiera de la empresa estatal, se corre el riesgo de enfrentar problemas para desarrollar los planes de inversión, como ocurre en PetroEcuador y PEMEX.

Las empresas estatales pueden tener un importante rol en el sector, al permitir reducir las asimetrías de información y ejercer una mejor regulación y control. Es necesario evitar que éstas se transformen en fuentes de consumo de las rentas del negocio petrolero, como ha sido el caso de varias empresas del Estado en la región.

Referencias bibliográficas

- Agencia Internacional de Energía (2005), *Country analysis briefs*.
- Baker Institute Study (2004). *Critical issues in Brazil's energy sector*.
- Briceño, M. (2002). Marco institucional y desempeño del sector hidrocarburos en la región andina, Manuscrito. BID.
- Campodónico, H. (2004), Reforma e inversión de la industria de hidrocarburos de América Latina, CEPAL.
- Guasch, L.J. y Spiller, P. (1999), *Managing the regulatory process: design, concepts, issues, and the Latin America and caribbean story*. Banco Mundial.
- Johnston, D. (2003), *Worldwide competition: companies vs. companies and governments vs. governments*. Presentación Simposio Colombiano de Contratación y Regulación Petrolera Ecopetrol.
- Johnston, D. (2001), *International petroleum fiscal system analysis*. PenWell Publishing Company.
- Johnston, D. (1999), *Maturing planet, tougher terms change upstream landscape*. Oil & Gas Journal.
- Johnston, D. (1997), *Index useful for evaluating petroleum fiscal systems*. Oil & Gas Journal.
- Johnston, D. (1994), *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. PennWell Publishing Company.
- Kellas, G. (2005), *The pitfalls of windfalls*. Hart's E & P, Vol. 78, n. 6, pp. 32–38.
- Levy, B. y Spiller, P. (1996), *Regulations, institutions, and commitment: comparative studies of telecommunications (political economy of institutions and decisions)*. Cambridge University Press.
- Manzano, O. y Monaldi, F. (2006), *The political economy of oil production in Latin America*. Documento presentado en la reunión de Economía–LACEA, México.
- Mayorga, E. (2005), Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú. Banco Mundial.
- Mommer, B. (2003), *Petróleo global y estado nacional*. Comala.com
- Monaldi, F. (2004), *Inversiones inmovilizadas, instituciones y compromiso gubernamental*. Temas de Coyuntura Universidad Católica Andrés Bello.
- Pacheco, L. (2005), *Análisis de ventajas comparativas y potencial de mercado para hidrocarburos de los países de la Comunidad Andina*. Manuscrito, CAF.

- Rodríguez, L. R. (2000), *The political economy of state–oil relations*. Ph.D. Dissertation, Oxford University.
- Van Meurs A P, Seck A Van Meurs y Associates Ltd. (1997), *Fiscal terms for gas need improvement in many countries*. Oil & Gas Journal.
- Van Meurs A P, Seck A Van Meurs y Associates Ltd. (1997), *Government takes decline as nations diversify terms to attract investment*. Oil & Gas Journal.
- Wood, M. (2002) *Global oil and gas risks and rewards upstream economics benchmarking study*.

*El sector de hidrocarburos como instrumento
de desarrollo: la integración económica del sector
de hidrocarburos en la región andina*

Osmel Manzano

El sector de hidrocarburos como instrumento de desarrollo: la integración económica del sector de hidrocarburos en la región andina

Osmel Manzano¹

Introducción

A lo largo de este libro se ha planteado la oportunidad que la integración regional en temas de hidrocarburos puede dar a los países para desarrollar su sector, así como los retos para conseguir dicho desarrollo. Sin embargo, un reto igualmente importante es cómo lograr que el potencial auge del sector hidrocarburos de los países de la región sea integrado al resto de sus economías. Tradicionalmente, el sector ha sido visto como un enclave, del cual sólo se extraen beneficios fiscales y que sólo a través de ese canal puede contribuir al desarrollo. No obstante, la experiencia internacional muestra lo contrario.

Meller *et al.* (2007b) estudian el desarrollo del sector en Noruega. Los autores concluyen que el descubrimiento de petróleo en el Mar del Norte, cambiaría radicalmente el desarrollo de Noruega desde 1970 a la fecha, permitiendo al país superar largamente los niveles de ingreso per cápita de la OECD mediante el aprovechamiento de la riqueza petrolera. Este crecimiento no se debió sólo al efecto estadístico del crecimiento de la producción de petróleo. El aumento de la inversión y la producción en el sector petróleo, produjo aumentos tempranos de productividad en el sector manufacturas. Durante la década de 1970 la industria del petróleo se hizo cada vez más importante promoviendo el surgimiento de *clusters* o centros de abastecimiento en el continente (p.e., la industria mecánica costera).

Detrás de este desarrollo hay una serie de políticas claves. En primer lugar, el Gobierno noruego ha mantenido una política macroeconómica prudente, buscando estabilizar el gasto ante la inestabilidad de los ingresos petroleros. En segundo lugar, ha tomado las decisiones necesarias para fortalecer el sistema financiero y ha mantenido una política monetaria de objetivos de inflación.

Por otro lado, el Estado ha intervenido en la economía generando un clima apropiado para la actividad privada. En particular el Estado financia activamente la investigación y desarrollo y procura contar con mano de obra altamente calificada. Adicionalmente, el Estado ha intervenido en el sector. De hecho a través de

¹ Director adjunto de la Oficina de Políticas Públicas y Competitividad de la CAF.

lo que se conoce como “Estado de Negociación”, estimuló e incluso requirió el establecimiento de organizaciones nacionales, donde los sectores productivos privados son actores importantes. A través de estas organizaciones el Estado interviene en la economía. Sin embargo, es importante destacar que las intervenciones siempre tuvieron como objetivo último explotar las ventajas comparativas del país y orientar la producción a los mercados externos.

Esta experiencia noruega no difiere mucho de la experiencia exitosa de otros países con abundantes recursos naturales. Maloney (2003) compara el desempeño de los países escandinavos y de Australia con el de América Latina. Al revisar las lecciones del primer grupo de países, las conclusiones son similares a la de Noruega presentado por Meller *et al.* (2007b). Estos países procuraron crear un clima propicio para el desarrollo del sector privado, donde destaca la generación de un capital de conocimiento. Si bien hubo intervenciones sectoriales, éstas se hicieron en un contexto de apertura, buscando penetrar los mercados internacionales.

A lo largo de este capítulo, revisaremos el rol del sector hidrocarburos en las economías de la región para abordar los retos de política que implicaría lograr la integración económica del sector de manera similar –en la medida de lo posible– a lo logrado en otros países con abundantes recursos. La primera sección del capítulo presenta las interrelaciones macroeconómicas. Posteriormente se presenta el rol de las interrelaciones con otros sectores productivos. La tercera parte presenta las conclusiones.

Las interrelaciones macro del sector de hidrocarburos

Es relativamente evidente que el sector hidrocarburos –una de las principales fuentes de divisas y de ingresos fiscales– tiene importantes efectos macroeconómicos en la región. El Gráfico 1 muestra el peso del sector hidrocarburos en las cuentas fiscales y en las exportaciones de algunos países de la región andina. Como se aprecia, con la excepción de Perú, donde el sector está tomando un nuevo aliento debido al desarrollo de Camisea, el sector tiene participaciones mayores al 15% en las exportaciones de los países de la región.

Dada su importancia, una de las principales preocupaciones es el efecto que el sector pueda tener en la volatilidad macroeconómica. En este sentido, es evidente que una porción significativa se deriva de la volatilidad de los términos de intercambio de la región. El Gráfico 2 (ver p. 184) muestra la alta dispersión de la tasa de crecimiento de los precios de algunos productos primarios, donde los hidrocarburos son los bienes primarios con mayor volatilidad de precios.

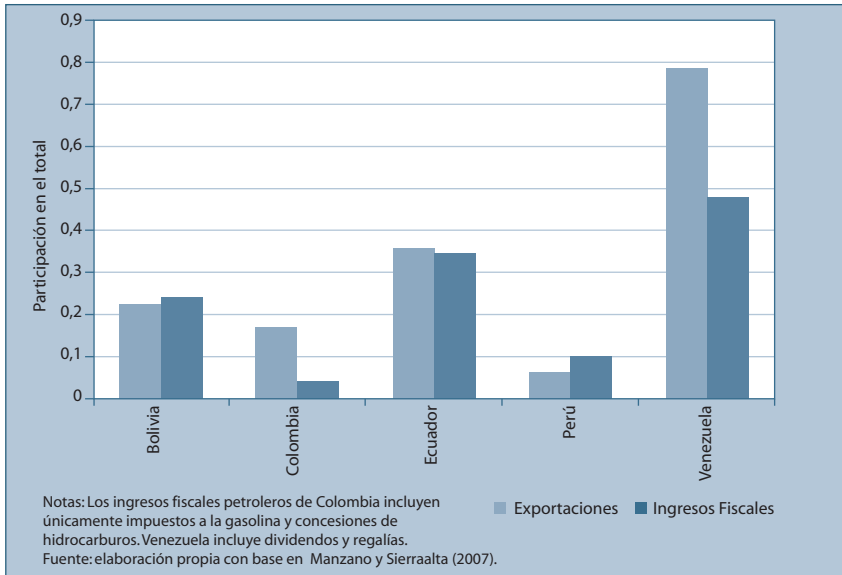


Gráfico 1

Importancia del sector hidrocarburos 1996-2005

Esta puede incluso estar relacionada con la volatilidad de los flujos de capitales². En efecto, los principales canales de transmisión de la volatilidad externa al interior de la economía son los sistemas financieros donde la política monetaria³ y la política fiscal juegan un rol importante⁴.

La volatilidad es relevante porque puede generar el círculo vicioso explicado en Hausmann y Rigobón (2003) que se desarrollará posteriormente. En este sentido, lo importante es atacar los canales de transmisión de la volatilidad externa a la economía doméstica. Básicamente, existen dos canales. Un primer canal de transmisión viene dado por el mecanismo monetario/financiero que puede traducir los aumentos en los flujos de moneda extranjera –incluyendo aquellos asociados a las exportaciones de bienes primarios– en aumentos de liquidez al interior de la economía. El segundo mecanismo es el fiscal. Dado que el sector público tiende a ser el principal beneficiario de los ingresos provenientes de recursos naturales, el manejo de su política fiscal puede también transmitir los choques de exportaciones al interior de las economías que exportan dichos productos.

2 Para un tratamiento detallado de estos temas, ver Manzano (2002).

3 Por ejemplo, Braun y Hausmann (2002) analizan los determinantes de lo que se conoce como restricciones de crédito o *credit crunch*. Los autores encuentran una relación negativa entre la probabilidad de que ocurra una restricción al crédito y la entrada de flujos de capital, así como con una variación positiva de los términos de intercambio, ambos en el período anterior. En particular, encuentran que los países de la región son más proclives que otros países del mundo a una restricción de crédito cuando se enfrentan a un choque negativo de términos de intercambio.

4 Ver Gavin y Perotti (1997) y Talvi y Vegh (2000).

Gráfico 2

Volatilidad de los precios de los productos primarios (1990–2007)

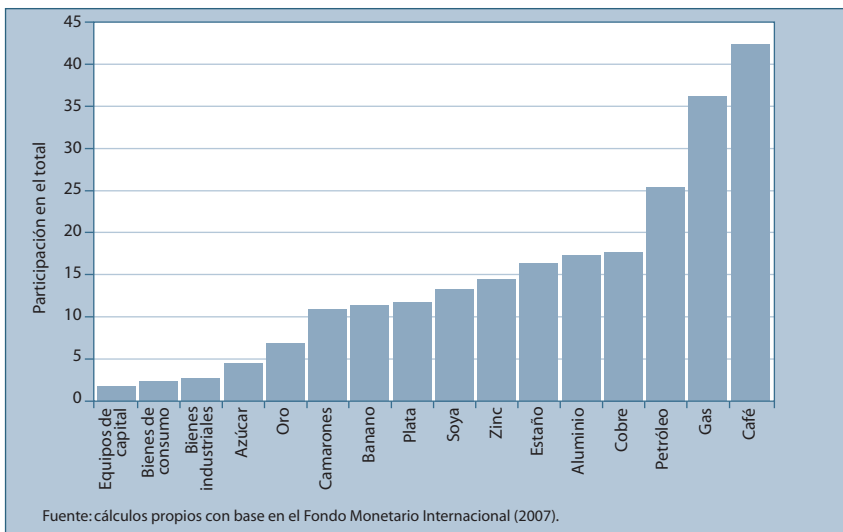
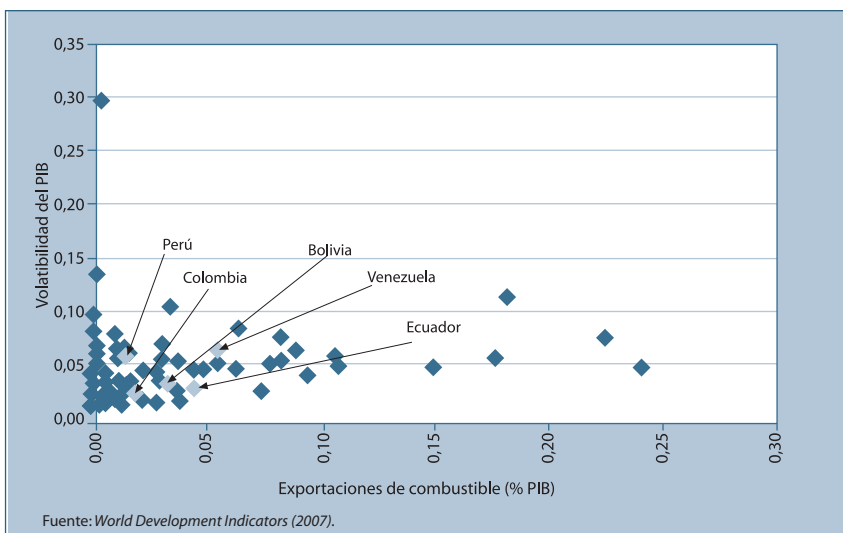


Gráfico 3

Relación entre las exportaciones de combustible (% del PIB) y la volatilidad del PIB, 1980–2005



Con respecto a los sistemas financieros, Elberg y Velasco (2003) describen el comportamiento típico del crédito en la región, el cual se contrae en las etapas recesivas, producto de una caída en los fondos sujetos a préstamo asociada con una desaceleración o caída en los depósitos del sistema bancario⁵. Sin embargo, cuando aumenta la disponibilidad de fondos, el crédito continúa deprimido. El tema del desarrollo de los sistemas financieros es bastante amplio y no es el objetivo de este trabajo. Sin embargo, en general podemos decir que los países de la región adolecen de uno o más de los siguientes problemas: descalce de monedas al interior de los bancos, supervisión inadecuada del sistema bancario, encajes que no están diseñados de manera contracíclica, falta de garantías que facilitan el acceso sostenido al crédito, y poco o ningún acceso a fuentes de liquidez por parte de los bancos en períodos turbulentos⁶.

Para la política monetaria los retos pueden ser aun mayores. Como lo explica la literatura reciente⁷, cuando hay mercados financieros poco desarrollados⁸, la política monetaria puede ser ineficaz para corregir la volatilidad. De esta manera, los choques de liquidez externa —como aquellos de términos de intercambio— son amplificadas al interior por las imperfecciones del mercado interno. Adicionalmente, en mercados poco desarrollados, los colaterales domésticos se “sobre-valúan” cuando hay un choque positivo de liquidez externa (son pocos compitiendo por los dólares que están dentro de la economía) y hay incentivos para sobre-endudarse antes de la crisis. Si la autoridad monetaria trata de intervenir, subiendo las tasas de interés doméstico, puede agravar el problema, porque hace más atractivo el país para los inversionistas extranjeros y puede aumentar la oferta de liquidez externa. Por lo tanto, la política fiscal se convierte en el principal elemento para reducir la volatilidad.

En relación a la política fiscal, aunque las experiencias de la región son bastante heterogéneas, está claro que en la mayoría de los países existe una recurrente situación de desequilibrio fiscal. A pesar de los esfuerzos de los procesos de re-

5 Los autores también mencionan el rol de la política monetaria en estos casos. Países con fuertes choques externos y regímenes cambiarios flexibles, pueden estar propensos a una alta volatilidad del tipo de cambio. Si el país es “débil” financieramente, es decir, un país donde el sector privado no pueda pedir prestado en el exterior o a largo plazo, aun internamente, (ver Aizenman, y Hausmann, 2000, y Eichengreen y Hausmann, 1999), esto puede generar crisis financieras, porque habrá un descalce entre pasivos y activos en dólares de la banca, y un descalce en los plazos. Esto ha originado la hipótesis del “miedo a flotar” (Calvo y Reinhart, 2001): los bancos centrales actuarán ante los choques externos, buscando la estabilización del tipo de cambio, siendo pro-cíclicos (cuando los países asumen la defensa del tipo de cambio ante un choque externo negativo y por lo tanto se reduce la liquidez del sistema).

6 Estos temas están tratados en detalle en Castilla e Hidalgo (2006).

7 Caballero (2000) y Caballero y Krishnamurty (2001).

8 En estos trabajos, se definen como economías con mercados financieros poco desarrollados aquellas que se caracterizan por lo siguiente: i) las divisas son un factor de producción “escaso”, por lo que en tiempo de crisis se convierten en una restricción a la economía; y ii) poco desarrollo del mercado financiero doméstico, que hace que el acceso al crédito dependa de la presencia de colaterales y no toda la producción se puede usar para este fin.

forma de los años noventa, la mayoría de los países todavía enfrentan dificultades para cerrar la brecha fiscal, bien sea por uno o varios de los siguientes motivos: insuficiente recaudación impositiva, excesivo endeudamiento, procesos de descentralización que se hicieron sin tomar en cuenta la problemática fiscal, manejo del sistema de seguridad social hecho sin consideraciones de sostenibilidad e instituciones presupuestarias deficientes⁹. Sin embargo, no podemos dejar de lado el diseño de los instrumentos fiscales alrededor del sector de los recursos naturales.

Comencemos revisando el impacto de los impuestos al transmitir la volatilidad en los precios y en los ingresos gravables al fisco por el sistema impositivo. Para simplificar, asumamos que no existe más volatilidad que la actual en los precios, el problema del productor lo podemos replantear de la siguiente manera:

$$E(\text{Beneficio}) = E \left[\sum \overset{\text{Beneficios de la extracción}}{VPN} (pxq - c(q)) - \underset{\text{costos de desarrollo}}{C(R)} \right] \text{ para } p \sim f(\mu_p, \sigma_p) \quad (1)$$

donde el productor maximiza un valor esperado de su beneficio porque el precio es una variable aleatoria que se distribuye según una función de probabilidades f , con media μ_p y varianza σ_p .

El primer punto es ver la relación entre la varianza de los precios y la varianza de la recaudación. Dos consideraciones nos permiten ver rápidamente los resultados¹⁰:

En primer lugar, la varianza de la recaudación –dado que lo único aleatorio son los precios– viene dada por la varianza de $p*q$ multiplicada por el cuadrado de la tasa impositiva. Por lo tanto, la varianza va a depender del valor de la tasa del impuesto. Una segunda consideración es que si queremos recaudar una cantidad fija de impuestos, si se usan impuestos basados en el valor (como la regalía, por ejemplo) se necesita una tasa de impuestos menor que si se usan impuestos basados en beneficios o ganancias (como el impuesto sobre la renta), dado que el valor que se pretende gravar es mayor cuando se trata de ingresos brutos que cuando se trata de alguna forma de ingresos netos. De allí que, aun cuando dos sistemas impositivos generen el mismo valor esperado de recaudación, pero uno sea, por ejemplo, basado en regalías y el otro sea, por ejemplo, un impuesto sobre la renta, el segundo va a generar mayor volatilidad de los ingresos fiscales que el primero, o de manera distinta, impuestos que se basen en el beneficio generan mayor volatilidad fiscal.

⁹ Estos temas están tratados en detalle en Castilla, Jaramillo y Manzano (2004).

¹⁰ Para el desarrollo de estas consideraciones ver Manzano (2005).

Sin embargo, para hacer un análisis completo hay que ver el problema desde la óptica del productor. La inversión en este sector se caracteriza por largos períodos de maduración (más de diez años) y altos costos hundidos. Por lo tanto, la volatilidad en los precios puede afectar negativamente la inversión¹¹. De esta manera, los impuestos juegan un rol importante a la hora de afectar la volatilidad de los ingresos del productor. De hecho, pueden ser entendidos como una forma de distribuir el riesgo entre el productor y el Estado.

Un caso extremo sería un impuesto fijo –cobrar un impuesto de valor fijo independientemente de la producción, precio y ganancias–, de manera que todo el riesgo queda al inversionista. En el resto de los casos, los impuestos reparten riesgo entre el Estado y el inversionista, y dado que podríamos decir que el inversionista recibe los ingresos netos de los pagos de impuesto, aplica lo contrario de lo explicado anteriormente; es decir, para impuestos que generan el mismo valor esperado de recaudación fiscal –y por tanto de beneficios–, generan mayor volatilidad al productor aquellos basados en valor, que aquellos basados en beneficio¹². En otras palabras, si la recaudación es de alta volatilidad –y dado que asumimos que la misma se mueve en el mismo sentido que los beneficios–, quiere decir que la misma se adapta a la situación del mercado, por lo que beneficia al productor. Por otro lado, si la misma es de baja volatilidad, quiere decir que se adapta menos a la situación del mercado y por lo tanto aunque el mercado sea adverso al productor, éste tendrá que pagar un monto de impuestos no muy distinto a cuando el mercado le es favorable y por lo tanto lo perjudica.

Así, aunque los impuestos basados en el valor generan menor volatilidad fiscal, generan mayor volatilidad a los inversionistas y, por ende, reducen la inversión y el tamaño del sector. En Manzano (2007) se discute que adicionalmente, los impuestos basados en el valor, tienden a desincentivar la inversión comparado con los impuestos al beneficio. Por lo tanto, claramente existe una incompatibilidad entre objetivos si se quiere que el sistema de impuestos ayude a reducir la volatilidad de los ingresos fiscales y al mismo tiempo incentive la inversión en el sector, y por lo tanto ayude a aumentar la recaudación.

Tradicionalmente, se ha pensado que los mecanismos de solución al problema de la volatilidad de los ingresos son los fondos de estabilización alrededor de los precios de los principales rubros de exportación¹³. Sin embargo, Eifert y otros (2002)

11 Para una análisis formal de la relación ente volatilidad e inversión ver Dixit y Pyndick (1994) y Caballero, Engel y Haltinwanger (1995).

12 Hasta ahora se ha considerado que lo único que es aleatorio son los precios. Si, por ejemplo, los costos fueran aleatorios en el tiempo, es decir, que fluctúen por factores que escapan al control del productor, habría que considerar la correlación entre ambas variables. En este sentido Sansing (1993) encuentra que dependiendo de ciertos factores la regalía podría ser hasta preferible para el inversionista, porque transferiría menos riesgo. Sin embargo, este es un caso muy particular.

13 Engel y Valdez (2001).

luego de examinar el uso de la renta petrolera bajo la óptica de la economía política de distintos países petroleros, advierten sobre la eficacia de este tipo de instrumentos. Para tal fin, los autores desarrollan una tipología de países. En primer lugar está las democracias maduras (Noruega). En una segunda categoría están lo que los autores denominan democracias fraccionales (Colombia, Ecuador y Venezuela) y finalmente están las autocracias que a su vez pueden ser paternalistas (Arabia Saudita y Kuwait), reformistas (Indonesia) y predatoras (Nigeria). Los autores concluyen que aun en las democracias maduras o en las autocracias donde por su naturaleza podría haber planificación de largo plazo, es difícil lograr un manejo prudente, es decir, donde se estabilicen las fluctuaciones de corto plazo y se piense en el ahorro para las futuras generaciones de los ingresos petroleros. Definitivamente, los países que enfrentan los mayores retos son las democracias fraccionales, es decir, los países de la región por la poca posibilidad de lograr consensos y acuerdos de largo plazo. De allí que los autores también concluyan que reglas como los fondos de estabilización no funcionan si no hay el apoyo para que se implementen¹⁴.

Conclusiones similares presenta Hausmann (2001). El autor resalta algunos problemas de los fondos de estabilización: i) el dinero es fungible, ii) los fondos pueden terminar restringiendo el manejo de liquidez más que el déficit y iii) por las razones de economía política, mientras más se acumule en el fondo mayores serán los incentivos a gastarlo. Por esto muchas veces estos mecanismos fracasan¹⁵. Adicionalmente, estas políticas de auto-seguro tienden a convertirse en formas costosas de cubrirse contra la volatilidad, como lo describe Caballero (2000).

Por lo tanto, las instituciones fiscales son importantes. Como afirma Hausmann (2001) en su trabajo, lo importante de la política fiscal es que tenga los objetivos ya descritos anteriormente: ser solvente de forma tal que en tiempos malos el acceso a los mercados sea posible, y ser líquido, es decir, estar preparados para la posibilidad de no tener accesos a *roll overs* de deuda. Lograr estos objetivos implicaría mantener un superávit en tiempos buenos, y mantener liquidez (p.e., evitando deuda de corto plazo o “pre-endeudándose”). Para este fin, existen reglas

14 De hecho, el trabajo de Fernández y otros (2005) encuentra que falta de un manejo prudente de los recursos petroleros (que los autores denominan como voracidad fiscal en línea con Lane y Tornell, 1998) puede incluso explicar por qué no existen los incentivos para que un país como Venezuela tenga un nivel de producción más cercano a lo que sería un patrón de extracción óptimo. Los autores argumentan que, aunque estos países hoy podrían beneficiarse de un mayor ingreso fiscal por concepto de una mayor explotación –y con eso dejar en teoría menos deuda a las generaciones futuras–, esta conducta “voraz” hace que las generaciones futuras igual reciban una deuda, no importa el patrón de extracción, y que por tanto el sacrificio que tengan que hacer las generaciones actuales –en términos de ingresos fiscales para permitir la inversión en el sector– no tenga un beneficio tangible.

15 Ver por ejemplo Clemente y Puente (2002) para un análisis del fondo de estabilización establecido en Venezuela para los ingresos petroleros.

numéricas en cuanto a fijarse ciertos valores como objetivos para determinadas variables de presupuesto, de procedimiento –que definen como se elabora el presupuesto fiscal–, y de transparencia que garanticen la fidelidad de los presupuestos. Todavía no existe evidencia clara a favor o en contra de algunas de estas reglas, aunque pareciera que las reglas numéricas al final pueden ser las más difíciles de implementar, y pueden terminar siendo contraproducentes al generar señales negativas cuando no son cumplidas. Sin embargo, aun el establecimiento de este tipo de reglas, requiere que exista consenso y voluntad para llevarlas a cabo.

En este sentido, Asesina *et al.* (1996) encuentran que las instituciones presupuestarias en la región son relativamente débiles. Esto derivado precisamente de la economía política descrita por Eifert y otros (2002). Los autores clasifican las instituciones como “jerárquicas” y “colegiales” a la hora de determinarse el presupuesto, es decir, qué tanta autoridad tienen el ministro de finanzas a la hora de establecerse el presupuesto de un país, como la transparencia de dichas instituciones. Los autores encuentran que aquellos países con instituciones más cercanas a las jerárquicas y con mayor transparencia tienden a tener una política fiscal más responsable.

Es interesante que en dicho estudio, de 20 países de la región, de un máximo de 100 que podría tener el valor del índice – lo que implica mayor transparencia y mayor jerarquía en la elaboración del presupuesto–, solo dos obtuvieron una clasificación mayor a 80 (Chile y Jamaica) y solo cuatro más estuvieron por encima de 60. Esto demuestra los problemas de la política fiscal en la región. De hecho, este estudio fue actualizado para los países andinos¹⁶ y encontró que dichas instituciones mejoraron en dos de cinco de los países, en otros dos se mantuvieron iguales y en uno empeoró, lo que demuestra que todavía queda un largo trecho en materia de mejoras de las instituciones fiscales.

Así, vemos que los sistemas de impuestos que permiten un desarrollo del sector probablemente terminen generando una mayor volatilidad de los ingresos. Para evitar que la volatilidad de los ingresos fiscales sea transmitida al resto de la economía, va a ser importante contar con la institucionalidad fiscal adecuada. Tradicionalmente se ha planteado el uso de los mecanismos contingentes o fondos de estabilización. Sin embargo, pareciera que éstos no funcionan sin la institucionalidad fiscal adecuada. Por lo tanto, vemos que la clave es contar con la misma.

En resumen, vemos que el sector hidrocarburos tiene importantes impactos macroeconómicos dado su peso relativo en las economías de varios de los países de la región andina. El principal reto se deriva de la alta volatilidad de sus precios. La política macroeconómica debe buscar minimizar la transmisión de esta vola-

16 Ver Castilla, Jaramillo y Manzano (2004).

tilidad al interior de las economías locales. Para lograr esto, es importante actuar en dos frentes: la política fiscal y la política monetaria–financiera. Como se ha discutido en esta sección, existe todavía una serie de áreas donde los gobiernos de la región deben actuar para reducir esta transmisión de la volatilidad de los precios del petróleo a las economías domésticas.

La interrelación con el sector productivo

Una vez entendido el impacto macroeconómico del sector petrolero, es importante revisar su impacto microeconómico. Como argumentaremos, este análisis ha estado tradicionalmente enfocado en su impacto en los precios relativos de la economía y, por lo tanto, en la asignación de recursos. Sin embargo, el sector puede ser una fuente o una barrera a la diversificación económica.

En esta sección veremos ambos aspectos. El primer apartado revisa los temas relacionados al impacto del sector en otras actividades productivas. El segundo apartado revisa el rol potencial del sector como núcleo de diversificación.

El impacto del sector en otras actividades productivas

Uno de los temas de mayor tratamiento en la literatura es el rol de los recursos naturales en el desarrollo de otras actividades económicas. A mediados de los años setenta surgió la hipótesis de la llamada “enfermedad holandesa”. El término se atribuye a la revista *The Economist*, cuando ésta describió la situación en Holanda al descubrirse yacimientos de gas y producirse cierta des–industrialización de ese país¹⁷. Formalmente, podemos entender este fenómeno si pensamos en una economía con dos sectores, uno productor de bienes transables que se pueden comercializar internacionalmente y otro de no–transables. Como los no–transables sólo se producen en el país y los transables en todo el mundo, al haber un choque positivo de ingresos proveniente de recursos naturales el precio de los no–transables sube, haciendo más atractivo el sector para la inversión, por lo que el país deja de producir transables¹⁸. Además, a diferencia de los otros dos, el sector de recursos naturales no utiliza los factores de capital y trabajo, por lo que al concentrarse la producción en éste, se desplazan el capital y el trabajo que podrían ser adquiridos por el sector industrial, hacia el sector de no–transables. Si bien el modelo puede explicar la des–industrialización, esto no significa menor crecimiento. Además, no necesariamente la enfermedad holandesa tiene consecuencias negativas de bienestar. Al disponer el país de mayores ingresos provenientes del sector de recursos, éste puede importar mayor cantidad de manufacturas.

¹⁷ “*The Dutch Disease*”, *The Economist*, November 26, 1977, pp 82–83.

¹⁸ Para ver el desarrollo formal del modelo ver Salter (1959) y Corden y Neary (1982).

Estas críticas han generado literatura que ha tratado de desarrollar las posibles consecuencias de la “enfermedad holandesa”. Krugman (1987), postula que la “enfermedad holandesa” sí puede tener consecuencias a largo plazo. En particular, si existe aprendizaje tecnológico en el proceso de manufactura de cualquier bien, cuando ocurre un choque positivo de ingresos por subida de precios de productos primarios y los productos transables pasan a ser producidos en otros países y se dejan de producir en el país, se pierde tiempo en la “carrera tecnológica” y se pierden sectores transables para siempre. Sin embargo, perder un sector transable no significa una pérdida de bienestar y, si en los demás bienes continúa el proceso de aprendizaje, la economía continúa creciendo. Sachs y Warner (1995, 1997), proponen un modelo similar, introduciendo *learning-by-doing* como la única forma de avance tecnológico y cómo en el largo plazo sólo se puede crecer por avances tecnológicos, sólo se puede crecer por *learning-by-doing*. Ellos asumen que eso solo ocurre en el sector transable de la economía, por lo que al haber un choque de recursos naturales se pierde tiempo en ese proceso. Si bien esto puede explicar el bajo crecimiento en el sector “no-tradicional” de los bienes transables no necesariamente esto se traduce en un bajo crecimiento de la economía como un todo. Hoy en día se reconoce el tamaño y la contribución del sector de servicios, por ejemplo, en la economía moderna.

Más aun, cuando se explora la evidencia empírica en el tema, los resultados no son concluyentes. Sachs y Warner (1995, 1997) encuentran un efecto negativo de la abundancia de recursos –medida como la exportaciones de productos primarios como fracción del PIB en 1970– en el coeficiente PIB manufactura/PIB servicios en 1970, pero esto no explica la evolución de los sectores después de ese año. Desde el punto de vista microeconómico, Herbertson *et al.* (1999) encuentran cierto efecto de la actividad pesquera en Islandia en los salarios reales, pero no pueden encontrar un efecto en el sector industrial. Uno de los pocos estudios formales de estimación de la existencia de la “enfermedad holandesa” es Stjins (2003). Utilizando un modelo de gravedad de comercio, encuentra que un choque positivo de precios de la energía de un 1% implica una caída de las exportaciones de bienes manufacturados de los países exportadores netos de energía de un 0,6%. Esto implica que sí podría existir un impacto negativo del sector de hidrocarburos, en las otras actividades económicas, en particular de la transmisión de choques externos de precios al interior de la economía. Sin embargo, como lo recuerda el propio autor, estas subidas también implican mayores ingresos y por lo tanto no se pueden sacar conclusiones sobre los efectos en el bienestar de estos resultados. Posteriormente retomaremos esta discusión.

Es interesante que el autor no encuentra evidencia en choques positivos de precios de otros productos primarios, como los metales. Teóricamente, es relativamente difícil explicar a priori por qué ocurre con los choques de algunos productos primarios y no con otros. Sin embargo, se puede aventurar que la energía, en particular los hidrocarburos, tienden a estar más en control del Estado en

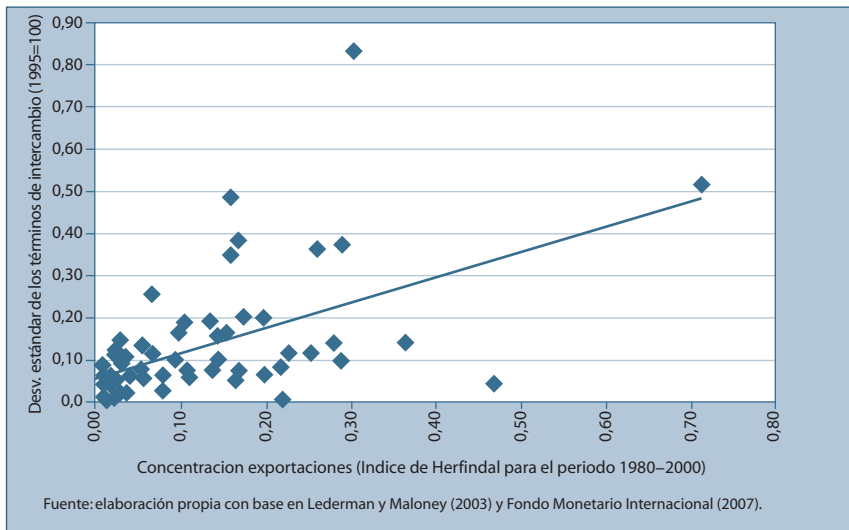
los países exportadores que otras materias primas. Esto podría implicar que los choques de precios se transmiten de manera distinta en países con recursos energéticos con respecto a países abundantes en otros recursos. No existe un estudio formal sobre el tema, por lo que se necesita una mayor comprensión de este problema.

Trabajos recientes, como el de Lederman y Maloney (2003), han argumentado que empíricamente lo que pareciera afectar negativamente el crecimiento no es la abundancia de recursos naturales sino la concentración de las exportaciones en pocos productos. Argumentan los autores, que las medidas utilizadas por los trabajos anteriores son medidas que se aproximan más a la concentración que a la abundancia. Como discuten los autores, esta diferencia de conceptos arroja clasificaciones distintas de los países. Por lo tanto tenemos países que pueden ser dependientes a pesar de no ser abundantes, así como el caso contrario, países con abundantes recursos que no son dependientes. Lederman y Maloney (2003), utilizando medidas tanto de abundancia como de concentración más acordes con la teoría económica, encuentran que las medidas de abundancia tienden a no tener un impacto sobre el crecimiento, mientras que las de concentración sí.

Estos resultados son relevantes porque es de esperarse que los países de exportaciones concentradas en pocos productos tiendan a presentar términos de intercambio más volátiles. Al estar la canasta de productos poco diversificada, no hay posibilidad de diversificar los choques de precios de un bien con choques opuestos de otros bien. El Gráfico 4 muestra que, de hecho, esto ocurre.

Gráfico 4

Concentración y volatilidad de los términos de intercambio



La volatilidad en países concentrados puede tener los efectos negativos descritos en Hausmann y Rigobon (2003). En dicho trabajo se plantea que una economía que parta con cierto grado de concentración (bien sea por razones históricas o por algún descubrimiento reciente), que tenga alguna fricción financiera (como por ejemplo que la quiebra de una compañía sea costosa para el propietario, implicando un costo de salida) y enfrente la volatilidad de precios de su principal producto de exportación (algo que ocurrió a partir de los 70) termina especializándose erróneamente en bienes no-transables, debido a la incertidumbre generada por la volatilidad de los términos de intercambio y como consecuencia del tipo de cambio real, que reducen la inversión en el sector transable donde el país presenta una alta vulnerabilidad externa por lo volátil de sus términos de intercambio. Esta se traduce en una alta volatilidad económica, lo que hace que el país se especialice aun más en sus recursos primarios y por lo tanto aumente la volatilidad externa.

Esto refuerza la necesidad de tomar medidas para evitar que la volatilidad externa sea transmitida al interior de los países. En este sentido, vuelven a tomar relevancia los mecanismos ya expuestos en la sección anterior. Sin embargo, estos efectos pueden incluso manifestarse a nivel regional, en cada país.

Figuera *et al.* (2007), estimaron los diferentes causantes de expansiones (*booms*) y restricciones (*crunches*) del crédito a nivel de estados en Venezuela, siguiendo la metodología de Braun y Hausmann (2002). En primer lugar, los autores encuentran que existe una amplia incidencia de estos fenómenos a nivel regional. En segundo lugar, los autores encuentran un efecto positivo de las expansiones de la producción de petróleo a nivel estatal en la probabilidad que ocurra un *boom* de crédito en dicho estado y de igual forma encuentran un efecto de las contracciones de la producción de petróleo en la probabilidad que ocurra un *crunch* de crédito.

Estos resultados fueron extendidos por Manzano *et al.* (2007). En el estudio, los autores usan la metodología desarrollada por Bleakley (2003) para medir los impactos de dichos *booms* y *crunches* en las decisiones de invertir del sector manufacturero en Venezuela. Los autores encuentran que los *crunches* regionales de crédito afectan negativamente la inversión de las empresas en dichas regiones, en particular de aquéllas que estaban relativamente más endeudadas. Por lo tanto, existen consecuencias relevantes de esta volatilidad del crédito a nivel regional donde la actividad del sector hidrocarburos puede jugar un rol importante.

En el ámbito fiscal, pueden generarse efectos regionales similares. En tres de los cinco países de la región andina, los niveles subnacionales se quedan con una parte importante de los recursos fiscales del sector: Bolivia, Colombia y Perú. Esto tiene dos implicaciones importantes:

En primer lugar, existen los temas de distribución de ingresos entre regiones. En el Cuadro 1 se presenta el ingreso per cápita de las distintas prefecturas departamentales en Bolivia. En el mismo se hace el desglose por ingresos, donde destacan los ingresos derivados del sector de hidrocarburos. Como se aprecia en el cuadro, se pueden generar importantes diferencias de ingreso entre regiones con recursos naturales y regiones que no tienen dichos recursos.

Aunque no existen estudios formales que vinculen estas diferencias de ingresos fiscales en diferencias de ingresos regionales, es probable que tengan algún impacto. Pineda (2006) encuentra que la mayor parte de la desigualdad entre regiones de los países de la región andina proviene de las desigualdades al interior de Colombia y Perú, países que se caracterizan por dejar parte importante de los ingresos provenientes de la explotación de recursos naturales en manos de los gobiernos subnacionales de las regiones que contienen dichos recursos. No es el caso de Venezuela, donde prácticamente la totalidad de los ingresos fiscales procedentes del petróleo quedan en el gobierno central.

En este sentido, CAF (2007) encuentra que la forma en que se decide la asignación de recursos a nivel regional es fundamental para la evolución en las disparidades en su distribución, y no tanto los movimientos migratorios que ocurren al interior de los países. Por lo tanto, para lograr mejoras en la capacidad redistributiva de la asignación de recursos entre los diversos gobiernos regionales, los países deben vigilar que las reglas de asignación no tengan componentes que exacerbén las brechas regionales. De hecho, el estudio menciona el caso de Perú, país cuya disparidad en la distribución de gastos a nivel subnacional se incrementó considerablemente, y una parte importante de la asignación de los recursos depende de *commodities* de exportación.

La segunda dimensión es la volatilidad del gasto subnacional. Sobre este tema, existe menos evidencia, entre otras cosas por falta de series de tiempo de datos a nivel regional con suficientes observaciones para hacer un análisis formal. En este sentido, Besfamille *et al.* (2007) encuentran que para Argentina, las provincias que producen hidrocarburos tienden a ser menos pro-cíclicas en su gasto. Sin embargo, como explican los autores, esto no implica que se esté “sobre-reaccionando” a fluctuaciones del gasto. Los autores muestran que para ciertos valores de una función de gasto óptimo, la respuesta del gasto a los ingresos por hidrocarburos en algunas provincias argentinas es mayor a la deseada.

Por otro lado, estos resultados pueden deberse a que en Argentina las provincias tienen libertad de emitir deuda y las provincias petroleras tienden a tener un mejor acceso a los mercados financieros. Ello implica que estas provincias pueden hacer una “suavización” del ciclo de ingresos. Por lo tanto, estos resultados no son fácilmente trasladables al contexto de las economías de la región andina, donde las provincias en general tienden a estar restringidas en su acceso al crédito.

Cuadro 1 Ingreso per cápita de las prefecturas departamentales en Bolivia por tipo de ingresos (en millones de USD)

Prefecturas/ Ingresos per cápita	C.V.				
	Total 2005	Chuquisaca	La Paz	Cochabamba	Oruro
IEHD	5,4	7,3	3,7	4,4	9,0
Fondo de compensación	2,7	2,1	5,5	1,0	2,1
IDH	16,5	27,8	6,3	10,2	37,7
Regalías	17,9	11,3	0,3	14,8	11,1
Total prefecturas	42,5	48,5	15,8	30,3	60,0

Prefecturas/ Ingresos per cápita	C.V.				
	Potosí	Tanja	Santa Cruz	Beni	Pando
IEHD	6,2	9,0	3,9	9,5	49,7
Fondo de compensación	4,1	0,0	1,5	0,0	0,0
IDH	20,9	46,8	7,3	40,8	281,6
Regalías	4,7	190,2	13,0	21,5	75,9
Total prefecturas	35,8	246,0	25,7	71,8	407,1

Fuente: Alborta (2005).

Aparte de estos resultados, no existen estudios que permitan dar el paso adicional que sería indagar sobre las consecuencias regionales de una mayor volatilidad del gasto de los gobiernos subnacionales. En todo caso, es de esperarse resultados similares a los encontrados a nivel nacional, dado que ya observamos que por el lado del canal financiero existen efectos regionales.

Finalmente, más allá de los efectos que tiene el sector de hidrocarburos derivados de los temas de volatilidad, el sector puede afectar a otros sectores de la economía a través de impactos sobre bienes o servicios necesarios. Tradicionalmente, el sector hidrocarburos es considerado como “enclave” por lo que estos efectos se consideran menores¹⁹. Sin embargo, la literatura reciente apunta a efectos del sector en temas de capital humano.

Uno de los primeros trabajos en esta área es el de Davis (1997), que encontró que los países con abundancia de recursos naturales tienen mejores indicadores de capital humano en salud y educación que países con niveles similares de ingreso per cápita, pero que no gozan de dicha abundancia. Posteriormente, Stijins (2001) muestra que el gasto en capital humano está positivamente relacionado con la abundancia de recursos y las rentas minerales. El autor estudia la relación entre la inversión en capital humano y variables que miden la abundancia de recursos naturales y las rentas provenientes de los mismos, y concluye que un dólar producto de un choque positivo en la renta per cápita de los recursos genera cinco centavos de dólar en gasto adicional de educación per cápita.

En cierta forma, estas repuestas deberían ser las esperadas desde el punto de vista de un Estado que maximice el bienestar de todas las generaciones que habitan un país. Si el recurso tiene cierta naturaleza finita debería existir cierto ahorro intergeneracional, para pasar parte de los beneficios de la explotación del recurso a generaciones futuras. Una forma de ahorro es la inversión en capital humano. Es de esperarse que esta mayor inversión en capital humano se traduzca en mayor producto a futuro, beneficiando generaciones futuras. Lo que no se puede derivar de los resultados anteriores es si este “ahorro” está dentro de algún rango que podría ser considerado como óptimo. Sin embargo, es de esperarse que este mayor capital humano tenga un efecto positivo en la productividad de los sectores no petroleros.

¹⁹ En parte, esta percepción tiene cierta razón de ser. Buitelaar (2001) revisa la experiencia de los sectores mineros de América Latina. Aparte de los problemas ya mencionados de la poca interrelación con los sectores productivos nacionales, el autor también encuentra que, en general, los beneficios de la actividad no son percibidos por las comunidades locales, sino que en general, por la estructura tributaria y de gobernabilidad del sector, éstos se trasladan a las grandes ciudades. Por otro lado, la falta de regulación y planificación ambiental, hace que lo que se perciba en esas comunidades sean efectos ambientales negativos. Esto hace que en general, el sector sea percibido como un enclave con pocos beneficios para la comunidad.

A nivel regional, los resultados son menos concluyentes. Balducci y Manzano (2007) encuentran que la inversión petrolera, medida por el número de pozos, en Venezuela a nivel de estados aumenta la escolaridad básica, controlado por otras variables que puedan afectar la tasa de escolaridad, incluyendo infraestructura escolar y gasto²⁰, para controlar por los efectos discutidos anteriormente. Sin embargo, Badiola *et al.* (2007) encuentran que la producción de petróleo a nivel de municipios tiene efectos negativos en la tasa de escolaridad media.

Aunque es necesario investigar más para entender el detalle de estos resultados, ambos no necesariamente se contradicen. Se puede argumentar que la inversión indica la permanencia del petróleo a largo plazo. En general, el sector petrolero demanda trabajadores con un nivel relativamente alto de capital humano. Esto puede dar los incentivos a los trabajadores para adquirir capital humano, como se desarrolló en Acemoglu (1998).

Sin embargo, por otro lado están las variaciones de la producción del sector, que demandan recursos de las regiones donde se encuentra. Por lo tanto, estos cambios pueden dar los incentivos para que trabajadores que ya cuentan con cierto nivel de capital humano (secundaria) dejen la adquisición para ir a trabajar en el sector. Lo que quieren decir estos resultados juntos, es que existen dos efectos contrarios que afectan la acumulación de capital humano tanto en el corto como en el largo plazo.

Como consecuencia de todas estas interrelaciones entre el sector y las variaciones de capital humano, es relativamente evidente que el mismo va a afectar la productividad de los sectores no petroleros. Por lo tanto, es importante el diseño de una política de gasto público en general y gasto social en particular que parta de estas lecciones aprendidas. Esta política debe incluir desde el diseño de los mecanismos de ahorro e inversión de los ingresos fiscales del sector de hidrocarburos, pasando por la protección del gasto social a los choques de ingresos del sector, hasta el diseño de mecanismos que tomen en cuenta los incentivos que genera el sector a nivel microeconómico, para promover la adquisición de capital humano.

En resumen, vemos que el sector hidrocarburos tiene importantes efectos en el resto de sectores productivos, en particular, derivados de su tamaño relativo. Estos efectos se puede dividir en aquellos relacionados a la volatilidad de los precios del sector y aquellos derivados de la demanda de recursos del sector. A su vez, cada uno de ellos puede verse a nivel nacional y a nivel regional.

²⁰ Un elemento particular de Venezuela, que permite controlar relativamente fácil estos factores es que al estar concentrados los ingresos de hidrocarburos en el nivel central, no existen diferencias significativas a nivel de estados en términos de recursos fiscales disponibles derivados de la explotación del recurso.

En términos de los efectos relacionados con la volatilidad vemos que son variados y negativos, tanto a nivel nacional como a nivel regional. Los efectos en general se podrían resumir en que la volatilidad generada por el sector induce a una asignación de recursos que no es la óptima socialmente. Esto implica que el diseño de mecanismos que reduzcan esta volatilidad es tema prioritario en los países de la región, sobre todo en el caso de aquellos para los que ya hoy en día el sector es de importancia relativa, como Bolivia, Ecuador y Venezuela.

En términos de los efectos relacionados con los recursos utilizados por el sector, en general, se ha hecho menos investigación y los resultados son menos concluyentes. Tanto por los recursos disponibles, como por el incentivo para la adquisición de capital humano, el sector puede tener efectos positivos en su acervo, al impactar positivamente al resto de los sectores de la economía. Sin embargo, pueden existir efectos negativos de la demanda de trabajadores. Esto implica que la política de gasto social debe ser diseñada a fin de potenciar los efectos positivos y minimizar los negativos.

El sector como núcleo de diversificación

Como ya se mencionó, tradicionalmente el sector ha sido considerado como enclave. Esto no es particular al sector hidrocarburos sino una percepción general con los recursos naturales. Sin embargo, la experiencia internacional indica que ello no es necesariamente cierto.

En particular, llama la atención el caso de los países escandinavos y de Australia²¹. Diversos estudios explican que la base de lo que hoy en día es la exportación de productos industriales de alta tecnología de estos países parte de los importantes sectores de recursos naturales, que fueron la base del desarrollo industrial y tecnológico de los primeros sectores. Si bien las experiencias son diversas y otros factores han contribuido al desarrollo de estos países, no se puede afirmar que los recursos naturales fueron un obstáculo para estos países. Por el contrario, hicieron aportes importantes.

En general, los autores de estos estudios describen cómo los países manejaron temas como la estabilidad macroeconómica, cómo se llevaron adelante programas de liberalización comercial y financiera, y de mercados de trabajos y cómo se incentivó la competencia. Esto destaca que el manejo de los temas macroeconómicos, relacionados con la reducción de la volatilidad económica, no se pueden dejar de lado.

21 Diversos estudios han revisado la experiencia de estos países ver por ejemplo: Blomström y Kokko (2002), Marshall y Montalva (2007), Meller *et al.* (2007a y 2007b).

Adicionalmente, los autores destacan el rol de la capacidad de generar capital de conocimiento, en particular vinculado al sector de recursos. Los países escandinavos, como discuten Blomström y Kokko (2002), y Australia se han caracterizado por tener una mayor capacidad de generar dicho conocimiento –apreciable en el gasto dedicado a investigación y desarrollo, las personas dedicadas a estas actividades, centros de investigación, otros– que nuestros países. Eso le ha permitido aprovechar las ventajas de la innovación tecnológica.

De manera similar, Wright y Czlusta (2002) identifican tres elementos que diferenciaron a los Estados Unidos de Chile: un marco legal adecuado²², la inversión en capital del conocimiento que fuera de libre acceso y la educación en minería, los minerales y la metalurgia. Dados estos elementos, señalan que el éxito de este sector se debió principalmente a la complementariedad entre los procesos productivos y de aprendizaje que acompañaron el progreso tecnológico, reduciendo los costes y generando una expansión en diversas áreas que produjo mayores beneficios económicos que la búsqueda de mayor participación de la repartición de la renta. De esta manera, concluyen que la inversión en conocimiento puede ser vista como el principal componente de un programa de políticas de desarrollo a futuro que deben emprender las economías basadas en recursos naturales, para no quedarse atrasadas. De hecho, argumentan que ha habido un importante cambio en varias economías abundantes en recursos, y que aquellas que han experimentado importantes expansiones de producción en los años noventa están siendo impulsadas por el progreso tecnológico, las exploraciones, los avances tecnológicos y un significativo proceso de aprendizaje.

Se podría decir que la historia del desarrollo de América Latina ha sido la de una región que no ha sabido aprovechar el potencial que le da su abundancia en recursos naturales. Maloney (2002) realiza un estudio comparativo del desarrollo de países abundantes en recursos como Australia y los países escandinavos, comparándolo con el desarrollo de los países latinoamericanos. El autor encuentra que dos factores tienen un importante rol a la hora de explicar las diferencias entre estos países: la estrategia de industrialización y el capital de conocimiento acumulado y su uso.

Con respecto a la estrategia de industrialización, los países latinoamericanos decidieron seguir la ruta de la “sustitución de importaciones”, mientras que los otros países considerados como abundantes decidieron ir expandiendo su sector industrial alrededor del *cluster* de recursos naturales, como ya habíamos mencionado en el aparte anterior. De esta forma, los países de la región terminaron teniendo sectores industriales bastante diversificados. Como discutiremos más adelante, la diversificación en sí puede ser deseable y el Estado puede jugar un

22 Este tema lo abordaremos en detalle en la próxima sección.

rol. Sin embargo, lo que sí es cierto es que los sectores industriales derivados de la “sustitución de importaciones” terminaron siendo poco productivos y, por lo tanto, poco competitivos en el mercado internacional. Por su parte, en los otros países abundantes, la sucesiva conexión entre los sectores de recursos y sus proveedores/compradores ha generado sectores industriales bastante competitivos. En este sentido, el diseño de políticas ha sido clave en la falta de diversificación de las exportaciones.

Esta revisión de la literatura hace relevante la discusión desarrollada en CAF (2006). Como se plantea en dicho libro, una estrategia fundamental para que los países de América Latina logren un mayor desarrollo es profundizar su inserción en los mercados globales. Esto se logrará mediante una transformación productiva que genere una mayor diversificación comercial con ganancias de productividad. Para lograr dicha transformación es importante que se den condiciones que ya hemos mencionado: estabilidad macroeconómica, instituciones de calidad y apertura comercial.

Sin embargo, también se menciona el rol de las políticas de apoyo a la innovación y la educación, reforzando las conclusiones que se derivan de la experiencia internacional. Este tema puede ser de vital importancia para países que exportan recursos naturales. Bravo, Ortega y De Gregorio (2002) encuentran que repitiendo el trabajo de Sachs y Warner, pero añadiendo un término de interacción entre el capital humano y los recursos naturales, esta variable es positiva y significativa, porque el efecto negativo de los recursos naturales sobre el crecimiento disminuye y puede cambiar el signo generando impactos positivos, lo que sugiere que temas de educación y conocimiento pueden ser de importancia para países con recursos naturales y en particular la región.

En este sentido, los países de la región andina enfrentan retos particulares. CAF (2007b) presenta un ejercicio ilustrativo para Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela. El trabajo consiste en analizar las brechas que existen entre cada uno de esos países y Estados Unidos –nación tomada como referencia– en variables como ingreso, inversión en ciencia y tecnología y productividad, para evaluar luego el impacto que sobre tales brechas tendría la adopción de políticas similares a las de Estados Unidos en educación, impuestos, incentivos a la innovación y reducción de “distorsiones”²³. El Cuadro 2 muestra los resultados para las dos variables de interés: educación e innovación. El cuadro muestra la brecha del ingreso con los Estados Unidos. Luego presenta cuánto sería esa brecha si los países tuvieran la misma política educativa de Estados Unidos –medida por el número de años de escolaridad de la población activa y por los retornos a la educación– y la misma política de innovación –medida con el subsidio implícito a la innovación.

23 La metodología de este estudio es tomada de Maloney y Rodríguez-Clare (2005).

Cuadro 2 Brechas de Ingreso y Tecnología respecto a Estados Unidos e impacto de diversas políticas

	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú	Venezuela
Brecha de ingreso	89%	80%	80%	83%	78%
¿Cuánto se cierra la brecha si se aplica la misma política de EEUU en...?					
I&D	79%	63%	32%	40%	28%
Educación	51%	30%	40%	51%	40%

Fuente: CAF (2007b).

Como se aprecia en el cuadro, existen importantes brechas de ingreso entre los países andinos y Estados Unidos. En todos los países la aplicación individual de estas políticas tiene efectos positivos, reduciendo la brecha de ingresos respecto a Estados Unidos. Los impactos son, sin embargo, bastante diversos entre países. Ecuador, Perú y Venezuela, por ejemplo, se beneficiarían especialmente de mejoras en las políticas de innovación, por lo que éstas deberían ser un componente fundamental de sus estrategias. Bolivia y Colombia, por su parte, se verían favorecidas con mejoras en las políticas de educación. En todo caso vemos que estas áreas presentan deficiencias importantes, ya que la reducción de la brecha que se lograría con mejoras es significativa.

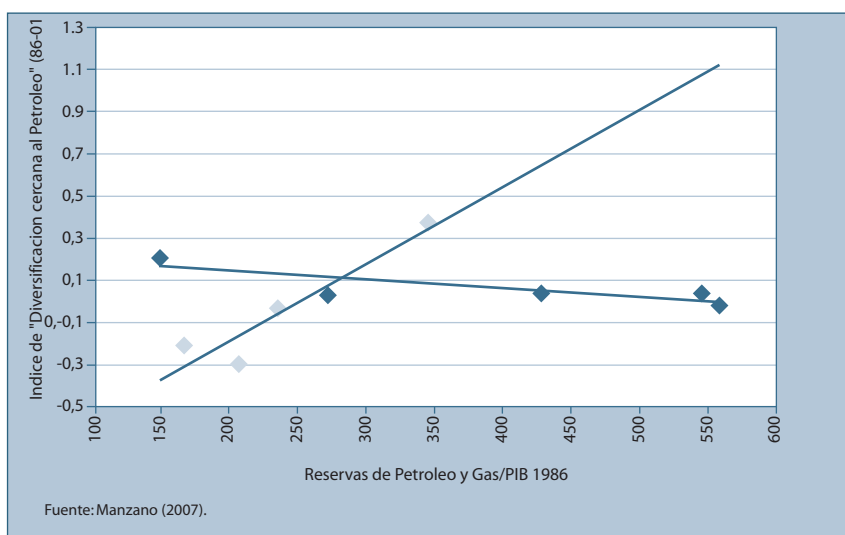
Sin embargo, más allá de estas condiciones generales, ¿qué determina el patrón de diversificación de un país? Las nuevas actividades pueden surgir en sectores donde ya existían actividades exportadoras –sectores denominados tradicionales–, o en sectores nunca antes explorados. CAF (2006) argumenta que los países más diversificados, así como aquellos que se encuentran en una ruta clara de diversificación productiva, han incrementado de forma progresiva el número de actividades de exportación en sectores tradicionales. De allí se concluye que existe una estrecha relación entre la diversificación y los sectores tradicionales de exportación.

En ese estudio, al revisar las experiencias en América Latina, se encuentra que éstas son diversas. En el caso de países como Chile y México, que han logrado una mayor diversificación, lo han hecho en actividades relacionadas a sus principales rubros de exportación. En el otro extremo se encuentran Bolivia y Venezuela, países que en lugar de mostrar una ampliación de la brecha entre los índices de concentración a distintos niveles de agregación, exhiben un patrón de convergencia bastante pronunciado, sugiriendo un escaso proceso de diversifica-

ción en actividades relacionadas. Esto es extensible, aunque en menor magnitud a los casos de Argentina, Colombia, Ecuador y Perú²⁴.

Más específico para el caso del sector petrolero, Manzano (2007) analiza el patrón de diversificación de algunos países petroleros y compara el vínculo de las nuevas exportaciones de estos países con el sector petrolero, utilizando para esto coeficientes de la matriz insumo-producto de Estados Unidos²⁵. El Gráfico 5 muestra los resultados. En el eje horizontal se indica la abundancia relativa de los países que exportan petróleo, mientras que en el eje vertical se muestra el grado de relación entre las exportaciones y el sector petrolero.

Gráfico 5
Diversificación y dotaciones



Se aprecian dos líneas en el gráfico. La línea de pendiente positiva sugiere que, para los países que están en esa línea, a mayor abundancia de recursos mayor especialización en exportaciones relacionadas al petróleo. Los países que se encuentran en esta línea experimentaron un crecimiento de sus exportaciones petroleras. La línea con pendiente negativa sugiere que para los países que están en esa línea a mayor abundancia de recursos menor especialización en exportaciones relacionadas al petróleo. Los países que se encuentran en esta línea expe-

²⁴ Esto es cierto aun considerando el índice de *Herfindahl* excluyendo los sectores de recursos naturales de estos países (soya en el caso de Bolivia, minerales en el caso de Perú y petróleo en Venezuela). Ello evidencia que tampoco tiene lugar un proceso de difusión en el resto de los sectores de la economía de estos países.

²⁵ Idealmente, se debería haber utilizado la matriz de cada país, pero muchos de ellos no cuentan con una, al menos en un sistema que sea comparable internacionalmente. Por eso se utilizó la de un país maduro petrolero, que es el caso de Estados Unidos.

rimentaron una caída de sus exportaciones no petroleras. Esto refuerza la idea de que los países que han logrado una mayor diversificación lo han hecho a través de sus sectores tradicionales.

Sin embargo, lo que esta discusión también sugiere, al menos en el caso de la región andina, es que ha existido poca diversificación alrededor de los sectores tradicionales y, en consecuencia, alrededor del sector de hidrocarburos. Ante este resultado, la pregunta fundamental es qué puede estar detrás de esta situación. Hay dos factores fundamentales:

En primer lugar, está la alta especificidad del sector. Un trabajo reciente de Hausmann y Klinger (2006) plantea que el tránsito de producir un bien a producir otro de mayor valor agregado o que implique una diferenciación de la canasta productiva, puede no ocurrir de manera natural. Para este fin, se construye un mapa de los distintos productos que se exportan en el mundo, reflejando la “distancia” entre los distintos bienes²⁶. Mientras más cercanos estén dos bienes, y si ya se exporta uno de ellos, es relativamente más fácil exportar el otro, mientras que ocurre lo contrario si los bienes son distantes entre sí. Al hacer el mapa, los autores encuentran que existen agrupaciones de bienes que son relativamente densas, por lo que es muy probable que si se exporta uno de estos bienes, se puedan exportar otros cercanos a éste.

Por otro lado, existen también agrupaciones que están lejos de estos conjuntos densos, esto es en la periferia del espacio de bienes que se pueden producir. La presencia de ciertos bienes en la periferia sugiere que éstos se producen de un modo tan específico que no puede ser compartido por otras actividades. Por ejemplo, los requerimientos para extraer el mineral del hierro son muy distintos a los requerimientos para el sector siderúrgico. Más aun, los requerimientos de las primeras etapas del procesamiento del mineral pueden ser sustancialmente distintos a los necesarios en fases posteriores de producción²⁷. Esta situación se diferencia bastante de otras actividades, como por ejemplo en la industria textil, donde el conjunto de recursos y habilidades necesarias en la producción son más cercanos a los exigidos por otras actividades relacionadas. El sector de hidrocarburos se encuentra en la periferia.

26 Los autores argumentan que las clasificaciones estándar de los bienes que se transan internacionalmente, no implican necesariamente similitud entre los mismos en términos de las habilidades y factores necesarios para su producción. Por lo tanto, calculan la distribución estadística del espacio de posibles bienes a producir, y su cercanía viene dada por la probabilidad de exportar el bien X, dado que se exporta el bien Y. Mientras más alta la probabilidad, más cercanos están los bienes entre sí.

27 Por ejemplo, los principales clientes del sector ferro-siderúrgico en Venezuela son la industria de la construcción, la industria petrolera, la tubería soldada, las ferreterías (distribuidores), las manufacturas, la industria automotriz y las industrias de envases (Añez, 2006).

Finalmente, Hausmann y Klinger (2006) encuentran que cuando las empresas de un país deciden exportar nuevos bienes, éstas tienden a moverse hacia productos cercanos a los que actualmente producen. Por lo tanto, será más difícil que los países puedan diversificar su canasta de bienes exportables, si son productores de bienes situados en la periferia (zonas despobladas). El caso contrario es cuando un país produce bienes en zonas más densas o pobladas del mapa, siendo claro que en tales circunstancias, se facilita el tránsito hacia nuevas actividades. En el caso de los países petroleros podemos estar en el primer caso.

Esto no quiere decir que a partir del sector petrolero no pueda diversificarse. Existen bienes que son insumos o productos del sector petrolero que están más cerca de áreas “densas” del espacio de productos. Tomemos el caso de Trinidad donde existen productos como maquinarias, químicos o incluso algunos productos intensivos en energía como papel, que están en áreas con mayor cantidad de bienes “cercaños”. El principal reto aquí es que éstos son sectores intensivos en capital y conocimiento. Por lo tanto, las políticas mencionadas con anterioridad son relevantes.

Incluso, dadas estas especificidades, el reto de política es aun mayor. Hausmann y Rodrik (2006) destacan que para que surja una nueva actividad es necesario que emerjan al mismo tiempo prácticas asociadas a ésta y relacionadas entre sí –tales como proveedores de bienes y servicios, capacitación para adquirir las destrezas necesarias, entre otros– las cuales requieren de una adecuada coordinación. Estas necesidades adicionales pueden significar un retraso o impedimento para que surja una nueva actividad, aun cuando el país cuente con las dotaciones y habilidades necesarias.

Más allá de esta falla de coordinación, los autores también destacan el problema de la especificidad de las necesidades de cada producto. Usando diversos ejemplos, enfatizan que la organización del mercado de un bien o servicio depende de la existencia de otros mercados que lo apoyen. Adicionalmente, cada uno de esos mercados requiere reglas y normas específicas que definan roles y responsabilidades; en otras palabras, el rol del gobierno puede ser incluso específico a cada mercado.

Tomemos un ejemplo de un bien bastante específico, como el zinc²⁸. La presencia del mineral no es el único requerimiento para desarrollar el mercado para este producto. En primer lugar está la normativa legal correspondiente al sector que, en el caso de Bolivia, no es solo el Código Minero; el sector está afectado también por leyes relacionadas al código tributario nacional y a las particulares del sector. Adicionalmente, está regido por el régimen ambiental, las normas de pro-

moción y protección de inversiones, las normas de fomento a las exportaciones y otras regulaciones, tanto específicas como generales. Además, el sector zinc necesita interactuar con el mercado eléctrico que, dado su tamaño, lo convierte en un actor importante en dicho mercado –donde incluso puede ser proveedor–, el mercado de agua y la infraestructura de transporte tanto interna como externa específica para este tipo de sector.

En suma, los diversos mercados en los que se apoya una nueva actividad pueden presentar especificidades y diferencias particulares en su organización y en sus costos de transacción, entre otros. De allí que las necesidades de intervención del gobierno también pueden ser específicas a cada uno. Sin embargo, pueden existir ciertas economías de escala y en la medida en que se generen intervenciones en sectores que están en “áreas densas” del espacio de productos, éstas pueden ser aprovechadas por otros sectores, mientras que si los sectores están en áreas despobladas, estas intervenciones sólo beneficiaran al sector y se requerirán mayores intervenciones del Estado. Esto implica una alta demanda de la calidad y cantidad de intervenciones del Estado.

Ello pone en evidencia el segundo factor que explica la poca diversificación alrededor de sectores tradicionales en la región: las intervenciones de políticas. Las experiencias en la región no son necesariamente positivas, bien sea por falta de ellas o por mal diseño. En el caso de Ecuador, Albornoz y Cuevas (2006) revisan las interrelaciones entre el sector petrolero y el resto de la economía. El análisis tiende a mostrar que las actividades de extracción, y más generalmente las del *upstream* petrolero, son más cercanas a la visión de un enclave dentro de la economía. Incluso, aunque a primera vista las actividades del *downstream*, incluyendo refinación y comercialización de petróleo, parecerían más propensas a generar mayor interacción y efectos mutuos con otros sectores, al revisar los sectores se encuentra que normalmente éstos son no transables: transporte, electricidad, e incluso el propio sector público. Detrás de esto está que la visión general en Ecuador hacia este sector ha sido precisamente la de enclave y no se han desarrollado políticas a su alrededor.

Por otra parte, en un trabajo reciente, Clemente y Manzano (2007) exploran el desarrollo de la industria conexas al petróleo. La mayoría de los trabajos acerca del tema se basan en multiplicadores extraídos de una matriz insumo–producto y encuentran impactos significativos del sector petrolero. Por ejemplo, Peraza (1999) encuentra que el multiplicador para las exportaciones petroleras en volumen es 1,28 y que el de la inversión es 1,36. Por otro lado, Clemente (2001) observa que los sectores con ventajas comparativas “reveladas” –es decir, aquellos que exportan– parecieran asociados al petróleo, pero éstos no han crecido.

En este sentido, el estudio de Clemente y Manzano aborda las relaciones entre el sector petrolero y el manufacturero, estimando el impacto sobre la productividad del segundo el estar asociado al primero. Para tal fin, utilizan encuestas industriales y calculan los determinantes de la productividad. Desde el punto de vista de los sectores que demandan del sector petrolero, encuentran que la relación de demandante del sector petrolero tiene efectos negativos a nivel de planta. Este resultado es robusto. Por otro lado, aunque menos robustos, también existen efectos negativos de venderle al sector petrolero²⁹. Los autores también investigan los *spillovers* de productividad, es decir, si estos efectos son transmitidos a otros sectores productivos y encuentran un efecto robusto de *spillover* negativo de aquellos sectores que venden al sector petrolero hacia los sectores encadenados a ellos “aguas abajo”, es decir, hacia sus compradores y otros eslabones de esas cadenas.

Detrás de estos resultados están decisiones de política. En primer lugar están los precios subsidiados en el mercado interno, lo que demuestra que la política de precios aplicada genera incentivos equivocados, en tanto provoca un uso ineficiente del recurso por parte los productores. Además, existen efectos negativos de ser oferente al sector industrial. Durante el período estudiado estuvieron en vigencia distintas políticas que obligaban a la compra de productos venezolanos por parte del sector público, siendo el sector petrolero en Venezuela en su mayoría público. Estas políticas de compra generaron pocos incentivos para que los proveedores mejoraran su productividad.

Este tipo de intervenciones está lejos de lo que hoy en día se considera una política industrial moderna. Hausmann y Rodrik (2003) presentan una “nueva” perspectiva del desarrollo económico basada en la idea de que los países necesitan identificar las áreas productivas en las que sobresalen para posibilitar su desarrollo³⁰. Este aprendizaje representa un desafío clave en el proceso de transformación hacia una economía moderna, debido a que las decisiones de inversión que cada país tome hoy tendrán un gran impacto en sus patrones futuros de especialización productiva y de crecimiento.

Los planteamientos de Hausmann y Rodrik (2003) acerca de las dificultades del auto-descubrimiento se apoyan en las siguientes tres proposiciones: la primera es que hay un elemento amplio de incertidumbre respecto a los bienes y servicios que un país puede producir exitosamente una vez que el análisis se mueve más allá de los grandes agregados, tales como manufacturas o trabajo-intensivos, hacia productos más específicos. La segunda proposición

29 Los autores argumentan que para los sectores que venden al sector petrolero sólo tienen datos a nivel de sector y no de planta, lo que puede explicar que los resultados no sean tan robustos.

30 Ver Mukand y Rodrik (2002) para un análisis del aprendizaje del entorno institucional adecuado a las condiciones domésticas.

que presentan los autores es que existen dificultades de diversa índole involucradas en la importación de tecnologías, ya que su adaptación requiere de ingenio doméstico³¹. Finalmente, el último argumento que presentan es que la imitación doméstica procede de manera muy rápida una vez que las dificultades anotadas en las primeras dos proposiciones son superadas, dejando atrás las rentas anteriores.

En otro trabajo reciente, Hausmann y Rodrik (2006) destacan que para que surja una nueva actividad también es necesario que emerjan al mismo tiempo prácticas asociadas a ésta y relacionadas entre sí –tales como proveedores de bienes y servicios, capacitación para adquirir las destrezas necesarias, entre otros– las cuales requieren de una adecuada coordinación. Estas necesidades adicionales pueden significar un retraso o impedimento para que surja una nueva actividad, aun cuando el país cuente con las dotaciones y habilidades necesarias.

Todo esto justifica la intervención del Estado. Sin embargo, al revisar la experiencia de varios países del mundo, Rodrik (2004) destaca que las políticas adoptadas deben estar dirigidas exclusivamente a actividades innovadoras y que el apoyo público debe procurar efectos derrame positivos sobre otras actividades. Las políticas sectoriales, por tanto, deben ser de naturaleza transversal, lo cual se logra si éstas se diseñan expresamente para corregir las fallas de mercado, sin discriminación por tipo de sectores, y favoreciendo varias actividades productivas al mismo tiempo. Asimismo, este autor destaca la importancia de elegir una variable que mida el éxito de las políticas adoptadas y que sean temporales. No obstante, en su trabajo más reciente Hausmann y Rodrik (2006), reconocen que quizás el Estado también deba antever la provisión de bienes públicos específicos a ciertos sectores.

Al comparar las intervenciones que hemos descrito en Venezuela, que en realidad son similares a las de otros países, vemos que están lejos de las propuestas de Rodrik (2004) y Hausmann y Rodrik (2006). En general, las intervenciones no atienden a la innovación. Por otro lado, no tienen indicadores de desempeño ni criterios de temporalidad.

En resumen, al ver las oportunidades del sector para generar nuevas actividades económicas, los retos son importantes. En primer lugar, es importante generar el ambiente adecuado para el surgimiento de nuevas actividades: en particular generar el “capital de conocimiento necesario”. Más allá de esto, el sector presenta requisitos bastante específicos y que, por lo tanto, no pueden ser aprovechados por otras actividades. Dado que el surgimiento de nuevas actividades puede ser menor al óptimo social, en circunstancias normales la presencia de especificidades puede hacer que el mismo sea in-

31 Como argumentan los autores, no existe lo que podríamos definir como tecnologías *off-the-shelf*, es decir, tecnologías que puedan “tomarse de la estantería” y aplicarse directamente al proceso productivo local.

cluso menor. Esto implica un desafío de políticas importante, porque se requiere la intervención del Estado para poder impulsar el surgimiento de nuevas actividades y la experiencia en la región en temas de intervenciones no ha sido positiva, en particular, en aquella referida a los sectores vinculados al sector de hidrocarburos.

Conclusiones

Tradicionalmente se ha considerado al sector de hidrocarburos como un obstáculo al crecimiento. Esto no es necesariamente cierto. Como argumentan Meller *et al.* (2007b), Noruega fue un país que se benefició enormemente del descubrimiento de petróleo. Sin embargo, el sector hidrocarburos representa un reto de políticas importantes para la región, si se quiere que éste forme parte de una agenda de desarrollo. Los retos se derivan de dos factores: de sus interrelaciones macroeconómicas y de su interrelación con el sector productivo.

Con respecto al primer tema, es evidente que el principal reto está en reducir la transmisión de la volatilidad observada en los precios del bien al interior de las economías domésticas. En este sentido, es importante entender los canales de transmisión. Estos canales se pueden resumir en dos: la política fiscal y la política monetaria–financiera.

Con respecto a la política financiera resulta fundamental impulsar la profundización y desarrollo del sistema financiero. La política monetaria tendrá poco o ningún impacto en evitar la transmisión de los choques de los precios del petróleo al interior de los países de la región en un contexto de mercados financieros poco desarrollados. Aunque ha habido importantes avances en esta área, todavía quedan problemas por resolver.

En términos de la política fiscal, la evidencia indica que el principal obstáculo es la falta de institucionalidad para mantener la disciplina fiscal. Aunque existen mecanismos como los fondos de estabilización, las reglas de balance estructural, entre otros, pareciera que éstos no son efectivos cuando no existen dichas instituciones. Es evidente que la región incluso tiene deficiencias al tener poca o ninguna experiencia con los mecanismos de estabilización fiscal mencionados. Sin embargo, existen importantes mejoras en las instituciones presupuestarias que mejorarían el manejo de los recursos.

Al analizar el segundo aspecto del rol del sector petrolero en el desarrollo –su interrelación con los otros sectores– básicamente podemos ver el tema desde dos perspectivas: su impacto en esos sectores y su potencial rol como generador de actividades conexas.

Al analizar el primer tema, vemos que la mayor parte de los impactos se pueden resumir en el tema de la volatilidad. Al traducirse la volatilidad de precios del sec-

tor en volatilidad en los precios relativos de las economías de la región, se generan distorsiones que pueden afectar la asignación de recursos en la economía. El hecho que este tema tenga tanta importancia refleja la imperiosa necesidad de colocarla dentro de los temas prioritarios en la agenda de políticas públicas.

Finalmente, al analizar el potencial del sector petrolero como núcleo de diversificación se aprecia que los retos de política son substanciales. El sector tiene una alta especificidad en sus insumos y habilidades requeridas, lo que hace que los mismos no puedan ser aprovechados fácilmente por otros sectores. Esto implica que los retos normales de una política pública de generar un ambiente adecuado para el descubrimiento de nuevas actividades así como para su promoción, se ven aumentados por esta circunstancia. Por lo tanto, se requiere pensar cuidadosamente cuál debe ser el rol del Estado en países donde el sector hidrocarburos tiene un peso importante.

En resumen, el sector hidrocarburos puede ser una pieza fundamental del desarrollo de los países andinos. Sin embargo, esto implica replantear su rol. En lugar de verlo como un sector aislado, tiene que incorporarse al proceso de desarrollo. No obstante, lograr esto requiere una serie de intervenciones en diversos ámbitos de las políticas públicas: fiscal, financiera, descentralización, político sectorial, entre otros. A primera vista, parecería que ante los retos es mejor plantearse una visión de enclave. Sin embargo, la experiencia de la región con este enfoque no parece haber dado resultados en términos de crecimiento y bienestar.

Referencias bibliográficas

- Acemoglu, Daron (1998). *Why Do New Technologies Complement Skills? Directed Technical Change and Wage Inequality*, Quarterly Journal of Economics, volume 113, pp. 1055–1089.
- Aizenman, J. y Hausmann, R. (2000). *Exchange Rate Regimes and Financial-Market Imperfections*. Working Paper N° W7738. Cambridge: National Bureau of Economic Research.
- Albornoz, V. y Cuevas, S. (2006). El sector petrolero en el Ecuador y su potencial de crecimiento. Manuscrito. Corporación Andina de Fomento.
- Alborta, P. (2005). Régimen de Transferencias Intergubernamentales para las Autonomías Regionales. Manuscrito. Bolivia.
- Alesina, A., Hommes, R., Hausmann, R. y Stein, E. (1998). *Budget Institutions and Fiscal Performance in Latin America*. (Working Paper N° 394). Washington, D.C: Oficina del Economista Jefe, Banco Interamericano de Desarrollo.
- Badiola, M., Esquivar, A. y Manzano, O. (2007). Impacto del sector petrolero en las decisiones de educación en Venezuela a nivel municipal. Manuscrito. Caracas: Universidad Católica Andrés Bello.
- Balducci, E. y Manzano, O. (2007). Explotación de recursos naturales y su impacto sobre la acumulación de capital humano a nivel de regiones en Venezuela. Manuscrito. Caracas: Universidad Católica Andrés Bello.
- Besfamille, M., Grosman, N. y Manzano, O. y Sanguinetti, P. (2007). *Public expenditure smoothing at the subnational level: Evidence from Argentina*. Manuscrito. Universidad Torcuato Di Tella.
- Bleakley, H. (2003). Descalce de plazos y crisis financiera: evidencias en las empresas de América Latina en Revista Perspectivas, 1(2), 9–27.
- Blomström, M. y Kokko, A. (2002). *From natural resources to high-tech production: the evolution of industrial competitiveness in Sweden and Finland*. Manuscrito. Stockholm: School of Economics.
- Braun, M. y Hausmann, R. (2002). *Financial Development and Credit Crunches: Latin America and the World* en World Economic Forum, 2002: “The Latin American Competitiveness Report 2001–2002”. New York: Oxford University Press.
- Caballero, R. (2000). *Macroeconomic Volatility in Latin America: A View and Three Case Studies*. (Working Paper N° W7782). Cambridge: National Bureau of Economic Research.
- Caballero, R. y Krishnamurthy, A. (2000). *Dollarization of Liabilities: Underinsurance and Domestic Financial Underdevelopment*. (Working Paper N° W7792). Cambridge: National Bureau of Economic Research.

- Caballero, R., Engel, E. y Haltinwanger, J. (1995). *Plant Level Adjustment and Aggregate Investment Dynamics*, Brookings Papers on Economic Activity, 2 (1995), 1–40.
- Calvo, G. y Reinhart, C. (2001). *Fear of Floating*, Manuscrito. Universidad de Maryland.
- Castilla, L. e Hidalgo, M. (2006). Crédito doméstico al sector productivo: restricciones y vulnerabilidades del sistema financiero en América Latina en Corporación Andina de Fomento, Desafíos financieros y macroeconómicos en América Latina. Caracas: CAF.
- Castilla, L., Jaramillo, F. y Manzano, O. (2004). Sostenibilidad Fiscal en la Región Andina: políticas e instituciones. Caracas: Corporación Andina de Fomento.
- Clemente, L. (2001). *The International Competitiveness Dynamic and the Economic Progress in Venezuela*. Trabajo en presentado el “Arturo Usalar Pietri Chair” en la Universidad Metropolitana. Caracas.
- Clemente, L. y Manzano, O. (2007). Sector Industrial y Petróleo en Venezuela. Manuscrito. Corporación Andina de Fomento.
- Clemente, L., y Puente, A. (2001). Choques Externos y Volatilidad en Venezuela, Documento de Trabajo. Corporación Andina de Fomento. Disponible en http://www.caf.com/attach/4/default/ChoquesExternosyVolatilidadenVenezuela_Clemente.pdf
- Corden, W., Neary, M y Neary, P. (1982). *Booming Sector and De-Industrialization in a Small open Economy*. The Economic Journal, 92, 825–848.
- Corporación Andina de Fomento, CAF (2006). Camino a la transformación productiva en América Latina. Caracas: Oficina de Políticas Publicas y Competitividad, Corporación Andina de Fomento.
- Corporación Andina de Fomento, CAF (2007). Oportunidades en América Latina: Hacia una mejor política social. Caracas: Oficina de Políticas Publicas y Competitividad, Corporación Andina de Fomento.
- Corporación Andina de Fomento, CAF (2007b). *Innovation Shortfall*. Manuscrito no publicado.
- Davis, G. (1997). *Learning to Love the Dutch Disease: Evidence from Mineral Economies*. World Development, 23, 1765–1779.
- Dixit A. K. y Pindyck, R. (1994). *Investment under Uncertainty*. Princeton, NJ: Princeton University Press.
- Eichengreen, B. y Hausmann, R. (1999). *Exchange Rates and Financial Fragility*. (Working Paper N° W7418). Cambridge: National Bureau of Economic Research.
- Eifert, B., Gelb, A. y Borje Tallroth, N. (2002). *The Political Economy of Fiscal Policy and Economic Management in Oil-Exporting Countries* (Policy Research Working Paper N° 2899). Washington, DC: Banco Mundial.

- Elberg, A. y Velasco, A. (2006). Volatilidad macroeconómica en los países andinos: hechos estilizados y opciones de política en Corporación Andina de Fomento, Desafíos financieros y macroeconómicos en América Latina. Caracas: CAF.
- Engel, E y Valdez, R. (2000). *Optimal Fiscal Strategy for Oil Exporting Countries*. (IMF Working Paper N° WP/00/118). Washington D.C.: Fondo Monetario Internacional.
- Fernández, A., Gómez, J. y Manzano, O. (2005). *Intergenerational accounting of oil wealth in Venezuela*. Manuscrito. Corporación Andina de Fomento.
- Figuera, A., Manzano, O. y Paduea M. (2007). Impacto del sector petrolero en las restricciones y expansiones del Crédito en Venezuela. Manuscrito. Caracas: Universidad Católica Andrés Bello.
- Fondo Monetario Internacional (FMI). (2004). Estadísticas Financieras Internacionales, [archivo electrónico de datos]. Washington, D.C.
- Gavin, M. y Perotti, R. (1997). *Fiscal Policy in Latin America*. En Bernake B (Eds.). (1997), NBER Macroeconomics Annual 1997. MIT Press, Cambridge.
- Hausmann, R. (2001). *Dealing with terms-of-trade volatility*. Trabajo presentado en el seminario Volatilidad Externa y Competitividad en la Región Andina, Center for International Development, Harvard, mayo 2001.
- Hausmann, R. y Bailey K. (2007). *The Structure of the Product Space and the Evolution of Comparative Advantage*. Manuscrito. Harvard University.
- Hausmann, R. y Rodrik, D. (2003). *Economic Development as Self-Discovery* en Journal of Development Economics 72(2), 603–633.
- Hausmann, R. y Rodrik, D. (2006). *Doomed to Choose: Industrial Policy as Predicament* Manuscrito. Harvard University.
- Hausmann, R., y Rigobón, R. (2003). *An Alternate Interpretation of the Resource Curse: theory and policy implications*. (Working Paper N° 9424). Cambridge, MA: National Bureau of Economic Research.
- Herbertson, T., Skuladottir, M. y Zoega, G. (1999). *Three Symptoms and a Cure, A Contribution to the Economics of the Dutch Disease*. Manuscrito no publicado, presented at the Latin American and Caribbean Economics Association Meetings in Santiago, Chile.
- Krugman, P. (1987). *The Narrowing Moving Band, Dutch Disease and the Competitive Consequences of Mrs. Thatcher: Notes on Trade in the Presence of Dynamic Scale Economies*, Journal of Development Economics, 27, 41–55.
- Lane, P. and Tormell, A. (1998). *Are Windfalls a Curse? A Non-Representative Agent Model of the Current Account*. (Working Paper N° 4839). Cambridge, MA: National Bureau of Economic Research.

- Lederman, D. y Maloney, W. (2003). *Trade Structure and Growth*, (Policy Research Working Paper N° 3025). Washington, D.C.: Banco Mundial.
- Maloney, W. (2003). *Missed Opportunities: Innovation and Resource-Based Growth in Latin America*, Economía, Vol. 3(1), 111–151
- Maloney, W. y Rodríguez–Clare, A. (2005).- *Innovation Shortfalls*, Manuscrito. Banco Mundial.
- Manzano, O. (2002). Vulnerabilidad externa y volatilidad económica. En Corporación Andina de Fomento (2002), *Temas Críticos para el Desarrollo de América Latina*, Ediciones CAF, Caracas.
- Manzano, O. (2005). Recursos Naturales y Crecimiento en América Latina, Trabajo presentado como parte de los requisitos para ascender en el Escalafón a Profesor Agregado, Universidad Católica Andrés Bello, Caracas.
- Manzano, O. y Sierralta, I. (2007). Entendiendo el financiamiento del Gasto Social en América Latina. Manuscrito no publicado. Corporación Andina de Fomento.
- Manzano, O., Suju, M. y Velasco, J. (2007). Impacto de las restricciones y expansiones del Crédito a nivel regional en Venezuela en las decisiones de inversión del sector manufacturero. Manuscrito. UCAB, Caracas.
- Marshall, J. y Montalvo, D. (2007). Políticas, instituciones y sociedad en el desarrollo de Australia entre 1983 y 2006. Manuscrito no publicado, Universidad de Chile.
- Meller, P., Liberman, A. y Rappoport, D. (2007). Perspectiva Económica de Finlandia. Manuscrito no publicado, Universidad de Chile.
- Meller, P., Liberman, A. y Rappoport, D. (2007b). Perspectiva Económica de Noruega. Manuscrito no publicado, Universidad de Chile.
- Peraza, J. (1999). Análisis de Algunos Aspectos de la Economía Venezolana usando modelos Insumo–Producto. Manuscrito. Oficina del Economista Jefe, Petróleos de Venezuela (Pdvs).
- Pineda, J. (2006). Dinámicas de convergencia en la Comunidad Andina en Revista Perspectivas, 3(2),173-194.
- Rodrik, D. (2004). *Growth Strategies*. En P. Aghion, P. y Durlauf, S. (Eds.) (2005), *Handbook of Economic Growth, IA*, North-Holland.
- Sachs, J. y Warner, A. (1995). *Natural Resource Abundance and Economic Growth*. (Working Paper N° 5398). Cambridge: National Bureau of Economic Research.
- Sachs, J. y Warner, A. (1997). *Natural Resource Abundance and Economic Growth*. Manuscrito no publicado. Cambridge: CID–Harvard.

- Salter, W.E.G. (1959) *Internal and External Balance: The Role of Price and Expenditure Effects*, *Economic Record*, 53, 226–238.
- Sansing, R. (1993). *A note on alternative petroleum taxation*, *Resource and Energy Economics*, 15(2), 243-246.
- Stijns, J.P. (2003) *An Empirical Test of the Dutch Disease Hypothesis Using a Gravity Model of Trad.* Manuscrito no publicado. University of California, Berkeley.
- Talvi, E. y Vegh, C. (2000). *Tax Base Variability and Procyclical Fiscal Policy*, (Working Paper N° W7499). Cambridge: National Bureau of Economic Research.
- Wright, G. y Czelusta, J. (2002). *Resource-based growth past and present*. Manuscrito no publicado. Stanford University.

*El desarrollo sustentable: análisis de los temas ambientales,
sociales e indígenas relacionados con el sector hidrocarburos*

*Walter Arensberg, Alan Dabbs, Guillermo Espinoza,
Dianna Moyer y Edwin Piedra²*

El desarrollo sustentable: análisis de los temas ambientales, sociales e indígenas relacionados con el sector hidrocarburos¹

Walter Arensberg, Alan Dabbs, Guillermo Espinoza,
Dianna Moyer y Edwin Piedra²

Introducción

América Latina posee casi 290.000 millones de barriles de reservas de gas y petróleo, monto que posiciona a la región en el segundo lugar del mundo, detrás del Golfo Pérsico. El 91% de estas reservas se encuentra en cinco países de la región andina (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela) con una producción que constituye el 8% de las exportaciones mundiales de petróleo. Sin embargo, actualmente los países solo extraen un 5% de sus reservas por año, cifra que revela que la relación entre producción y reservas está entre las más bajas del mundo. Con la creciente demanda de petróleo y gas en el ámbito global por parte de países como China, India y Estados Unidos, más la inestabilidad política del Medio Oriente, se ha producido en la región andina un auge de interés en cerrar esta brecha e intensificar la exploración y explotación de los recursos hidrocarbúrferos.

Una mayor explotación de estos recursos podría traer importantes beneficios a los países de la región. En Bolivia, Colombia y Ecuador, el sector representa más del 20% de las exportaciones de dichos países. También constituye una contribución importante al PIB de Bolivia (19%), Colombia (7,2%), Ecuador (12,2%) y Venezuela (12%). En Perú, el porcentaje (1,4%) es más bajo, dado que este país recién empieza a explotar sus yacimientos de gas y a exportar su producción.

En todas las naciones las rentas (regalías e impuestos) derivadas del sector petrolero contribuyen significativamente a sus presupuestos nacionales situación que es notable en Ecuador (18%) y en Venezuela (9%). Un aumento marcado en la actividad del sector permitiría ampliar la oferta energética de los países y crear las bases para un mayor crecimiento económico y generar ingresos de rentas que podrían ser dirigidos a obras de infraestructura pública, programas sociales y otros gastos en bienes públicos que encaminarían a los países hacia un desarrollo más sustentable.

¹ Este capítulo está basado en un *working paper* de los mismos autores.

² Walter W. Arensberg, coordinador del Proyecto de *Social Capital Group LLC*, correo electrónico: Warenberg@aol.com; Alan Dabbs, especialista en Análisis y Gestión de Riesgo Social de *Social Capital Group LLC*; Guillermo Espinoza, coordinador del área de Sustentabilidad Ambiental y Social del Centro de Estudios para el Desarrollo en Chile (CED), correo electrónico: gspinoza@ced.cl; Dianna Moyer, consultora del BID, y Edwin Patricio Piedra Jácome, consultor.

Esta visión de desarrollo no es de fácil ejecución debido a que existen cuestiones de política y regulación sectorial, apertura de mercados, capacidad institucional, infraestructura básica, innovación tecnológica y reforma laboral, entre otras, que tendrán que abordarse para atraer mayor inversión hacia el sector y crear las bases de estabilidad política y económica que permitan su desenvolvimiento en el largo plazo. La resolución de estos temas depende de consensos políticos, de altos niveles de colaboración pública–privada, de mejoras en la capacidad de gestión del sector gubernamental, de capacitación técnica y de un adecuado flujo de financiamiento público y privado.

Además, para que el sector contribuya concretamente al desarrollo sustentable deberá superar una serie de obstáculos de índole ambiental y social, que hasta ahora han complicado su evolución. En los últimos años, la expansión de la industria de gas y petróleo en las regiones tropicales del mundo –incluyendo la región andina– ha generado conflictos ambientales y sociales, especialmente con las comunidades indígenas. Estos problemas tienen diferentes raíces, algunas más profundas que otras. Algunos nacen de la naturaleza misma de los ecosistemas frágiles de estas regiones otros tienen que ver con la creciente movilización de grupos sociales afectados por la explotación de los recursos, hay también los atribuibles al comportamiento de las empresas petroleras y también existen algunos producidos por fallas en la planificación y gestión del sector por parte de las autoridades públicas.

Además, muchos grupos están convencidos de que los beneficios de la riqueza de los hidrocarburos no se extienden a los más afectados por su utilización y que se requiere de un nuevo pacto social sobre el destino de los beneficios públicos derivados del desarrollo del sector. Sin movilizar la voluntad política e institucional para abordar estos temas, profundizar los procesos democráticos y fortalecer la gobernabilidad de las sociedades, no se podrá esperar que el sector hidrocarburo contribuya de mayor manera al desarrollo sustentable de la región.

Aspectos generales que afectan la gestión ambiental y social del sector de hidrocarburos

Incorporación del concepto de desarrollo sostenible a la agenda pública

Durante los últimos 30 años se ha producido, a escala global, una serie de cambios y tendencias relacionadas con el trato de cuestiones ambientales, sociales e indígenas que afecta el contexto en que opera el sector hidrocarburos, tanto en la región andina como en otras partes del mundo. Estas tendencias forman un marco de referencia indispensable para comprender y analizar la actual situación del sector en la región. Su presencia no es uniforme ya que se manifiesta de distintas formas y en distintos niveles de profundidad.

Sin embargo, en términos generales, se puede afirmar que han generado una variedad de cambios que afectan la conducta del sector. Como resultado de ellas, se generan nuevas instituciones públicas de gestión ambiental, más políticas y regulaciones, nuevos movimientos sociales y organizaciones de acción cívica, cambios en las exigencias que condicionan el financiamiento internacional y transformaciones en el comportamiento corporativo de las empresas privadas. A continuación, se analizan aquellas tendencias que influyeron marcadamente sobre el contexto en el que se desenvuelve el sector.

En el transcurso de los últimos años, el concepto de desarrollo sostenible ha sido aceptado como principio básico de la agenda pública, tanto a escala internacional como en el ámbito de los países de la región. Su aceptación no fue del todo universal y en muchos casos debe considerársela como apenas incipiente y frágil, limitándose a la retórica política sin traducirse en programas concretos. Pese a esta salvedad, no cabe duda de que el concepto ha influido en la discusión sobre el desarrollo y se ha implantado como criterio fundamental en la formulación de políticas y programas de desarrollo.

El concepto nace en la Conferencia sobre Medio Ambiente Humano de la Organización de Naciones Unidas (ONU) celebrada en Estocolmo en 1972, a raíz del debate norte/sur sobre la relativa prioridad que debería dársele a la protección ambiental en las estrategias de crecimiento económico de los países en vías de desarrollo. Años después de esta reunión se creó la Comisión Brundtland con el fin de reconciliar posiciones opuestas y analizar la interdependencia del desarrollo económico, la calidad del medio ambiente y el manejo de recursos naturales. En 1987, la Comisión planteó las bases para el concepto de desarrollo sostenible en su informe *Nuestro Futuro Común*. Es aquí donde se elabora la conceptualización de un desarrollo que, mediante una mayor integración de prioridades económicas, ambientales y sociales, evitaría el desgaste irreversible del capital natural y la disminución de oportunidades de desarrollo para generaciones futuras.

Esta formulación del concepto quedó consagrada en la Conferencia Mundial sobre Medio Ambiente y Desarrollo realizada en Río de Janeiro en 1992. Esta Conferencia se puede considerar no sólo como el momento en que se prioriza el tema de medio ambiente en la agenda internacional, sino también como el instante en que se empieza a profundizar sobre una variedad de temas sociales relacionados a la pobreza y equidad social. Por un lado, en ella se generaron acuerdos ambientales como la Convención sobre la Biodiversidad y la Convención sobre Cambio Climático. Por otro, se adquirieron compromisos con la suscripción de la Agenda 21 que abarcó cuestiones de bienestar social, educación pública, desarrollo rural, vivienda, salud, género, derechos humanos y la reivindicación cultural y territorial de poblaciones indígenas. El proceso iniciado en esta convención se profundizó con una serie de acontecimientos internacionales

auspiciados por la ONU, incluyendo la afirmación de las Metas de Desarrollo para el Milenio, resultado de la Cumbre del Milenio (2000) y la Conferencia Internacional sobre Financiamiento del Desarrollo de Monterrey, México (2002). La culminación del proceso se produjo con la reunión de la Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sostenible de Johannesburgo de 2002, aunque posteriormente se han celebrado otras reuniones sobre temas ambientales y sociales en el ámbito internacional y regional.

La importancia de este proceso para la gestión ambiental y social del sector hidrocarburo en la región andina se manifiesta de varias formas. En primer lugar, muchos de los conceptos, las políticas y las estrategias planteadas en estos foros se han plasmado al nivel de política pública. Los gobiernos latinoamericanos participaron plenamente en estos procesos mediante: i) la elaboración de sus agendas; ii) la negociación de posiciones, y iii) la suscripción de los acuerdos derivados de ellos.

Además han hecho suyo el tema en sus propias reuniones, como la Cumbre Hemisférica de Desarrollo Sostenible de Santa Cruz, Bolivia (1996) y las Cumbres de las Américas iniciadas en 1994. En consecuencia, se ven –a escala regional y nacional– nuevas instituciones de gestión ambiental y políticas, y nuevos programas dirigidos a la implementación de los convenios sobre biodiversidad, cambio climático o la Agenda 21. Entre éstos figuran, a escala regional, la Estrategia Regional de Biodiversidad para los Andes Tropicales, numerosas iniciativas nacionales para la protección de bosques y oficinas encargadas de cuestiones relativas a la reducción de emisiones de carbono y el cambio climático.

En segundo lugar, con la mayor conciencia social sobre el tema aparecen numerosas organizaciones de la sociedad civil que abogan por la protección ambiental, los derechos indígenas y una mayor participación ciudadana en la toma de decisiones. Estos grupos y sus homólogos internacionales constituyen nuevos actores que influyen en los procesos políticos de los países y, en muchos casos, son los que presionan en contra de la explotación de los recursos de hidrocarburos en las áreas tropicales frágiles o en las zonas de poblaciones indígenas.

En resumen, puede concluirse que el concepto de desarrollo sostenible y el proceso que lo generó han transformado tanto el contexto en el que actúan las empresas de gas y petróleo, como las agencias públicas que las regulan y las comunidades y los actores sociales afectados por sus actividades de exploración y explotación. Como se ha señalado, esta conversión no siempre fue profunda y completa, pero sí se ve la presencia de sus elementos básicos en casi toda la región.

Crecimiento y consolidación de la gestión ambiental

Otro resultado del proceso de la Convención de Río es que se aceleró la implantación de la gestión ambiental como función del Estado en Latinoamérica. Aunque la presencia de los elementos básicos en materia ambiental comenzó a verse como responsabilidad pública a partir de la década de los sesenta, fue en los años ochenta y noventa cuando tomó verdadera fuerza. Hoy en día, la gran mayoría de los países de América Latina y el Caribe cuenta con una amplia institucionalidad ambiental.

Muchas de las constituciones de los países reconocen el derecho a un medio ambiente sano y también existe una amplia legislación a nivel nacional y sectorial sobre la protección ambiental y el manejo de recursos naturales, que se implementa por medio de diversos organismos gubernamentales en el ámbito ejecutivo, departamental y municipal. Los países disponen, además, de una gama de políticas e instrumentos de gestión, ya sean de comando y control o incentivos económicos. Éstos incluyen requisitos de planificación, permisos ambientales, estándares y normas, multas y cobros por contaminación y exigencias sobre la preparación de Estudios de Impacto Ambiental (EIA). Aunque el ejercicio de la gestión sufre de vacíos y falencias y su efectividad varía de país en país, no cabe duda de que la legislación básica y las estructuras necesarias para llevarla a cabo ya existen en casi todos los países de América Latina y el Caribe.

Esta institucionalidad formalmente constituida también se ve en la región andina. En Colombia, Ecuador y Venezuela, las leyes de base sobre medio ambiente datan de mediados de los setenta, mientras que en Bolivia y Perú se promulgaron a principios de los noventa. En las constituciones de Colombia (1991), Perú (1993) y Ecuador (1998) se encuentran artículos y disposiciones explícitamente orientados a la promoción del desarrollo sostenible, al derecho a un medio ambiente sano, a la protección de la biodiversidad y el equilibrio ecológico, al fomento de la educación ambiental, a la protección de la Amazonía y al derecho de participación de la ciudadanía en decisiones que puedan afectar al medio ambiente.

Cada uno de los países también cuenta con su autoridad ambiental a nivel ejecutivo. En Ecuador y Venezuela se encuentran el Ministerio de Medio Ambiente y el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente, respectivamente. Estos organismos atienden el tema de medio ambiente y recursos naturales con exclusividad. El Ministerio de Desarrollo Sostenible y Planificación de Bolivia intenta lograr una mayor integración en el desarrollo económico de temas de desarrollo social, protección ambiental y conservación de recursos naturales. En Colombia, la jerarquía del tema se redujo al crearse un nuevo ministerio que integra funciones ambientales de la antigua institucionalidad con las de vivienda y desarrollo urbano, aunque la imple-

mentación de políticas y programas todavía corresponde a las corporaciones regionales. El Consejo Nacional del Ambiente (CONAM) de Perú representa un esquema de coordinación intersectorial que promueve la gestión ambiental por medio de las autoridades ministeriales de cada sector. En todos los casos se trató de descentralizar el desempeño de estas instituciones, aunque con muy diversos grados de éxito, destacándose las actividades de las corporaciones regionales en Colombia. Los países también cuentan con una variedad de regulaciones, procedimientos administrativos, instrumentos de gestión, requisitos de participación ciudadana e instancias judiciales dedicados a la protección ambiental y al manejo de recursos naturales.

En todos los países de la región se observa que la legislación ambiental se aplica claramente al sector de hidrocarburos, sea por medio de las autoridades ambientales o por aquellas que lo regulan directamente. Según un estudio desarrollado por el Programa de Apoyo a la Gestión del Sector Energético (ESMAP, por sus siglas en inglés) del Banco Mundial en 1999, *Environmental and Social Regulation of Oil and Gas Operations in Sensitive Areas of the Sub-Andean Basin, ESMAP Report 217/99, July 1999*, todos los países de la región cuentan con los requisitos legales, reglamentarios y ambientales necesarios para una adecuada gestión del sector.

El estudio indica que las legislaciones ambientales de Bolivia, Colombia, Perú y Venezuela tenían referencias directas sobre su aplicación al sector hidrocarburo, además de reglamentos referentes a estándares para el trato de factores como aire, agua y suelos. Además, que todos los países requieren de EIA para otorgar permisos de exploración y explotación y que las agencias de hidrocarburos, al igual que las ambientales, ejercen funciones de monitoreo y vigilancia relacionadas con el cuidado del medio ambiente en las operaciones de gas y petróleo.

Desde la publicación del estudio ESMAP, el marco para la gestión ambiental del sector no ha cambiado acentuadamente. Sigue siendo válida su conclusión central que, en términos formales, indica que los países cuentan con los elementos necesarios para gestionar las dimensiones ambientales del sector de forma adecuada. El informe señala que persisten problemas de financiamiento, capacidad institucional y personal técnico que reducen la efectividad de la implementación de programas de gestión ambiental, problemática que también fue comprobada en este estudio.

Avance de la agenda indígena

La tercera tendencia relevante para la gestión del sector es la globalización del tema de los derechos de los pueblos indígenas y la movilización a favor de su defensa en los países de la región. Durante las últimas décadas, la agenda indígena ha alcanzado un lugar central en la dinámica política y social de los países y es un factor crítico en cualquier negociación sobre el futuro desarrollo del sector.

En el ámbito mundial, la importancia de los derechos de los pueblos indígenas se expresa en declaraciones y acuerdos internacionales. Algunos de ellos tienen raíces en el concepto de desarrollo sostenible elaborado en el proceso de las cumbres descrito anteriormente. En su Principio 22, la Declaración de Río (1992) afirma la responsabilidad que tienen todos los gobiernos de reconocer y apoyar a los pueblos indígenas y sus comunidades en la defensa de su identidad, cultura e intereses y en asegurar su participación efectiva en la búsqueda del desarrollo sostenible.

Por su parte, el Capítulo 26 de la Agenda 21 establece en forma más detallada las bases para fortalecer el desarrollo de estas comunidades y, entre sus artículos destinados a la conservación de la biodiversidad y biotecnología, el Convenio sobre Biodiversidad garantiza los derechos de las comunidades indígenas a la propiedad intelectual de sus conocimientos tradicionales sobre usos de recursos naturales.

Otras declaraciones surgen de la creciente atención internacional a la protección de derechos humanos. En el ámbito de la Comisión Económica y Social de la ONU se estableció el Grupo de Trabajo sobre Poblaciones Indígenas (Resolución 1.982/34) que anualmente reúne a los representantes de grupos indígenas, las ONG y las organizaciones internacionales para intercambiar información y revisar la situación de derechos humanos en esta área.

En el plano internacional, la expresión más completa de la agenda indígena se encuentra en el Convenio N° 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) sobre Pueblos Indígenas y Tribales en Países Independientes. Los artículos del Convenio OIT 169 reconocen el derecho de los pueblos a conservar sus costumbres e instituciones y tomar sus propias decisiones sobre prioridades. Entre los aspectos que se reconocen explícitamente figuran: i) los derechos a la consulta previa con relación a proyectos que explotan el subsuelo propiedad del Estado en áreas de población indígena; ii) la participación en los beneficios de actividades de exploración y explotación de recursos naturales del subsuelo, y iii) una justa y consultada compensación por reasentamiento o daños causados por estas actividades. La OIT 169 también toca otros temas relacionados con empleo, salud y participación en procesos que afectan el bienestar y la cultura de comunidades indígenas.

El ejemplo más importante en el ámbito hemisférico es el proyecto de la Declaración Americana sobre Derechos de los Pueblos Indígenas, aprobada en 1997 por la Comisión Interamericana de Derechos Humanos de la Organización de Estados Americanos (OEA). La declaración aun no ha sido aprobada por la Asamblea General de este organismo, pero algunos de sus artículos tienen importantes implicancias para los derechos indígenas a la autonomía, a la participa-

ción en la toma de decisiones y al manejo de sus propios territorios y sus recursos naturales. El contenido del artículo XVIII, citado a continuación, destaca el alcance de la declaración con respecto a estos derechos:

“Sección Quinta. Derechos sociales, económicos y de propiedad

Artículo XVIII. Formas tradicionales de propiedad y supervivencia cultural.

Derecho a tierras y territorios

1. Los pueblos indígenas tienen derecho al reconocimiento legal de las modalidades y formas diversas y particulares de su posesión, dominio, y disfrute de territorios y propiedad.

2. Los pueblos indígenas tienen derecho al reconocimiento de su propiedad y de los derechos de dominio con respecto a las tierras, territorios y recursos que han ocupado históricamente, así como al uso de aquellos a los cuales hayan tenido igualmente acceso para realizar sus actividades tradicionales y de sustento.

3. i) Sujeto a lo prescripto en 3.ii.), cuando los derechos de propiedad y uso de los pueblos indígenas surgen de derechos preexistentes a la existencia de los Estados, éstos deberán reconocer dichos títulos como permanentes, exclusivos, inalienables, imprescriptibles e inembargables.

ii) Dichos títulos serán sólo modificables de común acuerdo entre el Estado y el pueblo indígena respectivo con pleno conocimiento y comprensión por éstos de la naturaleza y atributos de dicha propiedad.

iii) Nada en 3.i debe interpretarse en el sentido de limitar el derecho de los pueblos indígenas para atribuir la titularidad dentro de la comunidad de acuerdo con sus costumbres, tradiciones, usos y prácticas tradicionales; ni afectará cualquier derecho comunitario colectivo sobre los mismos.

4. Los pueblos indígenas tienen derecho a un marco legal efectivo de protección de sus derechos sobre recursos naturales en sus tierras, inclusive sobre la capacidad para usar, administrar, y conservar dichos recursos, y con respecto a los usos tradicionales de sus tierras, y sus intereses en tierras y recursos, como los de subsistencia.

5. En caso de pertenecer al Estado la propiedad de los minerales o de los recursos del subsuelo, o que tenga derechos sobre otros recursos existentes sobre las tierras, los Estados deberán establecer o mantener procedimientos para la participación de los pueblos interesados en determinar si los intereses de esos pueblos serían perjudicados y en qué medida, antes de emprender o autorizar cualquier programa de prospección, planeamiento o explotación de los recursos existentes en sus tierras. Los pueblos interesados deberán participar en los beneficios que reporten tales actividades, y percibir indemnización sobre bases no menos favo-

rables que el estándar del derecho internacional, por cualquier daño que puedan sufrir como resultado de esas actividades.

6. A menos que justificadas circunstancias excepcionales de interés público lo hagan necesario, los Estados no podrán trasladar o reubicar a pueblos indígenas, sin el consentimiento libre, genuino, público e informado de dichos pueblos; y en todos los casos con indemnización previa y el inmediato reemplazo por tierras adecuadas de igual o mejor calidad, e igual status jurídico; y garantizando el derecho al retorno si dejaran de existir las causas que originaron el desplazamiento.

7. Los pueblos indígenas tienen derecho a la restitución de las tierras, territorios y recursos de los que han tradicionalmente sido propietarios, ocupado o usado, y que hayan sido confiscados, ocupados, usados o dañados; o de no ser posible la restitución, al derecho de indemnización sobre una base no menos favorable que el estándar de derecho internacional.

8. Los Estados tomarán medidas de todo tipo, inclusive el uso de mecanismos de ejecución de la ley, para prevenir, impedir y sancionar en su caso, toda intrusión o uso de dichas tierras por personas ajenas no autorizadas para arrogarse posesión o uso de las mismas. Los Estados darán máxima prioridad a la demarcación y reconocimiento de las propiedades y áreas de uso indígena”.

En el ámbito de la región andina, los principios fundamentales de la reivindicación de los pueblos indígenas se ven reflejados en la legislación y las políticas de los países. Las cartas constitucionales de Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela otorgan derechos especiales a los pueblos indígenas en sus territorios y reconocen el carácter multiétnico y pluricultural de sus sociedades. Todos estos países son signatarios del Convenio OIT 169 y todos han tomado medidas para incorporar sus obligaciones en legislación, políticas, reglamentos y programas relacionados con comunidades indígenas.

El estudio ESMAP sobre regulación ambiental y social en la región sub-andina indica que las leyes y reglamentos en el sector hidrocarburo suelen incluir referencias y exigencias explícitas al derecho de consulta y participación de las comunidades indígenas en operaciones de gas y petróleo en sus territorios. En Colombia, se promulgó el Decreto 1.320/98, que intenta reglamentar la consulta con comunidades indígenas (y negras) para la explotación de recursos naturales. En Ecuador, se montó un proceso tripartito con el objetivo de llegar a un consenso para reglamentar la participación y la consulta en operaciones de gas y petróleo, mientras que en Perú se elaboró una Guía de Relaciones Comunitarias para orientar actividades en el sector.

Muchos de estos esfuerzos se han concretado aun más desde la publicación del estudio en agosto de 2002. Sin embargo, las expresiones legales a favor de los derechos de las comunidades indígenas no siempre se tradujeron a la práctica de manera efectiva. Aunque los países suelen tener los instrumentos necesarios para responder a los reclamos del creciente movimiento indígena, en muchos casos faltan la capacidad institucional y la voluntad política para llegar a soluciones duraderas.

En la región, la organización política de las comunidades indígenas también ha cobrado mucha fuerza. En todos los países hay agrupaciones de diversas comunidades y grupos étnicos pero, con relación a los hidrocarburos, la mayoría se origina en las sub-regiones amazónicas debido a que éstas suelen concentrar dicha actividad.

A nivel regional, la estructura del movimiento indígena es la Confederación de Organizaciones Indígenas de la Cuenca Amazónica (COICA), que reúne una serie de organizaciones nacionales como la Confederación de Pueblos Indígenas de Bolivia (CIDOB), la Confederación de Nacionalidades Amazónicas de Perú (CONAP), la Confederación de Nacionalidades Indígenas de la Amazonia Ecuatoriana (Confeniae) y la Organización de los Pueblos Indígenas de la Amazonia Colombiana (OPIAC), o la Asociación Interétnica de Desarrollo de la Selva Peruana (Aidesepe).

A estos grupos nacionales hay que agregarles el apoyo de las ONG internacionales, en muchos casos de origen norteamericano o europeo, como *Amazon Watch* o *Amazon Allianc* (OXFAM), entre otras. Por medio de sus lazos con las ONG de la región, estos grupos sirven de respaldo estratégico, asesoría legal, financiamiento, y comunicación y divulgación de información. Su presencia e influencia permite transformar desacuerdos o conflictos locales en intensos debates transnacionales que afectan la reputación de las empresas y complican el campo de acción de las partes directamente involucradas.

No todas las organizaciones indígenas asumen posiciones contestatarias frente a la actividad del sector de hidrocarburo. En Venezuela, por ejemplo, no suele existir oposición a la actividad debido quizás a la larga vocación petrolera del país y a que las concentraciones de comunidades indígenas no han coincidido en general con áreas de explotación. Por otro lado, en Ecuador, dentro de Confeniae, existen dos posiciones opuestas sobre el tema: i) los grupos en el sur del país que se oponen a la exploración y explotación del recurso y ii) los grupos en el norte, que favorecen la actividad del sector, pero con condiciones.

Los grupos del norte suelen ser aquellos que de alguna manera se han beneficiado con la actividad petrolera de la zona, a partir de las explotaciones de Texaco en los años setenta. Para los grupos del sur, uno de los motivos de su

oposición es el legado de nocivos pasivos ambientales y problemas de salud que, según se alega, fueron causados por el mal manejo de las primeras explotaciones en el área del norte. También se encuentran posiciones distintas entre Aide-sep y CONAP en Perú. El primero es renuente a aceptar la industria por sus malas prácticas y poca confiabilidad y el segundo está dispuesto a participar directamente en la industria, pero con condiciones.

Ante ello resulta difícil caracterizar las actitudes y posiciones de los distintos grupos sin referenciar casos puntuales. Sin embargo, un estudio reciente del ESMAP del Banco Mundial – Estudio Comparativo sobre la Distribución de rentas Petroleras en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú (p.39, *ESMAP Report* 304/05, agosto 2005)– ofrece un resumen de los puntos fundamentales de la agenda indígena, que resulta útil como orientación general. La OIT 169 sirve como punto de partida para todos, aunque algunos van más allá de sus artículos. Los siguientes reclamos parecen ser compartidos por todos:

- Garantía de acceso y control de los territorios que ocupan y usan tradicionalmente.
- Derecho a aprobación informada mediante consultas previas sobre actividades de desarrollo que pudieran afectar el uso de sus territorios y su acceso a los recursos naturales.
- Derecho a participar en los beneficios derivados de las actividades extractivas desarrolladas con su aprobación en sus territorios o en zonas de ocupación o uso de sus comunidades.
- Derecho y acceso a buenos servicios de salud, educación bilingüe e intercultural y educación superior.
- Reconocimiento a sistemas de justicia y derecho consuetudinario.
- Derecho al desarrollo sostenible de sus comunidades y acceso a los mercados.
- Derecho a la participación política y la representación en el ejercicio del poder gubernamental.

Estos principios sirven como marco de referencia para comprender las raíces de muchos de los conflictos que se suscitaron entre empresas de gas y petróleo y las comunidades indígenas. Se expresan en las grandes movilizaciones nacionales que conmueven los procesos políticos en Bolivia y Ecuador, y se encuentran en los conflictos que brotaron alrededor de casos más puntuales, como los de los Sarayacu, que resisten la exploración del Bloque 23 en el oriente ecuatoriano, o las

protestas contra el proyecto de gas de Camisea en el Bajo Urubamba de Perú. La discordancia que existe en la región respecto de la cuestión de las industrias extractivas refleja la falta de resolución del gran debate sobre estos puntos fundamentales de la agenda indígena, y obliga a una profunda reflexión de los problemas de gobernabilidad que aun persisten en muchos de los países.

Influencia de las instituciones internacionales de financiamiento del desarrollo

Las instituciones internacionales que financian el desarrollo en los países de la región también influyeron en la gestión ambiental y social del sector de hidrocarburos. La banca multilateral estableció reglas del juego, tanto por medio de sus programas con el sector público como por sus préstamos a operaciones del sector privado, que afectan el comportamiento de éstos.

De acuerdo a las nuevas corrientes internacionales, el Banco Mundial, el BID y la CAF –los tres bancos multilaterales que más influyen en la región– persiguen estrategias focalizadas en el desarrollo sostenible, promoviendo el crecimiento económico y la reducción de la pobreza de una forma ambientalmente sana y socialmente equitativa.

En sus diálogos de política con los gobiernos, sus estrategias de país y sus programas de préstamos, los organismos buscan impulsar inversiones que logren estos objetivos. Sus políticas de evaluación ambiental y social de proyectos también buscan reducir y mitigar la degradación ambiental y el mal manejo de recursos naturales, además de los efectos negativos que sus operaciones puedan tener sobre las poblaciones involucradas, las comunidades indígenas, los derechos humanos, la cultura, la adecuada compensación de poblaciones reasentadas, las cuestiones de género o las condiciones laborales. Junto con las exigencias sobre participación y consulta con grupos afectados, la imposición de requisitos de análisis y mitigación de impactos ambientales y sociales tiene como objetivo mejorar la calidad de proyectos y reducir los riesgos derivados de estos impactos.

En el caso de los países de la región andina, por ejemplo, el BID ha apoyado una variedad de iniciativas destinadas a mejorar la gestión ambiental. Esta institución financió cooperaciones técnicas de fortalecimiento institucional para el CONAM en Perú y para los ministerios de medio ambiente de Bolivia, Colombia y Ecuador. También impulsó la evaluación de los sistemas de estudio de impacto ambiental en estos países. En Ecuador se está desarrollando un novedoso estudio ambiental estratégico que permitirá definir un marco para la toma de decisiones para el futuro desarrollo de la región oriental. También participó en el financiamiento de la Estrategia Regional para Conservación de la Biodiversidad en la Región Andina, impulsada por la Convención Andina.

Los programas del BID, el Banco Mundial y la CAF también han buscado mejorar las condiciones de vida de las comunidades indígenas y apoyar el fortalecimiento de sus organizaciones representativas. Ambas instituciones financiaron múltiples proyectos en la región dirigidos a estos fines y están promoviendo nuevas políticas institucionales que reflejan los principios enunciados en la Convención OIT 169.

La participación de los bancos en el financiamiento de proyectos privados en el sector hidrocarburo también sirvió para mejorar los procesos de planificación y la gestión de impactos ambientales y sociales. En la planificación para el Gasoducto Brasil–Bolivia se enmarcó dentro de un estudio ambiental estratégico que permitió analizar sus efectos acumulativos a nivel regional y también se estructuró sobre la base de un amplio proceso de consulta comunitaria que orientó el diseño de soluciones de mitigación y monitoreo con la participación de las comunidades indígenas afectadas por el gasoducto.

En el caso del proyecto Camisea³, la participación de las agencias multilaterales presionó al Consorcio TGP para que mejorara su cumplimiento con requisitos de mitigación ambiental. También permitió concretar la legalización de áreas protegidas de importancia para comunidades indígenas, llevó a la estructuración de un fondo de desarrollo social, condujo a un proceso más amplio de participación y monitoreo público y apoyó el fortalecimiento de la coordinación interinstitucional por parte del gobierno peruano. Aunque ambos casos generaron controversias y protestas, es indiscutible que las políticas y los requisitos ambientales y sociales de los bancos internacionales de desarrollo impulsaron mejoras en el diseño y la ejecución de los proyectos.

La influencia de las salvaguardas ambientales y sociales del Grupo del Banco Mundial –en particular, de su Corporación Internacional Financiera– se demuestra notablemente con la suscripción de los llamados Principios de Ecuador por parte de más de 30 instituciones financieras privadas, entre las que se incluyen: Banco de América, HSBC, BBVA, ING Bank y JP Morgan Chase. Al adoptar estos principios, las instituciones se comprometen a exigir que sus prestatarios cumplan con exigencias ambientales y sociales similares a las de la Corporación.

También es importante destacar dos iniciativas del Banco Mundial que surgieron de la problemática conflictiva de los sectores minas e hidrocarburos. La primera analizó el rol del Banco Mundial en la industria extractiva a escala global y la segunda abarcó la industria de gas y petróleo en la región andina. Ambas iniciati-

³ El proyecto Camisea consiste en la explotación de reservas de Camisea (yacimientos de gas de San Martín y Cashiriari en Perú), la construcción y operación de dos ductos, un gasoducto para gas natural y un poliducto para líquidos de gas natural y la red de distribución para gas natural en Lima y Callao.
Para mayor información ver: <http://www.camisea.com.pe/esp/project.asp>

vas lograron focalizar cuestiones de importancia prioritaria para orientar el sector hacia un modelo de desarrollo más sostenible.

La evaluación global del papel del Banco en la industria extractiva –*Extractive Industries Review* (EIR) – se llevó a cabo entre julio de 2001 y diciembre de 2003. El informe EIR subraya muchos de los serios desafíos que deben superarse para lograr que la industria de los hidrocarburos sirva como motor para el desarrollo sostenible. Según el informe, existe una serie de problemas con la gobernabilidad misma del sector, entre ellos fallas institucionales con relación a la aplicación de la ley y la reglamentación del sector; poca capacidad para una gestión transparente y responsable de ingresos públicos derivados del sector; poca participación en la toma de decisiones de política por parte de los públicos más afectados por sus actividades, y problemas de orden público y manejo conflictos sociales.

En cuanto a la planificación del sector se vieron vacíos en el trato integrado de problemas ambientales y sociales y en la implementación adecuada de estrategias de prevención, mitigación y gestión de estos impactos. Se destacaron problemas derivados de: i) impactos sobre la salud de grupos vulnerables; ii) protección de áreas frágiles de alta biodiversidad (zonas de exclusión); iii) programas inadecuados de reasentamiento; iv) poca planificación anticipada para el cierre de actividades extractivas, y v) escasa participación en los procesos de planificación y análisis ambiental y social de parte de las comunidades afectadas por los proyectos. A estos problemas hay que agregarle aquellos que tienen que ver con códigos laborales y cuestiones de derechos humanos relacionadas con el trato de las comunidades indígenas.

El EIR concluye que las acciones de apoyo a la industria extractiva por parte del Banco Mundial no siempre han abordado estos problemas de forma coherente y sostenida. El informe recomienda que, para contribuir a su misión fundamental, esta institución debería priorizar actividades que promovieran el fortalecimiento institucional del sector, el respeto a los derechos humanos y una atención más profunda e integrada al análisis y a la solución de los problemas ambientales y sociales que suelen acompañar su desarrollo.

Aunque el Banco Mundial no aceptó del todo algunos hallazgos y recomendaciones del EIR, el informe representó un hito importante en el debate sobre la problemática de la industria extractiva y el papel de la banca internacional, e influyó significativamente en la crítica lanzada por las ONG y en la reflexión pública y privada sobre la reforma del sector.

El programa Energía, Ambiente y Población (EAP) es la segunda iniciativa del Banco Mundial que cabe destacar como antecedente importante en el desenvolvimiento del sector en la región. El EAP nació de una reunión convocada en julio

de 1998 por la Organización Latinoamericana de Energía (Olade) y el Banco Mundial, con el propósito de facilitar un intercambio de ideas en el ámbito de gobierno sobre cómo mejorar el manejo ambiental y social de las operaciones de hidrocarburos en áreas habitadas por comunidades indígenas. Como resultado de este encuentro se reconoció la importancia de estructurar un proceso de intercambio entre gobiernos, organizaciones indígenas y empresas petroleras y gasíferas, que permitiera analizar la problemática del sector y esclarecer los intereses de los involucrados. Alrededor de estos objetivos, el EAP se enfocó en la problemática de la cuenca amazónica de la región andina y su proceso permitió profundizar una mayor conciencia sobre temas ambientales y sociales.

El EAP se enmarca dentro del programa ESMAP, patrocinado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y el Banco Mundial. El ESMAP tiene como fin promover el fomento de energía para el crecimiento económico y la reducción de la pobreza de forma ambientalmente responsable en países en vías de desarrollo. El programa ofrece asistencia técnica, servicios de asesoría, capacitación e investigación por medio de talleres, conferencias, publicaciones y actividades de divulgación.

Uno de los antecedentes clave del EAP fue el programa de “Diálogos sobre el Petróleo en Ambientes Frágiles”, organizado por el Programa sobre Sanciones no Violentas y la Supervivencia Cultural (PONSAC, por sus siglas en inglés) de la Universidad de Harvard. El proceso PONSAC reunió a empresas petroleras como Shell, Arco y grupos de las ONG, incluyendo organizaciones indígenas, para intercambiar conocimientos y percepciones sobre los problemas relacionados con la exploración y explotación petrolera en la cuenca amazónica, en particular aquellos relacionados con la consulta y la participación de comunidades indígenas. Aunque los diálogos PONSAC no intentaban producir acuerdos concretos, permitieron iniciar un proceso de acercamiento sobre las dimensiones más críticas de la agenda ambiental e indígena.

La estructura del programa EAP involucra a los gobiernos, a la industria petrolera y a los pueblos indígenas. Tres organizaciones, apoyadas por el Banco Mundial y otros donantes como la CAF y la cooperación alemana y canadiense, han tomado un rol activo en la coordinación y gestión del programa: Olade, COICA y la Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL). El eje central del programa consiste en una serie de diálogos tripartitos, destinada a fomentar el intercambio entre las partes y a desarrollar trabajos concretos por medio de tres módulos de acción: regulación gubernamental del sector, capacitación y divulgación de información.

En su informe ESMAP *Technical Paper* del 27 de agosto de 2002, el EAP presentó un recuento de los logros del programa hasta esa fecha. Se celebraron diá-

logos tripartitos a escala regional en Cartagena, Colombia, en 1999, 2000 y 2001, y en Cusco, Perú, en mayo de 2002. Estos foros generaron una serie de actividades en los otros tres módulos de trabajo.

Con apoyo de la CAF y de Olade se desarrolló una página *Web* (www.olade.org.ec/redeap) que reúne información sobre eventos, estudios y regulaciones pertinentes en los países de la región. En cuanto a los documentos de referencia se completó un estudio comparativo sobre los marcos regulatorios en los países y, por medio de ARPEL, se elaboraron guías sobre temas como los siguientes: i) relaciones con pueblos indígenas; ii) participación pública en procesos de evaluación ambiental; iii) caracterización social, política, económica y territorial de pueblos indígenas, comunidades nativas y campesinas; iv) resolución de conflictos; e v) indicadores de gestión para evaluar las relaciones entre empresas y pueblos indígenas.

Dentro del módulo de capacitación se llevaron a cabo reuniones nacionales en Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, orientadas a identificar los grupos que deberían estar involucrados en los diálogos y fortalecer sus capacidades para participar de manera constructiva en el proceso de intercambio. Además de estos logros, el EAP también incentivó la preparación por parte del BID de una propuesta para financiar la consulta previa y la precalificación de bloques de exploración petrolera, y últimamente publicó un estudio comparativo sobre la distribución de rentas petroleras en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú (*ESMAP Report 304/05*, julio 2005).

Uno de los resultados del programa EAP fue la identificación de las principales preocupaciones e intereses de los grupos involucrados en el proceso de diálogos tripartitos. Éstos se resumen según el Cuadro 1.

Aunque en los últimos años ha habido una pausa en los diálogos tripartitos del programa EAP, éstos permitieron esclarecer la problemática del sector, definir agendas de acción y generar espacios de acercamiento de especial importancia. La experiencia adquirida por Olade, ARPEL, COICA y las otras partes involucradas en el proceso representa una fuente de gran valor para la estructuración de futuras iniciativas regionales.

Como último punto en este repaso de las iniciativas de las instituciones internacionales cabe mencionar la creciente demanda para crear más transparencia en la generación y el uso de los flujos financieros generados por proyectos de gas y petróleo. Esta demanda se expresa en la iniciativa del gobierno del Reino Unido para promover la transparencia en la industria extractiva, conocida como la Iniciativa para la Transparencia en las Industrias Extractivas (EITI, por sus siglas en inglés). Cualquier gobierno que suscriba la iniciativa se compromete a seguir políticas de transparencia en cuanto a la publicación y la auditoría independiente

Cuadro 1 Intereses y preocupaciones de las partes involucradas

Pueblos indígenas	Gobierno (Estado)	Industria petrolera
• Organización y autonomía	• Desarrollo nacional sustentable	• Información actualizada de poblaciones y territorios
• Territorio	• Procesos de decisión democráticos y claros	• Claridad normativa
• Respeto a su integridad cultural, económica y social	• Marcos regulatorios definidos	• Presencia y cooperación más visible de entidades estatales
• Mejoramiento de las condiciones de vida	• Anulación de los conflictos de competencias	• Términos de referencia para EIA
• Redefinición del concepto de desarrollo	• Aceleración de los trámites	• Diálogos antes de confrontación
• Adhesión y cumplimiento de convenciones globales	• Esfuerzos por definir normatividad	• Señalar dónde y cómo hacer la consulta
• Consulta y participación	• Implementación de los compromisos internacionales	• Deseos de contribuir y generar espacios de participación
• Indemnización por daños ambientales y socio-culturales	• Promoción de la participación democrática responsable	
• Objeción cultural	• Mejoramiento de los procesos de decisión con las opiniones de diversos actores	

*Fuente: Tabla 5.1 ESMAP *Technical Paper* 027, August 2002.

de los acuerdos y flujos financieros relacionados con proyectos de la industria extractiva, incluyendo contratos de concesión, regalías, impuestos y otros pagos de la empresa privada. En Latinoamérica y el Caribe, solo Trinidad y Tobago se adhirió a la iniciativa, pero la demanda por aumentar la transparencia en el sector está cobrando fuerza en toda la región como punto fundamental para eliminar la corrupción y promover la institucionalidad democrática.

Evolución del sector privado

El sector privado también se vio afectado por las corrientes que surgieron del proceso de Río. Un creciente número de empresas privadas ha adoptado nuevos conceptos de responsabilidad corporativa y gestión empresarial que van más allá del modelo tradicional, ya sea por tener que confrontar las complejas realidades de un nuevo contexto ambiental y social, por presiones de sus accionistas o por el compromiso ético de sus directores. Esta evolución se manifiesta en las operaciones de empresas individuales, incluyendo la industria de

gas y petróleo, y en los programas de sus organizaciones gremiales a escala internacional y nacional.

La nueva visión de la responsabilidad corporativa anexa el concepto de sustentabilidad ambiental y social al ejercicio de la gestión empresarial, reconociendo de esta manera los costos negativos que pueden producirse al ignorar externalidades ambientales o sociales causadas por la actividad de la empresa. La dimensión ambiental de esta visión apunta a las ganancias que pueden obtenerse en el proceso productivo por medio de la ecoeficiencia, el uso más eficiente de la materia prima y la reducción y reutilización de desechos. También subraya la importancia de prevenir o minimizar los impactos que la actividad pudiese producir sobre el medio ambiente externo (aire, agua, suelos, bosques y biodiversidad) para, de ese modo, reducir los costos de la posterior mitigación de los mismos por parte de la empresa o de la sociedad en general. La dimensión social surge del concepto de la corporación como agente cuyas actividades deberían producir beneficios para las comunidades afectadas por ellas o, al menos, no reducirlos. La visión implica la importancia para la empresa de actuar con la anuencia o licencia social de estas comunidades o grupos involucrados.

El objetivo de lograr una mayor integración de factores ambientales en las operaciones de la empresa ha llevado a la incorporación de nuevas tecnologías e instrumentos de planificación, gestión y monitoreo en la actividad empresarial. En el sector hidrocarburo, por ejemplo, esto se demuestra de varias formas. En cuanto a la planificación previa a la exploración o explotación del recurso, se percibe un uso más amplio de estudios de impacto ambiental a nivel estratégico (EAE) y de proyecto (EIA). En la ejecución de proyectos se distingue el uso de tecnologías avanzadas que permiten reducir el impacto físico de las obras (uso de métodos de perforación direccional, utilización de helicópteros para evitar la construcción de caminos de acceso y uso de sistemas de monitoreo para prevenir derrames). En la operación interna de la empresa se ve la integración de sistemas permanentes de gestión ambiental, como la aplicación del ISO 14000, el uso de auditorías ambientales y una mayor preocupación por la solvencia de pasivos ambientales en el cierre de proyectos.

La dimensión social también introdujo nuevas prácticas en la gestión de las empresas. Se destacan el uso de estudios de evaluación de impactos sociales, la consulta previa y la participación pública en el desarrollo y monitoreo de proyectos y, crecientemente, el reconocimiento de los derechos y características especiales de comunidades indígenas.

En las empresas también hay una mayor preocupación por los temas de salud y seguridad laboral y por el impacto de sus actividades sobre el bienestar de poblaciones vecinas. En todo el sector extractivo se registra la existencia de fundacio-

nes, fondos o programas de desarrollo comunitario creados por empresas, comunidades y gobiernos con el fin de promover proyectos de desarrollo de largo alcance. Cabe mencionar las iniciativas de la empresa Chevron con el proyecto Kutubu en Papua, Nueva Guinea; el fondo de desarrollo comunitario creado como parte del actual proyecto Camisea en Perú; las colaboraciones de Conoco Phillips con las comunidades indígenas del Golfo de Paria, Venezuela, y la Fundación Ambiental creada a raíz del proyecto del gasoducto Chad–Cameroon para promover programas de educación, salud y desarrollo agrícola en los territorios de las comunidades Bagyeli/Bakola. (ver: *Industry as a Partner for Sustainable Development*, Ipieca/OGP, 2002).

Aunque la aplicación de esta visión corporativa no es universal, cada vez más se ve que una empresa motivada puede acudir a una amplia variedad de fuentes de información y recursos técnicos que facilitan la incorporación de esta perspectiva en sus operaciones. Para la empresa privada en general, el Consejo Mundial Empresarial para el Desarrollo Sustentable (*World Business Council on Sustainable Development/WBCSD*) ha abogado por estas estrategias desde su inicio en la Conferencia de Río. Muchos grupos, con y sin fines de lucro, empujan el concepto y últimamente el BID organizó una serie de reuniones anuales destinadas a promover el concepto de responsabilidad social corporativa en la región latinoamericana.

Dentro del sector de gas y petróleo, también existen diversas guías y lineamientos técnicos para integrar factores ambientales y sociales en la gestión de las empresas. Muchas de éstas son de las empresas mismas, otras son publicaciones de las asociaciones gremiales del sector y algunas son documentos producidos por las ONG. La Asociación Internacional de la Industria Petrolera para la Conservación del Medio Ambiente (Ipieca, por sus siglas en inglés) publicó una serie de guías técnicas, además de un informe sobre la experiencia de la industria de gas y petróleo en zonas frágiles (*The Oil and Gas Industry: Operating in Sensitive Environments*, Ipieca).

Por su parte, la Organización de Gas y Petróleo (OGP) emite guías técnicas, mientras que ARPEL ofrece a sus miembros estudios técnicos y guías sobre EIA, relaciones con comunidades indígenas y participación pública. Para la Cumbre Mundial de Johannesburgo, Ipieca y OGP prepararon un informe sobre la contribución de la industria al desarrollo sustentable que describe una variedad de ejemplos y casos de buena prácticas en el campo ambiental y social. De especial interés es la publicación de la ONG ambiental Conservación Internacional “Reinventando el Pozo: Estrategias para Minimizar el Impacto Ambiental y Social de la Explotación Petrolera en el Trópico” (Volumen 2, 1997).

Con relación a las prácticas ambientales y sociales, la mayor parte de la actividad más avanzada se encuentra en las grandes empresas transnacionales con sede en

Europa y Estados Unidos. Éstas se ven obligadas a cumplir con estándares exigidos por sus países de origen, sus accionistas y sus fuentes de financiamiento internacional. El daño en la reputación que puede causar un conflicto ambiental o social –un derrame tipo Exxon Valdez o choques sociales como las sufridas por la Shell en Nigeria– representa para estas compañías un costo tan fuerte como las demoras que pueden surgir de los conflictos mismos. Aunque las empresas pequeñas, de tipo nacional o regional, también son vulnerables no suelen estar tan expuestas a las presiones externas. En el caso de las empresas estatales, éstas pueden operar con más autonomía frente a presiones internacionales y sus fallas en el campo ambiental y social representan las debilidades institucionales del país.

A fin de cuentas, la empresa privada, en general, y la del sector hidrocarburo, en particular, han aumentado su capacidad de respuesta frente al desarrollo sostenible. Aunque no es posible afirmar que se ha producido una transformación absoluta y profunda en el sector, no cabe duda de que cualquier empresa que quiera aplicar las mejores prácticas ambientales y sociales puede acudir a múltiples fuentes de información, lineamientos técnicos, estudios de caso, cursos de capacitación y organizaciones de profesionales experimentados.

Problemática de la gestión ambiental y social del sector de hidrocarburos en la región andina

Antecedentes

El objetivo fundamental de la evaluación que se realizó en los cinco países cubiertos por el estudio fue identificar aquellos aspectos de la gestión ambiental y social del sector que forman parte de una problemática común en la región. Por medio del análisis de información y entrevistas con actores clave –representantes de ministerios y agencias reguladoras, empresas de gas y petróleo, las ONG ambientales, organizaciones de la sociedad civil, universidades y organizaciones indígenas– se logró desarrollar un análisis comparativo de sus percepciones y priorizar los factores de mayor incidencia en la problemática regional. Como resultado de este proceso destacan cinco grandes temas que caracterizan los problemas centrales en la gestión ambiental y social del sector:

- La complejidad ambiental y social de áreas de explotación de hidrocarburos
- Los procesos de participación pública
- La distribución y gestión de beneficios
- La gestión de impactos ambientales y sociales
- El marco político y la capacidad institucional

A continuación, se desarrollarán los aspectos críticos de cada uno de estos temas con las diversas características y dimensiones que deben ser consideradas para

verlos en su totalidad. En cuanto a la participación, por ejemplo, ésta se da en la toma de decisiones tanto en el ámbito nacional como en el comunitario y a nivel de proyecto. También hay distintas formas de participación en las etapas del desarrollo de una obra. Igual se ven diferencias en la gestión de diversos aspectos de los impactos ambientales y sociales, como es un EIA bien preparado pero con fallas en la implementación de su programa de mitigación y compensación. Aunque los temas se tratarán de forma separada, se reconoce que están íntimamente interrelacionados. Cualquier estrategia para responder a la problemática tiene que ser vista en su conjunto y abordada de forma integrada.

Complejidad ambiental y socio-cultural de las áreas de desarrollo de hidrocarburos

En la región andina, el desarrollo del sector hidrocarburo se lleva a cabo en un contexto sumamente complejo. Con la excepción de Venezuela, la mayor parte de la exploración de gas y petróleo se desarrolla en áreas del oriente amazónico de los países, donde suelen encontrarse las formaciones geológicas más prometedoras para el descubrimiento de nuevos yacimientos. Estas áreas del trópico húmedo comprenden muchos de los ecosistemas más importantes del mundo, incluyendo parques nacionales y áreas protegidas de extensa cobertura forestal y alta biodiversidad. En la región sub-andina es donde también se encuentra un gran número de comunidades indígenas radicadas en territorios tradicionales que pueden estar incluidos en concesiones para la exploración y explotación de recursos de hidrocarburos. La convergencia de estos factores produce profundos desafíos para la gestión del sector por parte de las autoridades públicas, la empresa privada y las comunidades afectadas.

Fragilidad ecológica

La región andina abarca el 30% de la superficie boscosa de América Latina y el Caribe, y el 6,5% de la superficie forestal mundial. Cubre casi el 50% del área amazónica del continente. Además, el 15% del área total de la sub-región amazónica está dedicada a reservas protegidas. Dentro de la región se encuentra el 25% de la biodiversidad del planeta: 16,8% de las aves, 10,5% de los anfibios y 10,3% de los mamíferos (Informe GEO Andino, 2003) Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). En cada uno de los países existen sistemas de parques nacionales, reservas forestales y otras áreas protegidas creadas para promover la conservación de esta riqueza natural.

Estas áreas son de una fragilidad ecológica que las hace especialmente vulnerables frente a la exploración y explotación de gas y petróleo. Si no están bien concebidas y ejecutadas, las obras relacionadas con proyectos de exploración o la construcción de gasoductos pueden producir aumentos en la deforestación, contaminación de suelos y agua, derrames nocivos y la fragmentación y degradación

de los ecosistemas. Los pasivos ambientales dejados por proyectos en el pasado representan un legado histórico de gran preocupación para los grupos dedicados a la conservación de la biodiversidad y los recursos forestales de la región.

Población indígena y vulnerabilidad socio-cultural

La población indígena de los cinco países de la región andina comprendidos en este estudio suma aproximadamente 25,4 millones de personas. La población indígena de Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú llega a 24,9 millones, es decir, casi el 27% de la población total de estos cuatro países (88 millones). En Bolivia, la población indígena representa el 71% de la población total; en Perú el 47%; un 43% en Ecuador; y el 2% en Colombia y Venezuela. Según cifras de la Secretaría del Tratado de Cooperación Amazónica (TCA, 1993), la población indígena de los territorios comprendidos por la cuenca amazónica llega a casi un millón de habitantes.

Es notable la diversidad étnica de la población indígena de la Amazonía andina. Por ejemplo, el TCA indica que, en Perú, 42 grupos étnicos componen la población de 300.000 personas en la cuenca. Las cifras correspondientes para los otros países son: Colombia con 70.000 personas y 55 grupos; Ecuador con 16 etnias de una población de 100.000 personas, y Bolivia con 16 grupos en una población de aproximadamente 200.000 personas, algunos de los cuales se encuentran en territorios cruceños o chiquitanos fuera de la zona amazónica. Estas cifras incluyen a los grupos aislados de la cultura predominante y también reflejan una gran variedad cultural y social. En los cinco países del estudio se han identificado 32 comunidades que viven en aislamiento voluntario, sin contacto deseado con grupos externos.

En toda la región, la situación económica y social de la población indígena es sumamente precaria. La mayoría es rural y más de la mitad vive en estado de pobreza, según los indicadores sociales más actualizados. En Perú, por ejemplo, el 64% de los grupos familiares vive en estado de pobreza y un 35% en extrema pobreza. En Bolivia, el 73% de la población rural es indígena, el 85% de los hogares está en condiciones de pobreza y el 55% en un estado de pobreza extrema. La situación en Ecuador es tal que el 76% de personas indígenas gana menos que el costo de la canasta básica de bienes y servicios.

En cualquiera de estos países las poblaciones indígenas carecen de los servicios básicos de salud, educación, sanidad y justicia. Aquellas comunidades ubicadas en territorios de exploración y explotación de gas y petróleo también corren riesgos de ser desplazadas de sus territorios tradicionales o de sufrir choques culturales o contagios traídos por trabajadores o por colonos que hayan llegado con la empresa externa. Estas vulnerabilidades se agudizan en el caso de comunidades todavía no contactadas.

Manejo del ciclo de desarrollo del sector

La situación de la población indígena y la fragilidad ambiental de la región amazónica producen complejos desafíos para el desarrollo del sector hidrocarburo. Estos componentes se manifiestan a lo largo de todo el proceso de toma de decisiones, planificación e implementación de proyectos. En términos genéricos, este proceso tiene seis etapas generales, que a continuación se presentan de manera simplificada:

- **Definición de áreas de concesión:** a partir de estudios previos el gobierno identifica territorios geográficos de potencial para los hidrocarburos, delimita las áreas y prepara condiciones para posibles concesiones.
- **Adjudicación de concesiones:** las compañías interesadas desarrollan estudios de riesgo y potencial del área por concesión y se negocia la concesión con el gobierno.
- **Exploración y evaluación:** el gobierno otorga permisos basados en estudios preparados por la empresa. Por su parte, la empresa prepara planes de exploración, EIA pertinentes e inicia trabajos. Existe monitoreo por parte del gobierno.
- **Desarrollo y operación:** confirmación del potencial comercial del yacimiento; cumplimiento con exigencias para permisos; obras técnicas, construcción de sistemas y facilidades de extracción, transporte y procesamiento; y administración de las operaciones.
- **Monitoreo y regulación:** el gobierno ejerce responsabilidades de monitoreo, auditoría, control financiero; y actividades paralelas de monitoreo y gestión por parte de compañía.
- **Restauración y cierre del proyecto:** remoción de construcciones, y remediación y restauración ambiental de áreas afectadas.

En cada una de estas etapas, las autoridades públicas y las empresas tienen que lograr un equilibrio tripartito entre sus intereses y los de las comunidades afectadas por el desarrollo de la operación. El proceso requiere de: i) una continua coordinación y negociación entre las partes sobre sus responsabilidades y competencias; ii) el alcance de estudios de planificación, análisis técnico, EIA y requisitos de permisos y licencias; iii) programas de construcción, empleo y seguridad laboral; iv) asistencia comunitaria; v) reasentamiento; vi) monitoreo de obras; vii) distribución de beneficios, entre otros. Para que el proceso tenga éxito en el contexto de la región andina, también tiene que abordar e incorporar los complejos temas relacionados con la reivindicación de los derechos y el bienestar de la población indígena, además de actuar responsablemente frente a la

agenda ambiental. Las debilidades y fortalezas del proceso actual aparecen a continuación en el análisis de los temas prioritarios que se identificaron en las evaluaciones de país.

Procesos de participación pública

La participación pública es entendida como un proceso de comunicación de doble vía que involucra a las partes interesadas y afectadas por una decisión. Las fases más conocidas son: difusión de antecedentes, obtención de información desde la comunidad, consulta sobre acciones y decisiones, y apropiación de la decisión por parte de la comunidad. Las cuatro fases representan procesos participativos completos. La participación pública debería darse durante todas las fases de desarrollo del ciclo de proyecto expuestas en la anterior sección y, en cada una de ellas, los involucrados deberían tener acceso abierto al proceso y a la información sustantiva sobre los temas.

Aspectos generales

Existe un consenso creciente de que cuanto más temprano sea aplicada la participación pública, ésta rinde mejores frutos, establece relaciones de confianza y promueve procesos sostenibles en la implementación de las decisiones. Además, permite identificar tempranamente e incorporar los riesgos (ambientales, sociales, técnicos, políticos) que podría presentar un proyecto, como así también las soluciones aceptables a su diseño. Desde el punto de vista ambiental y social, la participación es relevante porque genera acuerdos entre actores que habitan y comparten un territorio, sus recursos y la calidad del ambiente.

Para los grupos de interés entrevistados –que incluye la opinión del sector privado– es importante sensibilizar a las empresas respecto del impulso de procesos participativos, en el mejor de los casos, realizando consultas antes de iniciar sus actividades. Para ello, es necesario articular acciones con las instituciones gubernamentales y establecer con claridad los alcances, los límites legales y los mecanismos de consulta y participación de los pueblos. Todo ello debería ayudar a las empresas a lograr un mejor relacionamiento comunitario, en particular con las comunidades indígenas.

La ausencia de políticas de participación y de esfuerzos adecuados para la participación de las comunidades indígenas y de otros sectores de la sociedad en la actividad del sector hidrocarburo puede generar un conflicto mayor, ya que los pueblos y las comunidades se sienten fuera de los procesos de la actividad. Por ejemplo, en Colombia, tienen más presencia los grupos armados que los pueblos que están en el área de influencia de los proyectos. El reclamo permanente que se recurre a actos de violencia y de desplazamientos masivos para consolidar la actividad en territorios indígenas.

La débil presencia del Estado en los territorios donde se localizan las actividades del sector hidrocarburo es una causa frecuentemente invocada por los actores para explicar la debilidad que presentan los procesos participativos. Ellos consideran que el rol del Estado es fundamental. La mayor presencia de organismos reguladores junto con instrumentos que permitan la incorporación efectiva de la ciudadanía a los procesos de participación es una demanda de todos los países. La presencia de organismos del Estado no sólo mejoraría la participación, sino que también ofrecería instancias para facilitar la resolución de conflictos.

Participación en el ámbito de las políticas

Uno de los aspectos de mayor interés encontrado en los procesos de participación es la inclusión temprana de las comunidades en la definición de estrategias de desarrollo, ordenamiento territorial y políticas de carácter sectorial como, por ejemplo, la energética. Se busca la creación de reglas de juego claras por medio de la definición anticipada de la calidad y los valores ambientales y sociales de interés para la conservación. También se persigue ese objetivo con la explicitación de políticas para la ocupación de territorios que contengan orientaciones, lineamientos, reglamentos, guías y procedimientos para ser usados lo antes posible en las decisiones. Dichos procesos deberían construirse de tal forma que pudieran responder a las distintas percepciones culturales o cosmovisiones⁴ de los grupos involucrados, e incorporarlas.

En Colombia, el sector privado ha asumido un papel proactivo al involucrar al Gobierno en la creación de lineamientos básicos para procesos de consulta a los grupos de interés. Sin embargo, ni las organizaciones indígenas, ni las ONG participaron en el proceso, lo que generó un obstáculo para su entendimiento y aceptación general. Como consecuencia, y a pesar de las buenas intenciones de los autores, los lineamientos probablemente tengan que ser sometidos a discusiones y revisiones significativas que permitan incorporar temas de importancia para ganar el apoyo de los grupos de interés.

Colombia es un buen ejemplo para demostrar que la normativa actual no resulta suficiente para asumir los desafíos. La industria se siente protegida con las normas existentes ya que –dicho por el sector– es un ordenamiento legal serio e interesante. El país ha trabajado mucho en el marco jurídico y los niveles de exigencia, aunque altos, son aplicables. Sin embargo, este marco no funciona con los pueblos indígenas porque las relaciones se vuelven sumamente dificultosas en función de temas ambientales, sociales, económicos y culturales no resueltos y que son difíciles de asumir en la fase de proyecto. Por lo tanto, no se

4 Manera de ver e interpretar el mundo.

puede pedir fácilmente el consentimiento para empezar las actividades porque los procesos de negociación resultan tardíos, se vuelven estériles y se invalidan los actores, dificultando el diálogo. La industria reconoce como interlocutores a las juntas comunitarias y a las comunidades indígenas, pero no así a las ONG ni a las organizaciones nacionales, ya que en muchos de los casos estas organizaciones no están establecidas en la zona, ni tienen en ella un trabajo concreto.

Participación en el ámbito de la consulta previa

La consulta previa se vincula con la relación con la población afectada –que incluye a los grupos indígenas– antes de dar derecho de exploración, explotación, investigación o cualquier otro aspecto en proyectos de hidrocarburos. Además, por medio de la consulta previa se pueden identificar territorios indígenas, definir zonas de exclusión por razones culturales o ambientales, y establecer mecanismos acordados sobre el relacionamiento de las partes involucradas y su participación en el desarrollo y los beneficios del proyecto.

Con relación a la consulta previa, la Convención 169 de la OIT en su Artículo 15, establece: “En caso de que pertenezca al Estado la propiedad de los minerales o de los recursos de subsuelo, o tenga derechos sobre otros recursos existentes en las tierras, los gobiernos deberán establecer o mantener procedimientos con miras a consultar a los pueblos interesados, a fin de determinar si los intereses de esos pueblos serían perjudicados, y en qué medida, antes de emprender o autorizar cualquier programa de prospección o explotación de los recursos existentes en sus tierras”.

La discusión generada por la interpretación de este artículo ha producido el concepto que las comunidades indígenas deberían dar su “consentimiento de forma libre e informada”, antes de que el Estado pueda autorizar cualquier actividad pública o privada en sus territorios. El debate sobre esta idea es entre quienes lo definen como un derecho fundamental al veto que poseen las comunidades indígenas y quienes lo interpretan como derecho a participar libre e informadamente en la toma de decisiones del Estado. Hasta el momento, no existe un consenso claro sobre la interpretación definitiva del tema.

En el caso de los países analizados, Perú es el único en la región que ha implementado procesos que pueden ser considerados como de consulta previa. Antes de otorgar permisos para empezar cualquier actividad de hidrocarburos e incluso un estudio de impacto ambiental, el Ministerio de Energía y Minas visita el área para reunirse con cada comunidad que podría considerarse dentro del área de influencia del proyecto para explicar el marco legal del sector e identificar los riesgos y beneficios derivados de la exploración y el desarrollo de las actividades.

Adicionalmente, el gobierno explica cuáles son las actividades específicas que las compañías quieren implementar y cuya autorización está siendo evaluada. Luego,

se responden preguntas y se recogen preocupaciones y sugerencias. Cuando el Gobierno toma la decisión de autorizar a una compañía para empezar los estudios, también puede proporcionarle una definición clara del área de influencia social y ambiental y de los temas principales que deben ser gestionados. Actualmente, el Gobierno está tomando medidas adicionales para asegurar que las comunidades indígenas, que podrían ser afectadas por futuras actividades de hidrocarburos, reciban capacitación y preparación con anterioridad a cualquier proceso de consulta previa para mejorar su efectividad. Asimismo, el Gobierno promovió el desarrollo de tres guías: relaciones comunitarias, consulta y monitoreo participativo. Cada una de ellas fue desarrollada sobre la base de procesos de consulta con el sector privado, las comunidades indígenas, las ONG y los representantes del gobierno, y sometida a un período de revisión para recibir comentarios adicionales.

En el caso de Ecuador, una de las razones por la que los indígenas no aceptan la actividad es que no han recibido consultas previas. La oposición a la actividad de hidrocarburo de las nacionalidades y pueblos indígenas del centro y sur de la Amazonía ecuatoriana se fundamenta en parte sobre su percepción de los daños ambientales, sociales y culturales ocasionados por la actividad petrolera en el norte de la Amazonía. Perciben que, a causa de la actividad petrolera, las nacionalidades indígenas perdieron territorios, hábitat, cultura, espiritualidad y vínculos con la madre tierra, mientras que no se ha visto desarrollo en el norte y persisten la pobreza, las enfermedades, la opresión y la exclusión. Las comunidades reclaman que en el pasado no existió consulta previa sobre los proyectos y que en la actualidad los procesos formales que se montaron no están bien aplicados y no existen mecanismos claros para su realización efectiva.

Canadá es un ejemplo de aplicación positiva del instrumento. En los Territorios del Norte y en el Yukon se requieren consultas con las llamadas primeras naciones antes de la designación de bloques para exploración de los hidrocarburos. El propósito de estas consultas es identificar áreas de fragilidad ambiental o de especial interés por razones culturales o espirituales. Una vez identificadas se excluyen del territorio designado o se someten a un tratamiento especial, especificado en los acuerdos de concesión (*Study on Environmental and Social Regulation of Petroleum and Gas Operations in Sensitive Areas of the Sub-Andean Basin*, ESMAP, December 1998).

Participación en el ámbito del análisis de impactos ambientales y sociales

La participación durante la elaboración de las evaluaciones es otro mecanismo útil para incentivar los procesos de participación comunitaria con la idea de identificar, difundir y conocer los impactos ambientales y sociales reales; mejorar la definición de su área de influencia y, por ende, reforzar el conocimiento sobre los temas y actores involucrados. Aunque se reconoce la utilidad de la participación

en estas etapas, no suelen establecerse los procedimientos adecuados para facilitar el proceso de forma permanente.

Otro elemento de relevancia en esta etapa es el uso de la información y el conocimiento ancestral de las comunidades en la evaluación ambiental y social. Al respecto, en el Convenio OIT se plantea que “tienen derecho a la participación los miembros de los pueblos indígenas como un mecanismo indispensable para el logro de los objetivos de desarrollo. Puede haber varias razones para promover la participación de un pueblo en el proceso de planeamiento, diseño y aprobación de un proyecto y el beneficio de acceder a sus conocimientos tradicionales que permita la viabilidad de la obra a largo plazo”. Por ello es necesario que, para una mejor comprensión por parte de la sociedad se conozca la concepción o cosmovisión que los pueblos indígenas tienen sobre sus territorios, la que no ha variado a pesar de los diversos problemas que tienen que enfrentar en el desarrollo del mundo moderno.

La comunidad conoce los lugares donde cada uno convive con el otro, ya sean humanos, animales, vegetales o minerales; considerados como el espacio donde todos los seres cumplen una misión o tarea con la perspectiva de construir una convivencia armónica. Su valor, sobre todo en los pueblos indígenas, es de importancia espiritual y de trabajo colectivo porque ahí practican la interrelación, la solidaridad y la reciprocidad con quienes comparten un mismo territorio.

El trabajo en el territorio socializa la solidaridad de quienes participan de diversas formas. Lo real, imaginario, espiritual, político, económico, ambiental y todo lo que implique estar en un determinado lugar de vida y pensamiento, permite desarrollar el arte, el pensamiento, la espiritualidad y la supervivencia de la vida como pueblos. La elaboración por parte de las comunidades de sus planes de vida y el uso de técnicas de análisis socio-cultural en el ordenamiento territorial permite incorporar estas visiones y conocimientos en el proceso de planificación y evaluación de los impactos.

PetroMinerales, una pequeña empresa en Colombia, se reunió con las comunidades vecinas para consultar sobre su potencial proyecto, los temas relacionados y el área de influencia en general. En un trabajo en conjunto con ellas, la empresa identificó los asuntos que debían ser evaluados y acordó la metodología. Luego involucró a las comunidades, tanto en la elaboración de la línea de base como en el proceso de evaluación de impactos y en el diseño de posibles medidas de manejo.

Participación en el ámbito de la revisión/aprobación de EIA

En lo que respecta a la consulta formal que realizan las empresas como parte de los procedimientos legales, existen muchos cuestionamientos de los actores. Éstos señalan que no es un proceso verdadero, ya que los mecanismos no son

claros, las personas consultadas no están capacitadas o no reciben la información a tiempo y, si lo hacen, ésta es demasiado técnica y no es previa, debido a que mientras se consulta o evalúa los EIA ya se han iniciado las actividades o construcciones concesionadas.

Además debe involucrarse a la mayor cantidad de las bases y no solamente a los dirigentes comunitarios. La población debe saber cuáles van a ser sus beneficios y sus impactos cuando se desarrolle el proyecto. Las comunidades plantean que no entienden los documentos proporcionados por las compañías, porque en su gran mayoría son muy voluminosos y complicados, demasiado técnicos y no están traducidos a su idioma originario.

Las consultas públicas formales se limitan exclusivamente a proveer información general del proyecto y de lo que va a hacer la empresa, pero no suelen establecer cuáles serán los impactos y las soluciones. En general, se percibe que no hay suficiente transparencia en los EIA que realizan las empresas, ya que en ellos no se señala cómo van a valorarse las compensaciones o cómo van a pagarse las indemnizaciones por impactos ambientales y socio-culturales. Tampoco suelen dimensionarse ampliamente los impactos reales, ni se discuten en detalle sus medidas de gestión y manejo.

Los procedimientos participativos son excesivamente centralizados y no hay claridad respecto a los actores que deben ser involucrados. Por ejemplo, en Bolivia, pese a su alto grado de descentralización administrativa, los procesos de revisión y aprobación de los EIA son conducidos desde el nivel central. Las autoridades de la región o zona donde se realizan las actividades de hidrocarburos no los conocen, a pesar de que son quienes tienen que velar para que el sector no impacte al ambiente. Falta una coordinación efectiva entre la autoridad central y los organismos seccionales encargados de esta vigilancia, como la Dirección Ambiental de la Prefectura de Santa Cruz. Los EIA se revisan en La Paz y, en la práctica, los grupos de interés afectados no tienen acceso a los documentos, ni la oportunidad de hacer preguntas con relación a los informes finales y recibir respuestas a sus inquietudes antes de la aprobación del estudio.

En Colombia, solo 1 de los 18 EIA aprobados en 2004 incluyó una audiencia pública. Más aun, dado que este país define la consulta previa como audiencia pública, esto significa que los procesos participativos con grupos afectados son prácticamente inexistentes en la mayoría de los casos. En la práctica, Colombia limita la realización de las audiencias públicas a los proyectos que afectan a pueblos indígenas pero, dada la débil definición del área de influencia social de un proyecto, es probable que muchos pueblos indígenas no sean considerados aun cuando sean realmente afectados.

Participación en el ámbito del seguimiento

La incorporación de procesos participativos para acompañar la implementación de los proyectos es una medida que parece cada vez más necesaria. Perú es el único país que marca tendencias y que está en vías de finalizar una guía para monitoreo participativo. La guía explica el marco regulatorio nacional para el sector, y detalla en términos claros los roles que deben desempeñar el Estado, las compañías y las comunidades para asegurar que los proyectos se implementen de una manera apropiada.

Además resalta como debería involucrarse una comunidad en el proceso de identificar y monitorear los asuntos que la afectan. También en el ámbito de las empresas se están incorporando mecanismos de participación ciudadana que tienden a resolver la deuda histórica relacionada con la falta de involucramiento de las comunidades. Así, se observa el uso de instrumentos como un plan de relaciones comunitarias, programas de monitoreo ambiental comunitarios, programas de supervisión de tránsito fluvial supervisado por pobladores locales y apoyo en acciones cívicas como traslados y evacuaciones.

La ausencia de participación genera mucha desconfianza en las comunidades y la falta de transparencia afecta la imagen del sector hidrocarburos, lo que genera rechazos al desarrollo de proyectos. Las comunidades insisten en recibir mayor información sobre la labor fiscalizadora del gobierno con respecto a los proyectos, y su ausencia crea riesgos que pueden afectar el desarrollo y aprovechamiento de recursos en el futuro. En Perú se dio el caso de que las comunidades se rehusaron a participar en el proceso de consulta pública para la expansión del proyecto Camisea, hasta tanto el Gobierno presentara un reporte oficial donde evaluara los impactos por el rompimiento de una de las tuberías del proyecto.

Si bien las organizaciones indígenas tienen varios cuestionamientos hacia la actividad hidrocarburífera, éstos no se traducen necesariamente en una oposición beligerante e intransigente. La demanda consiste en que tanto el Estado como la empresa privada garanticen el cumplimiento de la normativa vigente y se constituyan mesas de concertación que posibiliten llegar a consensos a través de un trabajo serio y transparente que beneficie a las partes.

La participación en el ámbito de metodologías y los mecanismos de facilitación

Una de las maneras de facilitar los procesos participativos es a través de la explicitación de instrumentos que orienten a los actores, distinguiendo claramente entre la legítima relación con la comunidad de procesos participativos y de consulta. Aunque existen muchas guías sobre participación y consultas preparadas por las ONG, organismos internacionales y la misma empresa privada, son pocos los gobiernos que

formalmente han emitido guías o metodologías de aplicación obligatoria sobre procesos participativos en el ámbito de la consulta previa y de procedimientos formales.

Solo en el caso de Perú existe una definición clara con relación a cómo y cuándo debe haber participación pública. Allí ya se implementan consultas previas en forma consistente y el Gobierno está incrementando su inclusión con grupos de interés durante el desarrollo de los EIA con audiencias públicas. Además, el gobierno ha promovido la elaboración de guías que orienten a las compañías sobre cómo se debe desarrollar un proceso y un plan de consulta, que incluyen la definición de objetivos, la identificación de grupos de interés, la generación de diálogo, el manejo de las expectativas, la identificación de temas relevantes y la forma para organizar reuniones y talleres. La guía también sugiere acciones para manejar los problemas típicos que surgen durante el proceso de consulta.

Faltan procesos formales de facilitación, negociación y resolución de conflictos con mecanismos independientes en el ámbito de gobiernos y de la empresa privada. Un ejemplo es el caso de Perú, donde la presencia del Estado en la solución de la conflictividad del sector se manifiesta de bajo perfil y existe muy poca participación de sus entidades. Se ha llegado a señalar que no hay una claridad de competencias entre las diferentes instituciones que actúan sobre las actividades del sector. Tal es el caso del Grupo Técnico de Coordinación Interinstitucional (GTICI), que a pesar de tener a su cargo la supervisión, el seguimiento y la evaluación de las actividades de la industria, no emite ningún criterio sobre los EIA presentados por las empresas. La responsabilidad única de aprobación es del Ministerio de Energía. La supervisión y el monitoreo de las instituciones estatales termina dependiendo de las compañías contratistas y de su infraestructura de movilización, ya que no existen fondos que les permitan cumplir con este trabajo.

Otro de los elementos planteados es la necesidad de procedimientos participativos pertinentes, tanto en la forma (se ejecutan sólo reuniones informativas) como en los tiempos y las metodologías utilizadas, compatibles con la realidad y las características de cada comunidad. La demanda es que se realicen verdaderos procesos de consulta y participación a escala general, y en particular con los pueblos indígenas involucrados en la actividad. La consulta debe ser clara y precisa, con las especificidades culturales de cada etnia y con los tiempos, espacios y ritualidades de los pueblos. No se debe concebir una forma única y determinada de consulta, se debe reconocer la diversidad de conocimientos y costumbres en los grupos de interés.

La convocatoria debe ser amplia, respetando los usos y costumbres de los pueblos. Éstos deben ser representados por instancias regionales y nacionales de las que formen parte, con traductores que hablen el idioma propio de las comunidades. Los procedimientos en lenguaje no comprensible para las comunidades son

un incentivo para no sumarse a los procesos de manera efectiva y para no validar las iniciativas asociadas a los proyectos. La consulta no debe ser meramente informativa, sino que debe recoger las opiniones y preocupaciones que tenga la comunidad. La participación y la consulta se plantean como un derecho de los pueblos y no como un trámite administrativo que debe cumplirse como parte de la obtención de licencias.

La Organización Nacional Indígena de Colombia (ONIC) capacita indígenas de la Amazonía sobre consulta previa y actividad petrolera en vista de la falta de difusión y aplicación de la ley respectiva. La ANH firmó un convenio con la ONIC para que esta organización socialice e informe a sus bases sobre esta ley, y establezca qué pueblos están de acuerdo con la exploración y la explotación de hidrocarburos en sus territorios. Se pretende, además, que los pueblos conozcan que hay una ley que reglamenta sus derechos y que es aplicable a todas las actividades que la industria realiza en sus territorios: no se discute si es buena o mala, sino su aplicabilidad.

Distribución y manejo de beneficios (regalías e impuestos)

Los países de la región tienen sistemas bien definidos para la recaudación, la distribución y el uso de las rentas (regalías, impuestos, contribuciones sociales, entre otros) derivadas de la actividad del sector hidrocarburo. El manejo de estos sistemas fue cuestionado repetidamente durante el transcurso del estudio. En los países se reconocen avances en la obtención de estos fondos, pero todos ponen en duda la utilización efectiva de los recursos para promover el desarrollo en el ámbito local en comunidades afectadas por la actividad del sector.

Todos los países han incluido exigencias de regalías en el ámbito legal, otorgándole al Estado el derecho de recibir y manejar las rentas producidas por la explotación de recursos no renovables del subsuelo. En todas las naciones la distribución y el uso de las rentas responde a prioridades establecidas por la política de desarrollo del país y a los procesos de descentralización administrativa que se han implantado en los últimos años.

En el caso de Perú, por ejemplo, el total del canon que se forma por el pago del impuesto de rentas que realizan las empresas petroleras más las regalías que son negociadas con el Gobierno se distribuye de la siguiente manera: 50% al gobierno central y 50% a las regiones de donde sale el recurso. Del porcentaje regional, 10% va al distrito productor, 25% al distrito de la provincia involucrada, 40% para las provincias que están en la región –incluidos los distritos–, y 25% para la capital de la provincia.

En Colombia, la distribución también se dirige a entes descentralizados. La legislación indica que los departamentos y municipios en cuyo territorio se adelan-

ten explotaciones de recursos naturales no renovables, así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados, tendrán derecho a participar en las regalías y compensaciones. Los ingresos provenientes de las regalías que no sean asignados a los departamentos, municipios y distritos productores y portuarios y a Cormagdalena, se destinarán a las entidades territoriales, en los términos que señala la ley.

Estos fondos se aplicarán de la siguiente manera: 56% a la ampliación de la cobertura con calidad en educación preescolar, básica y media; 36% para agua potable y saneamiento básico; 7% para el Fondo Nacional de Pensiones de las Entidades Territoriales y 1% para inversión en la recuperación del río Cauca.

En Ecuador, parte de la distribución se orienta al Fondo de Ecodesarrollo de la Región Amazónica (Ecorade), el mismo que capta los ingresos por la explotación de hidrocarburos en su jurisdicción. El Banco del Estado transfiere los recursos del fondo a los respectivos partícipes sobre la base de los siguientes porcentajes: 10% para el fondo regional cuya administración está a cargo del Instituto para el Ecodesarrollo Regional Amazónico; 30% para los consejos provinciales de la región amazónica ecuatoriana y 60% para los municipios de las provincias amazónicas (55% distribuido en partes iguales y 45% restante en proporción a la población de cada cantón, conforme a las cifras oficiales del último censo de población).

Por último, en Bolivia, donde se han dado procesos de descentralización relativamente exitosos durante los últimos años, el manejo de las rentas hidrocarbúferas se está debatiendo a escala nacional.

La descentralización del manejo de las rentas se observa en un estudio comparativo sobre su distribución que fue preparado por el programa ESMAP. Durante el período 1997–2002, en Bolivia la participación del Gobierno central en las rentas del sector disminuyó del 77% en 1998 al 68% en 2002. En Colombia cayó del 43% en 1997 al 30% en 2000. En Ecuador bajó de 100% en 1998 al 97% en 2002. En Perú, en tanto, se mantuvo alrededor del 59% durante el período analizado (Estudio Comparativo de la Distribución de Rentas Petroleras en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, ESMAP Reporte 304/05, agosto 2002).

No obstante, la relativa claridad en la estructura legal y administrativa de los sistemas de manejo de rentas del sector y su enfoque descentralizado, tanto en el presente estudio como en el del programa ESMAP, se identificó una serie de cuestiones que le restan confianza al régimen y le quitan efectividad a su uso como instrumento para mitigar los impactos de la explotación del recurso e impulsar procesos de desarrollo que sobrevivan el cierre de las operaciones del sector. Éstas tienen que ver con percepciones sobre los criterios que se usan para la distribución de fondos, la capacidad de manejo de éstos y los beneficios recibidos por las comunidades indígenas.

Cuestiones relacionadas con el enfoque de la distribución

Las regalías se distribuyen de acuerdo con los límites administrativos del área que contiene los recursos, en lugar de hacerlo de acuerdo con los impactos sociales y ambientales causados por las actividades de explotación de hidrocarburos. En ocasiones, gran parte de los impactos de un proyecto (como migración por empleo, logística, impactos aguas abajo, entre otros) atraviesan estos límites y afectan distritos o provincias vecinas en mayor medida que al distrito que contiene el recurso. El resultado concreto es que los gobiernos y pobladores de las localidades que sufren los impactos no reciben los recursos necesarios para minimizar, manejar o compensarlos, y se considera que la distribución se maneja con criterios políticos y no en términos de impactos.

El artículo 15 de la OIT 169 exige el derecho de los pueblos indígenas de participar en el uso, el manejo y la conservación de los recursos naturales en sus territorios y en los beneficios derivados de su explotación, además de recibir compensación justa por cualquier daño causado por esta actividad. Exceptuando el caso de Colombia, los gobiernos de la región generalmente entregan regalías a gobiernos locales y no directamente a las comunidades indígenas. Tanto las organizaciones indígenas como los representantes de las ONG y de las compañías indicaron que los gobiernos locales pueden ser insensibles a las necesidades de las comunidades indígenas, y a menudo usan los fondos para promover intereses de desarrollo que causan preocupación a sus líderes.

El caso Camisea es un buen ejemplo de lo que ocurre en varios proyectos de la región. Una considerable proporción de sus regalías se destina al distrito de Echarate. El gobierno de ese distrito está controlado por colonos, que componen el 90% de la población del alto Urubamba, mientras que la población indígena constituye el 90% de la población del bajo Urubamba, que es la zona donde se localizan las reservas de gas. Uno de los resultados es que muchos indígenas piensan que las regalías serán utilizadas para expandir la frontera de colonización hacia el bajo Urubamba.

Las comunidades reclaman que las regalías y los impuestos no les llegan de manera efectiva como beneficios y, por lo tanto, la actividad hidrocarburífera se interpreta como una fuente de deterioro y afectación de la calidad de vida y de las costumbres de la población. Es evidente que los distintos mecanismos utilizados en la actualidad no están siendo eficientes para canalizar los recursos. En Perú, por ejemplo, los beneficios efectivos se consideran irrisorios para las comunidades indígenas, donde el reparto del canon es muy cuestionado por las organizaciones. La mayoría de los municipios que reciben recursos de la actividad a través de este instrumento no tienen en su agenda planes ni programas que beneficien directamente a los pueblos afectados, y si los hay son muy puntuales. Lo ante-

rior se suma a que las compensaciones y las indemnizaciones acordadas llegan después de ocurridos los impactos, con un desfase de tres a cuatro años.

Varias compañías argumentaron que, dado que los grupos de interés locales no reciben suficientes beneficios inmediatos de los pagos por regalías e impuestos, se estaría utilizando el reclamo de compensaciones como un medio para generar mayores ingresos. En Bolivia, al menos un grupo indígena enfatizó la necesidad de luchar por compensaciones en efectivo por los impactos negativos acumulados generados por cualquier actividad de desarrollo (incluye construcción de infraestructura), sin considerar los potenciales beneficios financieros que ella traería a esta misma población afectada. La estrategia del grupo pareciera centrarse más en obtener oportunidades de ingresos, que en minimizar los impactos negativos.

Otro de los planteamientos sugeridos por los actores para asegurar que los programas no dependan de las variaciones de precio del petróleo es la necesidad de disponer de fondos que permitan asegurar un flujo estable de recursos derivados de regalías e impuestos hacia las comunidades. Al aprovechar la experiencia internacional y ante la necesidad de cuidar la transparencia, pueden establecerse mecanismos como los utilizados en Noruega, donde estos fondos están sujetos a auditorías y todos sus gastos deben ser aprobados por el Parlamento.

Transparencia y seguimiento de regalías

Una preocupación que ha surgido en todos los grupos de interés de la región es la capacidad de los gobiernos locales para manejar eficazmente los ingresos por regalías. Muchos piensan que los gobiernos no las destinan a promover prioridades reales de desarrollo y que, como resultado, la población local no queda en mejores condiciones una vez que han sido usados todos los recursos. La necesidad de transparencia en estos procesos de asignación y distribución de fondos está creando tensiones con las empresas y amerita una preocupación especial. Un caso de interés se observó en Perú con la publicación de los contratos entre el Gobierno y la empresa BTC, hecho que hace a los procedimientos y la información translúcidos.

En Colombia, los grupos de interés mencionaron también un reto adicional: los gobiernos locales muchas veces son obligados a pagar parte de las regalías a los distintos bandos del conflicto armado. En respuesta a ello se tomaron medidas adicionales para asegurar una gestión adecuada de las regalías, entrenando a vendedores locales para hacer un seguimiento del gasto local y promover una mayor transparencia. En algunos casos, cuando el gobierno local no ha sabido manejar las regalías el gobierno central suspendió los pagos.

Promoción de acciones y proyectos sostenibles

Entre las acciones planteadas se encuentran las iniciativas sostenibles en territorios afectados, que incluyen planes de desarrollo y creación de capacidades para que las comunidades no dependan de las empresas ni se encuentren abandonadas una vez que éstas se retiren de sus territorios. El punto es terminar con las acciones de asistencia que caracterizan actualmente a las empresas. La generación de planes de desarrollo es una expectativa importante, aun más si ellos integran y complementan los recursos provenientes de distintos sectores y fuentes públicas y privadas. Esto permitiría impulsar la promoción de una economía diversificada con inversiones en proyectos sostenibles, distintos al sector petrolero, para asegurar tanto el desarrollo de los territorios como la adecuada y transparente inversión de los recursos provenientes del sector.

A fin de garantizar que los beneficios de las utilidades se traduzcan en inversiones con beneficios de largo plazo es importante que: i) la comunidad desarrolle algún tipo de plan indicativo con prioridades; ii) las inversiones rindan resultados más allá del proyecto de hidrocarburo, y iii) se promuevan inversiones no relacionadas con los hidrocarburos.

En general, no existen dentro de la región casos identificados en los que los recursos financieros sean invertidos en empresas localmente gestionadas para la producción de ingresos, en cambio se han favorecido proyectos manejados por algunas ONG. Un contraste interesante es el caso de Alaska, territorio que implementó un modelo distinto con resultados significativos. En 1971, la población indígena negoció un acuerdo con los gobiernos federal y estatal para que los recursos financieros fuesen manejados por corporaciones privadas. Se establecieron 13 corporaciones indígenas y de villas. Los indígenas se transformaron en accionistas de las corporaciones y éstas crecieron y se diversificaron más que cualquier otro negocio regional. Actualmente la Asociación Nativa de Alaska del Noroeste opera compañías y realiza emprendimientos conjuntos en temas relacionados con la ingeniería, servicios gubernamentales, minería, petróleo y gas. Ella emplea y paga dividendos a sus accionistas indígenas.

En resumen, los actores consultados para este estudio perciben que los beneficios derivados de la explotación de los recursos hidrocarbúferos no se destinan adecuadamente a la promoción del desarrollo de las comunidades afectadas por las actividades del sector. El estudio ESMAP, citado anteriormente, también subraya este reclamo y señala la necesidad de tener mejores planes de inversión local y mecanismos para transparentar su uso.

Dentro de los límites del presente estudio puede concluirse que se requiere promover una serie de acciones para crear un estado de confianza pública sobre el manejo y el uso de las rentas del sector. En esta línea se incluirían: i) programas

de educación popular sobre los sistemas existentes; ii) fomento de la transparencia en la recaudación, la distribución y el uso de los fondos; iii) procesos participativos entre gobierno, empresa privada y comunidades locales para el diseño y la implementación de proyectos de desarrollo comunitario, y iv) programas de capacitación para mejorar la gestión de los fondos.

Gestión de impactos ambientales y sociales

Los países de la región andina poseen legislación e instituciones que exigen la preparación de estudios de impacto ambiental y social de los proyectos de hidrocarburos, que abarcan requisitos relacionados con participación, diseño e implementación de planes de mitigación y seguimiento, programas de reasentamiento y temas de empleo, salud y seguridad laboral y compensación de daños, entre otros. En esta rápida evaluación del ejercicio de la gestión ambiental y social se identificó una serie de tendencias de importancia prioritaria que se exponen a continuación.

Análisis de impactos acumulativos–territoriales

Uno de los reconocimientos más importantes en los análisis ambientales y sociales es que los esfuerzos actuales se enmarcan solo en la verificación de impactos directos resultantes de proyectos individuales y aislados de otras iniciativas. Además de sesgar la revisión en aspectos puntuales y de disminuir la calidad de las evaluaciones, esta mirada restringida no permite revisar impactos territoriales inducidos por la explotación de hidrocarburos, ni diferenciarlos de aquellos generados por otras actividades.

Si bien es posible observar una gran cantidad de problemas ambientales y sociales vinculados con el sector, muchos de ellos también se encuentran asociados a impactos negativos de diversos orígenes, incentivados quizás por la presencia de la actividad hidrocarburífera. Actividades forestales, ganaderas, agrícolas y otras desplegadas por colonos caen en esta categoría. Otros factores de enmascaramiento de análisis ambientales efectivos y focalizados en los temas significativos se vinculan con: i) uso del tema ambiental como un factor de negociación, colocando a los problemas ambientales como excusas para oponerse a los proyectos por razones ideológicas; ii) uso de argumentos ambientales para obtener compensaciones económicas; iii) promoción de expectativas de que los proyectos resolverán problemas que debería enfrentar el Estado, y iv) dificultades derivadas de las debilitadas capacidades institucionales disponibles en los sectores público y privado para abordar decisiones sobre el uso de recursos en áreas de alto valor como la Amazonía. Por esta razón, hacen falta estudios más profundos que permitan analizar la variedad de factores económicos, sociales, culturales y ambientales, a escalas geográficas territoriales más amplias que el área de impacto inmediato de un proyecto.

Si bien en gran medida se vinculan con la temática ambiental, las dificultades planteadas en el sector hidrocarburos también se relacionan significativamente con: i) demandas de salud, educación y empleo; ii) invasiones ilegales en territorios indígenas; iii) falta de titulación de tierras; iv) ausencia de políticas de Estado sobre territorios indígenas; v) falta de coordinación entre instituciones públicas; vi) debilidades en las capacidades de la sociedad civil y las comunidades indígenas, y vii) una amplia y dispersa legislación sectorial. Por ello, las compensaciones ambientales originadas en los proyectos son preferentemente de tipo económico y están relacionadas con los beneficios sociales y la superación de los problemas planteados, mas no se basan necesariamente ni en la valoración ambiental del territorio, ni en la reparación del daño ambiental.

Por las características de los territorios, la presencia de impactos ambientales depende en gran medida de la importancia de los recursos naturales, de la biodiversidad, de las áreas protegidas asociadas a territorios con recursos de hidrocarburos, de la pérdida de calidad ambiental en sitios intervenidos y de la importancia cultural de los grupos humanos presentes. La gestión de estos temas demanda políticas de sustentabilidad de largo plazo y mecanismos de ordenamiento territorial que ayuden a regular las intervenciones y promuevan la ganancia de las partes sobre la base de alianzas estratégicas que respeten el valor ambiental, la interculturalidad y el desarrollo de los pueblos. Sin embargo, el análisis ambiental y social basado en proyectos parcelados, con sus respectivos EIA enfocados en aspectos y áreas restringidas, no son instrumentos suficientes para revisar e integrar la implicación de decisiones de orden superior con efectos territoriales y ambientales mucho más amplios que los considerados en la actualidad.

Los proyectos fraccionados en exceso generan la profusión de estudios puntuales y la falta de una visión integrada. Una de las preocupaciones centrales es que los megaproyectos como Camisea, en Perú, sean analizados a través de EIA parciales y no se disponga de una visión integrada y completa. En este caso, se usaron 24 estudios de impacto ambiental parcializados por etapas del proyecto, y no hay una visión global con una mirada estratégica que dimensione la implicación ambiental de acciones de esta envergadura.

La necesidad de enfocarse en visiones superiores en el ámbito de políticas, planes y programas, utilizando herramientas como la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), es una premisa que cobra fuerza al interior del sector hidrocarburos. Algunos ejemplos de ello son la evaluación ambiental y social al nivel de bloques en Colombia, la evaluación del proyecto Paria en Venezuela, la aplicación de EAE en Ecuador (impulsada por el BID junto con los Ministerios de Energía y Minas y de Medio Ambiente, ya registra dos talleres y está en trámite la no objeción de una cooperación técnica para robustecer e iniciar este proceso) y en Perú las evaluaciones ambientales territoriales de algunas cuencas efectuadas por el MEM.

También existen en Colombia metodologías de análisis cultural para el ordenamiento territorial y el uso de la elaboración de planes de vida con comunidades indígenas, las que permiten profundizar el análisis relacionado con territorios de importancia vital para estos grupos. Estas iniciativas son el germen que marca la necesidad de evaluaciones ambientales estratégicas que ayuden a analizar impactos desde una óptica integral (compatibilizando visiones ambientales, sociales, culturales y económicas) y territorial, que supere la visión puntual y a menudo por etapas de los proyectos, al asumir los impactos acumulativos, sinérgicos e inducidos de alta importancia para explicar muchas de las deficiencias actuales.

La definición de mecanismos de planificación y ordenamiento territorial es una iniciativa que surge ante la necesidad de disponer de líneas de base social y ambiental enmarcadas en políticas de ocupación del territorio que busquen la compatibilidad entre diferentes usos humanos con aspectos de alto valor ambiental, social y cultural. El potencial de hidrocarburos de los países está en gran medida vinculado con territorios indígenas, lugares declarados como áreas protegidas y sitios de alto valor ambiental patrimonial o de interés para la protección de la biodiversidad. Dada la importancia de las áreas naturales y la necesidad de anticipar conflictos y tensiones, la elaboración de políticas de ordenamiento territorial compatibles con la delimitación, regularización y titulación de tierras y la identificación de posibles áreas de exclusión facilitarían la gestión de impactos ambientales y sociales derivados de proyectos de hidrocarburos, al establecer los vínculos con los efectos de la minería, concesiones forestales, desarrollos ganaderos y actividades de los colonos. En estos lugares deberían desarrollarse políticas de sustentabilidad que permitan compatibilizar actividades aparentemente antagónicas, otorgando el suficiente espacio para que las comunidades indígenas dispusieran de los recursos básicos para su desarrollo.

Existe la percepción de que la gobernabilidad ambiental del sector depende de una visión de futuro mucho más contundente que la utilizada para superar la coyuntura. La misma debe estar expresada en planes estratégicos que permitan consolidar los procesos y avancen más allá de las autoridades de turno y en agendas locales y regionales que aporten sostenibilidad en el corto y mediano plazo. Al respecto y como consecuencia del proyecto Camisea, en Perú existe un mandato de zonificación económico-ecológica del país impulsado por CONAM con homogeneización de metodologías, criterios y escalas.

Además, en Paracas, Instituto Nacional de Recursos Naturales (Inrena) se está trabajando en la elaboración de una zonificación de áreas de amortiguamiento y de áreas protegidas, actividad que será complementada con acciones que desarrollará la Comisión de Desarrollo Sostenible de Paracas con apoyo del BID. El resultado de las actividades realizadas es un trabajo coordinado entre las instituciones del Estado con relación a la generación y uso de la información. Se han superpuesto áreas sensibles con lotes y exploraciones según áreas ecológicas y,

aunque aun no ha sido publicada esta información, se utiliza y está disponible para instituciones públicas, al igual que los antecedentes generados por los EIA preparados por las empresas. Esto permite anticipar decisiones.

Finalmente, se identifica la necesidad de información estratégica ambiental y social que facilite la evaluación de los proyectos y permita realizar un seguimiento de impactos a nivel territorial acumulativo. El uso y la generación de sistemas de información para la toma de decisiones es una herramienta que está cobrando cada vez mayor valor y utilidad. El caso de Ecopetrol en Colombia ilustra el tipo de esfuerzos que deberían desarrollarse en este ámbito. Esta empresa dispone de sistemas georeferenciados que muestran antecedentes tales como mapas sociales, información de infraestructura y mapas de tenencia de tierra. A éstos se les puede agregar información derivada de mapeo socio-cultural (metodología CLAN) que permita integrar al análisis las cosmovisiones, interpretaciones y actividades de las comunidades indígenas.

Gestión de la información

La disponibilidad de información es parcial en los países, aunque algunas empresas están realizando un trabajo más sustantivo, como el caso de Ecopetrol en Colombia. Para el sector de hidrocarburos se requieren sistemas de información social y ambiental amplios e integrados, que abarquen todos los territorios de interés. La información organizada por variables relevantes e indicadores de impacto y de sustentabilidad debería estar preparada para apoyar la toma de decisiones en el sector con bases de datos actualizadas y públicas.

Una manera de avanzar velozmente en la generación de información de apoyo es la construcción de una base de datos con las líneas de base ambiental y socio-cultural disponibles, a partir de las evaluaciones ambientales y sociales elaboradas en el sector como respuesta a las exigencias legales de los países. Hay muchas iniciativas públicas desarrolladas por agencias sectoriales (medio ambiente, agricultura, parques nacionales, institutos geográficos, entre otros) y por entes privados –incluye asociaciones de la industria de hidrocarburos– que ofrecen valiosas fuentes de información para integrar bases de datos a nivel regional y nacional.

El ejemplo vinculado al diagnóstico de las prioridades de conservación en Suramérica, desarrollado por la organización ambiental estadounidense *Nature Conservancy* (TNC, por sus siglas en inglés), es un indicador del tipo de esfuerzo que debe desplegarse en materia de información. El diagnóstico tiene tres productos: i) un mapa de ecosistemas terrestres a escala continental, ii) ecorregiones prioritarias en las que TNC tendría impacto, y iii) un portafolio con los sitios prioritarios para inversión en biodiversidad. La meta es que el 10% de cada tipo de hábitat mayor o agregación de ecorregiones deberá tener algún nivel de protección al 2015. Otro ejemplo sería la definición de corredores interconectados de alto valor

ecológico preparados por Conservación Internacional para orientar sus propias actividades.

Análisis de pasivos ambientales

La presencia de un deterioro ambiental derivado de antiguas explotaciones generó pérdida en la calidad de vida y una generalizada imagen negativa del sector. Ante esta situación queda identificada la necesidad de revertir los niveles de deterioro para consolidar y facilitar las actividades del sector de hidrocarburo actuales y futuras.

Por ejemplo, en el sur de Ecuador, como consecuencia del impacto negativo de antiguas explotaciones en el área norte, nació una relación de desconfianza, conflicto y muchas veces de reclamo entre la empresa privada y los pueblos indígenas. Esto ha llevado a entablar demandas legales por el pago de compensación e indemnización contra Texaco, empresa que inició la explotación petrolera en los años setenta en el norte de la Amazonía ecuatoriana y que, según se alega, no tomó las debidas precauciones y medidas preventivas en sus actividades para evitar impactos ambientales y sociales.

Como resultado, existe en la actualidad una gran cantidad de pasivos que no han sido solucionados, lo que crea una mala imagen de la industria de hidrocarburos como contaminante, causante de múltiples enfermedades y destructora del hábitat. Esta visión impacta en el desarrollo futuro de la actividad en la región, a pesar de los esfuerzos de corrección involucrados en las operaciones actuales y recientes.

Hace 15 años no había normativas, ni buenas prácticas ambientales en el sector, razón por la cual se produjeron malas experiencias que derivaron en reclamos de las comunidades indígenas y de la sociedad civil. Hoy, existe la percepción de que históricamente los proyectos de hidrocarburos no han apoyado el fortalecimiento de los territorios y de las personas afectadas. Se asocia a estos proyectos las áreas de pobreza y al deterioro del ambiente, tanto por la gran cantidad de pasivos históricos como por las intervenciones poco sustentables de algunos más recientes. Se tiene la sensación de que no hay preocupación por generar procesos de desarrollo sustentables e integrales en las áreas de intervención petrolera y, si bien esto pudo comenzar a revertirse tras los fuertes conflictos de la década de los noventa –particularmente con el desarrollo del proyecto Camisea en el caso de Perú– aun persiste una fuerte desconfianza ante las actividades del sector.

El incumplimiento de los compromisos ambientales establecidos en los planes de adecuación y en los EIA, como la falta de fiscalización y seguimiento ambiental efectivo, siembran dudas sobre las capacidades concretas del sector público, sobre el interés real de las empresas para corregir daños y sobre la efectividad de las decisiones vinculadas con proyectos de hidrocarburos. Es importante considerar

que existe la percepción de que se dispone de suficiente legislación ambiental, y que el problema básico es la incapacidad para aplicarla de manera efectiva.

De acuerdo con lo señalado por varios especialistas, los pasivos ambientales en Perú son innumerables, diversos y antiguos. Esto se debe a una práctica de explotación no previsoras y a la falta de legislación ambiental, que recién entró en vigencia en 1993. Ya para esa fecha los conflictos socio-ambientales generados por la actividad eran extremadamente visibles. La legislación ambiental vigente es considerada de avanzada, pero muy amplia y dispersa. Con el fin de remediar los pasivos, se estableció un fondo especial (USD 30 millones), pero a pesar de esta iniciativa los pasivos ambientales persisten: solo se remedia la contaminación que se produce actualmente pero no los pasivos históricos.

Como lo señalan las ONG ambientalistas, este tema no ha sido tratado con la suficiente seriedad. No se establecieron parámetros, ni lineamientos para la valorización de los daños ambientales y las normativas existentes para estos procesos no son aun muy claras y difundidas. Como expresó un representante de la ONG ambiental: "... todos quieren negociar y no remediar, han acostumbrado a la gente a esperar la compensación económica y no la remediación".

Evaluación y gestión de impactos en el ámbito de proyectos

Análisis de impactos y planes de manejo ambiental

El estudio constató que los países de la región cuentan con una amplia legislación que establece tanto consideraciones ambientales como mecanismos de participación pública, a partir de sistemas de revisión y autorización de actividades de hidrocarburos. Estas exigencias están fijadas, especialmente, en la evaluación ambiental sobre todo para nuevos proyectos pero no siempre en planes de adecuación para actividades en operación. Sin embargo, no todos los requerimientos están desarrollados a niveles operativos mediante guías y procedimientos detallados, que permitan la correcta aplicación de las exigencias. Esto incorpora sesgos, dudas y discrecionalidad funcionaria en los sistemas de evaluación de impacto ambiental.

Si bien se estima que existe legislación suficiente, los resultados demuestran la necesidad de otorgar mayor valor agregado a los análisis sociales y culturales, de poner énfasis en la evaluación de los impactos ambientales significativos, de mejorar los instrumentos para gestionar los impactos ambientales y de mejorar sustantivamente los mecanismos de participación en todas las etapas del proceso de evaluación y monitoreo.

Otra de las tareas significativas en la evaluación de impactos es la correcta definición de las áreas de influencia de los proyectos. Por lo general, se pone el foco en la localización física de las instalaciones, que no es necesariamente el lugar

donde ocurren los impactos ambientales y se presentan los problemas con las comunidades. Esto se relaciona también con las áreas territoriales de culturas indígenas. Esta desatención induce un problema serio en la gestión de los impactos, particularmente de aquellos de tipo acumulativo y sinérgico, que se superponen con otras actividades productivas, como la ganadería y los usos forestales, restando credibilidad a las evaluaciones.

La necesidad de focalizar evaluaciones ambientales en las etapas tempranas de los EIA es otra de las debilidades que se presentan en la atención de los impactos derivados de proyectos de hidrocarburos. La falta –al inicio de los proyectos– de una definición sustantiva de los alcances y coberturas de los esfuerzos necesarios para abordar las temáticas realmente significativas se transmite en la producción de documentos en serie, que constituyen compendios enciclopédicos más que instrumentos efectivos para gestionar los impactos ambientales derivados de los proyectos. Existe la necesidad de internalizar los costos ambientales en la etapa de concesión de territorios, identificar y asumir con claridad las características y los valores ambientales involucrados en esas áreas, para incorporarlas en las soluciones abordadas en el diseño de los proyectos. La introducción y el perfeccionamiento de evaluaciones preliminares en las fases tempranas de las decisiones puede convertirse en un mecanismo que dé sustancia a los esfuerzos que se realizan en la actualidad. Esto ayudaría, además, a que las evaluaciones ambientales pierdan la actual visión de un mero cumplimiento de requisitos y pautas legales y administrativas, para transformarse en instrumentos sustantivos para resolver problemas en el proceso de toma de decisiones.

Los planes de manejo y gestión –que resultan los instrumentos más sustantivos en la evaluación ambiental de proyectos– son poco aplicables ya que al tener carácter descriptivo presentan debilidad en la identificación y el análisis de los impactos ambientales, no otorgando soluciones prácticas a la gestión efectiva de los mismos. Las medidas de mitigación y compensación son muy débiles, mal definidas y poco desarrolladas, y no son parte de los costos ni de la agenda de implementación de los proyectos.

Un ejemplo positivo es el OCP de Ecuador, que estableció una política ambiental que, entre otros temas, se aplica a los EIA de proyectos. La política se basa en evaluar los potenciales impactos ambientales de las actividades e incorporar medidas de mitigación, consultar a los afectados y responder a sus preocupaciones, apoyar la investigación y proyectos ambientales con el fin de mejorar la capacidad de la empresa para proteger el ambiente, ahorrar energía y minimizar las descargas de desperdicios al ambiente, elaborar y mantener planes de respuesta oportunos y efectivos para responder a emergencias y minimizar los impactos negativos, reparar o mitigar daños ambientales derivados de sus actividades, asegurar que las responsabilidades ambientales estén claramente asignadas en la empresa, monitorear el desempeño ambiental y conducir auditorías ambientales,

promover el mejoramiento continuo y la capacitación e implementar prácticas y procedimientos ambientalmente positivos y compatibles con la política.

Para respetar las leyes ecuatorianas de protección ambiental, OCP se comprometió en el contrato de construcción y operación del oleoducto a cumplir como mínimo las normas ambientales determinadas por el plan de manejo incluido en el estudio de impacto ambiental. También se comprometió a cumplir con las prácticas internacionales de la industria, que generalmente se definen como cualquier acción, método y acto recomendado o aprobado por el Instituto Estadounidense de Petróleo (API, por sus siglas en inglés), y que son utilizados en la transformación de crudo similar al transportado por OCP.

Esta política se expresa de manera concreta en la construcción y operación del ducto, y particularmente en la protección de las áreas sensibles susceptibles de ser modificadas por su construcción y operación, como es el caso de Mindo y el sector del páramo. En estos lugares se ejecutan procedimientos especiales, tales como enterrar la tubería, no construir caminos de acceso, disminuir la servidumbre y, para favorecer la revegetación natural, se utilizan métodos de reingeniería, hidro-siembra y uso de especies criadas en viveros. En el programa de salvamento botánico e inventario florístico aplicado antes de las intervenciones se recolectaron y almacenaron semillas y muestras vegetales para su posterior plantación en áreas sensibles y se depositaron ejemplares en el Herbario Nacional de Ecuador. Toda esta información se publica en revistas científicas nacionales.

El planteamiento de la empresa Hocol –que opera en la zona del Putumayo en Colombia, y que en Canadá tiene relación con comunidades de las primeras naciones del pueblo Sixxica– es que se debe dar un giro al estudio de impacto ambiental. Indican que lo primero es construir la filosofía de trabajo y averiguar o conocer las condiciones del territorio en donde se va a actuar, en contacto con las autoridades locales, comunidades y todos los actores presentes en la zona de desarrollo es decir, debe crearse una línea base o mapeo tanto en lo ambiental como en lo social.

Esta línea base debe ser diseñada conjuntamente con la población y con los actores a través de un proceso participativo que los involucre. Si se levanta una línea base seria y creíble, se crea una relación de buena calidad con la comunidad, basada en la confianza mutua y en el respeto absoluto. Las compañías deben aprender a trabajar con la comunidad bajo un código de ética consensuado, para lo cual debe trasladárseles el conocimiento y la información necesarios, y así empezar las actividades. En el caso de Embera y Páez, los EIA fueron realizados con la participación de indígenas, colonos, campesinos y municipios, por lo que no existió conflictividad a pesar de que los problemas en el Putumayo son fuertes, especialmente por la violencia existente generada por la guerrilla, los paramilitares o el ejército. Se trabaja bajo esta metodología desde hace más de seis años.

En este caso, cada grupo indígena reconoce que el petróleo es un bien público y hay que trabajar en la construcción de variables para la presencia del Estado en la zona. Generalmente se concluye que en lo local no existe ninguna institucionalidad, ya que el Estado central asumió directamente la relación y estableció cuáles son los interlocutores válidos y la forma de tomar las decisiones.

La empresa Hocol estableció la ocupación de mano de obra del 60% para las comunidades locales e inició procesos de capacitación que determinaron que en la actualidad existan profesionales en servicios y seguridad industrial. La decisión de iniciar correctamente el relacionamiento comunitario y construir una buena línea base posibilitó que, al día de hoy, la empresa mantenga relaciones de confianza y respeto y, sobre todo, que no pague compensaciones ni indemnizaciones, evitando caer en malas prácticas asistencialistas.

La empresa estableció tres aspectos que siempre deben estar presentes en su relación con la comunidad: i) ayuda en la gestión o inicio del trámite frente al municipio o al Estado, es decir, se le indica dónde están los recursos de las regalías; ii) la realización de estudios como un pedido en obra social indispensable, y iii) el asistencialismo puro, viable solamente en caso de catástrofes.

Evaluación de impactos y planes de manejo social

Todos los países exigen estudios de impacto social, aunque se reconoce la debilidad en cuanto a la creación de buenas líneas de base social que incluyan temas como líneas de pobreza, actividades económicas, situación de grupos indígenas no contactados, migraciones, salud y situación de la mujer. Los planes y programas que se realizan por parte del Estado para cumplir con la dotación de salud y educación no cumplen con las expectativas de la población, que señala que éstos suelen ser deficientes y de muy baja calidad y que pocas veces existe una relación interactiva entre los estudios sociales y la comunidad involucrada.

Los planes de manejo social están siendo elaborados por las empresas, aunque faltan capacidades para construirlos y no hay criterios por parte del Estado respecto de lineamientos, ni requisitos preestablecidos. En ese sentido, hay indicaciones más claras en lo ambiental que en la temática social en forma de guías –solo Perú cuenta con indicaciones– si bien éste no es el formato común en los países.

Las empresas están tomando el papel de proveedores de servicios públicos, que en realidad corresponde al Estado. Al asumir estos roles se generan conflictos, ya que se confunde la responsabilidad social con el reemplazo del Estado. Al decir de los actores indígenas, el conflicto se ve agravado porque no se respetan los acuerdos sobre el manejo ambiental; las políticas de empleo y las medidas de prevención, mitigación, remediación y compensación. También las empresas sienten frustración por la confusión de su rol a causa de la poca presencia del Estado en los territorios.

Las empresas grandes suelen preocuparse más de la responsabilidad social y ambiental que aquellas más pequeñas, sobre todo por problemas de capacidad de respuesta y falta de políticas. En opinión de las empresas que están involucradas en la actividad de hidrocarburo en Colombia, por ejemplo, existen compañías petroleras que podrían agruparse en tres clases: i) grandes compañías, que manejan producciones altas y que en sus actividades establecen niveles y estándares de calidad, con políticas corporativas tanto para el medio ambiente como para lo social y cultural; ii) compañías medianas, que en sus actividades manejan estándares nacionales de calidad en los aspectos ambiental, social y cultural, y iii) empresas pequeñas, que manejan remanentes y que son el futuro de la producción de petróleo en Colombia, pero que no utilizan estándares, ni ambientales ni comunitarios, ya que no tienen responsabilidad social establecida por casas matrices, ni afiliación a la asociación de empresas de Colombia.

Aunque las exigencias de EIA cubren planes de cierre y requisitos de remediación, lo social y cultural no recibe el mismo énfasis. Los fondos que se reservan para financiar impactos de clausura abarcan sólo lo ambiental –en especial el tema de contaminación–, pero suelen ignorar cuestiones relacionadas con cambios sociales generados por la actividad, como por ejemplo agrupaciones de ex trabajadores de la empresa que se han asentado permanentemente en el área por falta de opciones después del cierre de la explotación.

Mecanismos de seguimiento de proyectos

La debilidad en los procesos de seguimiento y control durante la construcción, la operación y el cierre se manifiesta especialmente en el Estado. Las empresas, en cambio, suelen hacer seguimiento, pero por la poca difusión de los resultados se genera desconfianza y falta de credibilidad por parte de la comunidad. El caso del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinerg) en Perú, con su actual fondo para el seguimiento de proyectos, muestra la importancia que puede adquirir este tema al identificar la situación existente después de Camisea.

Osinerg, el ente regulador del sector hidrocarburos en Perú, no tenía ningún profesional especializado para revisar el manejo social de Camisea antes del inicio de su construcción. Más aun, no tenía el equipamiento, ni el apoyo logístico de campo necesarios para visitar las áreas del proyecto. Pese a que esta situación ha mejorado sustancialmente, muchos de los impactos de la construcción ya habían ocurrido para el momento en que este organismo pudo disponer de un equipo básico de seguimiento.

A pesar de los casos aislados, el monitoreo del desempeño social y ambiental es considerado como una debilidad mayor del sector en la región, ya sea por la ineficacia o ausencia de los reguladores estatales o por la falta de participación de los pobladores locales en los procesos de monitoreo de las compañías o del go-

bierno. El resultado es una falta de confianza de los grupos de interés en la gestión del proyecto, la ausencia de monitoreo por parte del Estado –con la excepción de Perú– y el temor de las empresas que creen que la falta de capacidad de los gobiernos en estas materias los lleve a cometer errores.

Las compañías, en general, critican la capacidad de los funcionarios para implementar monitoreos (especialmente sociales), aunque los programas –más bien indefinidos de seguimiento incluidos en sus EIA– no muestran un compromiso decidido con logros específicos de desempeño y con evaluaciones y monitoreos más claros y concretos.

En relación con el monitoreo participativo, por lo general los gobiernos no requirieron su implementación. El Ministerio de Energía y Minas de Perú está finalizando una guía para promoverlo, en primer lugar para las actividades relacionadas con el proyecto Camisea. Mientras que muchas compañías hicieron pocos esfuerzos en implementar un monitoreo participativo, otras lo han adoptado como política.

PetroMinerales implementó en Colombia un monitoreo participativo con la población local y está convencida de que estas acciones son beneficiosas para sus operaciones. El Gasoducto Brasil–Bolivia usó un monitoreo participativo, que incluyó el acompañamiento de los pobladores locales en las actividades. Vale mencionar que, como parte del compromiso de mejorar el entendimiento interno, la compañía asigna a cada uno de sus trabajadores un mínimo de cinco días de trabajo anual en alguna actividad junto a la población local.

Valoración de daños y de compensaciones

Los procesos de compensación también son temas de conflicto debido a la inexistencia de mecanismos consensuados de valoración económica del daño ambiental, y porque el Estado no participa en las negociaciones entre las empresas petroleras y las comunidades indígenas como instancia de validación de los acuerdos. A pesar de que existe reglamentación específica para establecer el pago de compensaciones sobre la utilización de territorios indígenas (especialmente la Ley de Uso de Tierras, para establecer servidumbres, derechos de vía, y pasos de tubería), ellas no se aplican adecuadamente. Los procedimientos no son claros y se realizan de acuerdo a la buena fe, no todos los actores tienen y manejan la misma información, las comunidades no saben cómo se valora y las empresas no proporcionan o explican los procedimientos utilizados para la valoración. En definitiva, no existen procedimientos previamente acordados por las partes. Si la comunidad no conoce cuánto cuestan sus tierras, difícilmente puede establecer el valor de la compensación de manera objetiva y validada. Dado que esto genera incertidumbre y alto grado de conflictividad en la comunidad, específicamente se demandan parámetros de valoración de deterioro ambiental, en especial, respecto a daños en el largo plazo.

Un ejemplo interesante en la gestión de los daños son los fondos para la remediación en Ecuador. Con el propósito de indemnizar o pagar compensaciones a las zonas afectadas por la actividad de hidrocarburos, la empresa estatal PetroEcuador creó la Gerencia de Protección Ambiental (GPA), que financia –con recursos de la partida “Aportes y Transferencias”– proyectos de desarrollo o de obras de infraestructura básica en las comunidades o regiones que han sido afectadas por la actividad.

Inversión social empresarial

Tal como se adelantó, existe la necesidad de una política de responsabilidad social que, entre otras cosas, promueva la inversión en pequeñas y medianas empresas sostenibles y no ponga énfasis únicamente en acciones de asistencia. Los aportes de las empresas terminan siendo apoyo en temas no sustantivos ni sustentables en el tiempo, además ellas deciden los aportes, crean fundaciones para manejar los recursos y la comunidad termina dependiendo de la generosidad de la empresa.

En Colombia, BP aprendió mucho de experiencias previas en las que los múltiples actores del conflicto armado obtuvieron ilegalmente fondos del Gobierno y de las compañías para apoyar sus actividades. Como resultado, BP invirtió fuertemente en Casanare, para apoyar los procesos de planeamiento local y para construir una mayor capacidad local para incrementar la transparencia y asegurar que las regalías y otros desembolsos del Gobierno se gasten de una manera más beneficiosa para los intereses de la población en el largo plazo.

La tendencia de las empresas petroleras es conformar sus propias organizaciones o fundaciones con la finalidad de atender los pedidos de los colonos y comunidades indígenas. Un ejemplo de Ecuador es la Fundación ÑANPAZ, que trabaja con fondos proporcionados con la empresa Encana y tiene como lineamientos generales proporcionar educación, capacitación y cursos de liderazgo y formación de grupos comunitarios con la población asentada en el área del proyecto. También maneja proyectos productivos como fincas integrales, se ocupa de la conservación de especies nativas y emplea mano de obra de los colonos afectados en la construcción de proyectos de salud y educativos.

El estudio detectó la demanda de fondos sociales diseñados y manejados por las comunidades y no por las empresas. En Bolivia, como respuesta a las críticas de impactos y riesgos ambientales en la selva chiquitana, Shell y Enron negociaron con varias ONG nacionales e internacionales una inversión de hasta USD 20 millones destinada a la creación de la Fundación para la Conservación del Bosque Chiquitano (FCBC). Sin embargo, la negociación no involucró adecuadamente al Gobierno, ni a los grupos indígenas locales. Dichos grupos de interés no estuvieron incorporados en los procesos de diseño y gestión de las inversiones de la

fundación. Por esto, a pesar su fortaleza, la FCBC funcionó en la práctica como una fuente de conflicto entre los grupos de interés, en lugar de unirlos en torno a una causa común.

Impacto económico directo

Empleo

En los países desarrollados existen ejemplos de prácticas que benefician el empleo local, como los planes de beneficios en Canadá que requieren que, a la hora de contratar, se tome en cuenta a las poblaciones marginadas. Sin embargo, los pueblos indígenas de la región son mano de obra secundaria, ya que en ellos no hay profesionales calificados, ni capacitados. Por tal motivo, el Ministerio de Energía y Minas de Perú implementó el Comité de Administración de los Recursos para Capacitación (CAREC), financiado por las compañías del sector hidrocarburos, con el objetivo de promover las capacidades indígenas en relación con las actividades del sector. Además de financiar talleres con las comunidades de las áreas de influencia de los proyectos de hidrocarburos, CAREC otorgó becas a estudiantes indígenas, con la finalidad de incrementar sus posibilidades de obtener puestos de trabajo más calificados dentro de las compañías.

También es ilustrativa la experiencia de la Federación de la Organización Shikai Achuar del Morona (OSHAM) de Perú, con diez comunidades de la nacionalidad Achuar de Morona. Desde hace algunos años, estas comunidades se oponían a la explotación del bloque 64 ubicado en su territorio y adjudicado a la *Occidental Petroleum Corporation* (OXY) (Occidental). Luego de la capacitación recibida por el Ministerio de Energía y Minas, OSHAM ha firmado un acuerdo por el que se establece un código de conducta, tanto para la OXY como para la población indígena, en el que se señala la participación de la población en la elaboración del EIA y de seis trabajadores indígenas como monitores para la fase exploratoria.

El acuerdo permite la exploración y descubrimiento de nuevas reservas. La empresa fue autorizada a perforar dos pozos exploratorios y, en caso de confirmarse la existencia de yacimientos con reservas se firmaría un nuevo acuerdo de participación. Con los recursos recibidos se estableció un fondo de desarrollo que sirve para otorgar becas a 36 jóvenes estudiantes en institutos de educación media y superior.

OSHAM recibió una compensación por uso del territorio que le sirve para financiar un plan de desarrollo y capacitación de sus recursos humanos, que incluye herramientas de trabajo para agricultura, crianza de aves, piscigranjas, radiofonía, transporte fluvial y aéreo. Entre las opciones de proyectos a futuro se tiene un plan de desarrollo para la comercialización de la fauna silvestre. El acuerdo es para un fondo de USD 570.000, vinculado a un área para instalar un pozo ex-

ploratorio: si los resultados son positivos se firmaría un nuevo convenio por 40 años. El fondo es manejado por los propios grupos indígenas según la aprobación de las actividades por parte de la asamblea. Los gastos están asociados a elaboración de proyectos y a la administración de OSHAM.

Las organizaciones indígenas nacionales y regionales han demostrado especial interés en los procesos de capacitar y profesionalizar a sus miembros. Este es el caso del convenio de la COICA y la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), que dictarán cursos de diplomado en la actividad dirigidos a indígenas de los países del área andina para que sus miembros tengan mejor conocimiento de las actividades de hidrocarburos, su desarrollo, normativa y funcionamiento.

Compras y socios locales

Existe una expectativa creciente de que las compañías de hidrocarburos efectúen un mayor esfuerzo en comprar bienes a los proveedores locales en lugar de importarlos. Aunque los proveedores pueden ser los más preocupados por este tema, en ninguno de los países existen aun lineamientos claros que orienten a las compañías sobre cómo manejar este asunto. En Ecuador hay conflictos con respecto a la compra en empresas locales, ya que las petroleras importan todos sus insumos. Dada la importancia de esta temática, están apareciendo iniciativas de interés. En Perú existen guías de participación comunitaria que requieren compras locales.

En la región no existen corporaciones indígenas, con excepción de Amazonía Gas y *Amazonía Energy*. En la Amazonía ecuatoriana, las nacionalidades y los pueblos indígenas están agrupados en la organización regional Confenaie. En 2000 demostraron su apertura a vincularse con la actividad de hidrocarburos, año en el que se aprobó por unanimidad la conformación de la empresa indígena Amazonía Gas S.A., de la que las nueve nacionalidades son accionistas. Esta iniciativa, de aproximadamente USD 50 millones de inversión y con el apoyo del BID a través de cooperaciones técnicas, tiene por objeto el aprovechamiento del gas asociado al petróleo que se quema en el campo petrolero de Sacha. Para su captación, procesamiento e industrialización se asociaron la empresa Keyano Pimee, de propiedad de las primeras naciones de Canadá, con la empresa transnacional Encana, bajo la modalidad de un contrato de gobierno a gobierno entre Canadá y Ecuador.

Frente a la falta de técnicos y profesionales indígenas que asumieran este reto empresarial se realizó un Diplomado en Gas y Petróleo en convenio con Olade y la Universidad de Calgary, dirigido a 25 bachilleres miembros de las nueve nacionalidades indígenas. Sin embargo, el proyecto se encuentra paralizado por conflictos entre el Estado y la empresa Encana por la devolución del IVA, la ausencia de visión y el exceso de burocratismo de las autoridades hidrocarburíferas del gobierno, y asimismo la falta de entendimiento y la confusión de los nuevos dirigentes de la Confenaie.

Por otra parte, las organizaciones y nacionalidades de la provincia de Orellana (Ecuador) –zona norte de la Amazonía– agrupadas en la Federación de Comunas Unión de Nativos de la Amazonía Ecuatoriana (Fcunae) –sector donde se desarrolla actividad de hidrocarburos a gran escala– luego de acordar y decidir con sus bases, en una de las asambleas generales de su organización regional (Confenaie), pidieron apoyo y respaldo para participar en actividades de hidrocarburos. Esta entidad resolvió favorablemente, pero con la condición de que se respete la decisión de los pueblos y las nacionalidades indígenas del centro y sur de la Amazonía que se oponen a la explotación petrolera, situación en que se encuentra la comunidad Kiwcha de Sarayacu, provincia de Pastaza, y las nacionalidades Achuar y Shuar, que se oponen al desarrollo de los yacimientos petroleros en los Bloques 23 y 24, que están en sus territorios.

Luego de la resolución de apoyo de la Confenaie, se conformó y legalizó la empresa *Amazonía Energy S.A.*, que estableció alianzas estratégicas con socios de empresas indígenas y no indígenas de Canadá y Estados Unidos para participar en actividades de hidrocarburos como, por ejemplo, un proceso de licitación internacional convocado en los últimos meses por el gobierno nacional. La estrategia de *Amazonía Energy* consiste en asociarse con empresas de reconocido prestigio en el área de petróleo y gas y participar activamente en proyectos de desarrollo de hidrocarburos, tanto en la estructuración financiera como en la fase operativa. Los primeros años estarán signados por un proceso de aprendizaje y luego asumirá la operación paulatinamente y acompañado por el socio, en la medida en que exista personal indígena profesionalizado y capacitado.

Una de las dificultades encontradas es que las empresas tercerizadas no tienen guías, ni requisitos específicos y muchas veces son las culpables de los problemas. Las compañías operadoras manifiestan que, como es de conocimiento público, ellas contratan servicios con terceros para que realicen trabajos en la industria, ya sea para dotación de alimentación, apertura de carreteras, servicios de perforación, transporte, remediación, entre otros temas. Por lo tanto, sostienen que es responsabilidad de éstas la aplicación de buenas o malas prácticas, tanto en el relacionamiento de la comunidad como en el cumplimiento de contratos, y que la operadora no resulta culpable de que las empresas de servicios no contraten mano de obra indígena, ni tengan buenas relaciones con la comunidad.

Otro elemento de relevancia es la consideración de que no existe relación de socios entre empresas y comunidades, sino más bien una convivencia forzada por la presión de usar los recursos. En Bolivia, Ecuador y Perú es posible señalar que existe un permanente reclamo por parte de los pueblos indígenas y colonos asentados en las áreas de influencia porque las utilidades y los beneficios que produce la actividad no llegan a sus comunidades, ni contribuyen para su desarrollo. Esto los lleva a ejercer presión a las empresas privadas y a los organismos es-

tatales que tienen a su cargo la actividad, recurriendo a permanentes cierres de vías y tomas pacíficas de campos petroleros. El objetivo principal es llevarlos a una mesa de diálogo para la firma de un acta de cumplimiento que, en muchos casos, termina en el pago de compensaciones o indemnizaciones, pero sin ningún parámetro de medición o estudio previo. Podría decirse que la relación está limitada a un proceso de negociación conflictiva.

Finalmente, cabe destacar que existen posibilidades de establecer relaciones de beneficio mutuo con las comunidades, por ejemplo ante la demanda de proveer energía para la comunidad local. No obstante, para ello es necesario fortalecer los vínculos y eliminar las desconfianzas entre actores como preocuparse por la sostenibilidad de la opción seleccionada.

En Bolivia, cuando la empresa TransRedes realizaba la construcción del oleoducto, una comunidad solicitó infraestructura básica, especialmente la dotación de fluido eléctrico. Tras varias reuniones la empresa ofreció una estación y planta de energía generada con el gas transportado a través del oleoducto, a lo cual la población se opuso manifestando que era excesivamente peligroso y que la empresa pretendía hacer desaparecer el pueblo. Luego de un acuerdo, se construyó una planta generadora a diesel. En la actualidad, por los altos costos y por la difícil transportación de este combustible, el pueblo demanda a la empresa la dotación del gas para el funcionamiento de una planta generadora.

Salud

La queja permanente de los pueblos indígenas y de las ONG que trabajan en el área de influencia de la actividad del sector de hidrocarburos es que el impacto sobre la salud es excesivamente fuerte en territorios donde no existe mayor población, debido a los hábitos y comportamientos de los trabajadores traídos por la empresa para la construcción y operación de sus facilidades. Tal es el caso de la presencia de enfermedades venéreas en los pueblos más cercanos al desarrollo del sector de hidrocarburos que, como en Perú, puede influir incluso en el cambio de actitud y hábitos en las relaciones sexuales de los indígenas. La posibilidad de contagios y epidemias es especialmente seria para poblaciones no contactadas.

El Estado no está cumpliendo con su papel de proveedor de servicios sociales (clínicas, educación de salud, entre otros) y su débil presencia en las zonas de desarrollo de los hidrocarburos no le permite cumplir con la dotación de infraestructura necesaria. La población asocia la presencia de las empresas petroleras en sus territorios con el Estado y les exige la provisión de estos servicios como parte del plan de manejo social y ambiental.

Reasentamiento, desplazamiento y migración

Es importante distinguir entre reasentamiento, desplazamiento y migraciones al analizar los impactos de la industria petrolera. Como las exploraciones de los hidrocarburos suelen darse en áreas rurales remotas y poco pobladas, no son habituales los problemas de reasentamiento. Lo mismo se puede decir con relación a la construcción y el manejo de oleoductos/gasoductos, aunque la construcción de terminales de exportación o complejos de refinerías cerca de áreas urbanas sí puede causar mayores impactos sobre comunidades existentes.

Normalmente, sin embargo, el proceso de reasentamiento está reglamentado por la ley y conlleva a procedimientos y compensaciones establecidas por el gobierno. Aunque éstas no siempre se llevan a cabo de la manera debida, su incumplimiento tiene más que ver con el comportamiento de la burocracia gubernamental y de las empresas, que con una falta de legislación o normatividad.

El desplazamiento de poblaciones locales por la actividad del sector tiene otras raíces, tales como la llegada de trabajadores, la inmigración de colonos con culturas y costumbres distintas o, en algunos casos, la presencia de grupos armados. Estos posibles escenarios deberían ser analizados antes del otorgamiento de permisos por parte de las autoridades, a fin de asegurar que existan medidas o programas que respondan a las presiones que pudieran causarse.

En Colombia, las organizaciones indígenas y la sociedad civil perciben que los desplazamientos, la represión y el exterminio tienen a la actividad de hidrocarburos como telón de fondo, ya que coincidentemente en muchos de los proyectos se dieron casos de violencia, como en el de los pueblos *Wayuu* en la Guajira. Allí los paramilitares actuaron cruelmente contra la población de mujeres, ancianos y niños, con el propósito de que abandonaran sus tierras ancestrales luego de que estos territorios se identificaran como zonas de interés con un gran potencial de reservas de gas, petróleo y carbón.

En los últimos años, miles de indígenas fueron desplazados de sus territorios a causa de conflictos armados y más de 400 fueron asesinados y desaparecidos. Los fenómenos de desplazamiento permiten que queden en manos de terceros las tierras que por miles de años han sido conservadas por los indígenas.

En los casos en que la compra de tierras para proyectos petroleros, mineros o de hidrocarburos afecta a personas particulares en zonas rurales, hay una creciente conciencia en algunos gobiernos y compañías respecto de que deberían proporcionar otros territorios en lugar de solo dinero por las tierras adquiridas. Cada vez es más aceptada la idea de que los intercambios bien planificados, tipo tierra por tierra, son la mejor manera de evitar los riesgos sociales que surgen cuando los individuos gastan o invierten mal todo el dinero recibido y se quedan sin su recurso principal de subsistencia.

También hay numerosos casos donde las expectativas de los grupos de interés, combinadas con un inadecuado manejo, han llevado a una migración masiva al área del proyecto en busca de empleo, tal como ocurriera en Paracas (Perú) y en Venezuela. En Perú, la empresa constructora del gasoducto de Camisea se comprometió a abrir oficinas de contratación fuera del área de influencia del proyecto y a no contratar a los migrantes que llegaban a la zona de operaciones en busca de empleo. Sin embargo, estas oficinas no fueron implementadas y muchos trabajadores externos fueron contratados en el área de influencia inmediata del proyecto. Esta situación dio como resultado migraciones masivas en busca de empleo que, en un caso, llegó incluso a duplicar la población de una localidad.

Asimismo, muchas compañías en Venezuela mencionaron retos adicionales derivados de la falta de coordinación y de mensajes comunes entre el sector privado y el Gobierno, con relación al número real de empleos que serán creados por un proyecto. En muchas ocasiones, los representantes locales del Gobierno declaran que las compañías crearán miles de empleos en lugar de lo real: apenas decenas. Como resultado, se generan migraciones adicionales en busca de empleo que ocasionan frustraciones enormes al no existir una esperanza real en el proyecto.

Comportamiento de trabajadores

Algunas compañías tienen claros códigos de conducta para asegurar que el comportamiento de los trabajadores del proyecto no genere conflictos, ni otros impactos en las poblaciones locales. Asimismo, algunas empresas implementan fuertes programas de entrenamiento para asegurar que sus trabajadores sean sensibles a la realidad local y a la cultura de los grupos vecinos al proyecto. El Gasoducto Brasil–Bolivia es uno de los más exigentes en este sentido, ya que cada uno de sus trabajadores debe dedicar por lo menos cinco días al año a realizar actividades en alguna comunidad local.

Otras compañías aun hacen poco con relación a la conducta de sus trabajadores, ya sea porque no es requerido o monitoreado, o porque no es considerado como prioridad. Después de todo, existen todavía enormes diferencias entre los estándares de seguridad para los trabajadores de las diferentes empresas. Por esto, muchos grupos de interés, tanto del sector privado como del gobierno y las ONG, tocaron el tema de la necesidad de establecer un código de conducta regional. Sostuvieron que, de no existir un estándar de este tipo, se mantendrán las enormes diferencias en el comportamiento de los trabajadores de las distintas compañías.

Derechos humanos y de mujer

En cada uno de los países se elevaron preocupaciones a la Defensoría del Pueblo con respecto a posibles violaciones de los derechos humanos de indígenas y otras poblaciones locales. Colombia enfrenta los mayores retos debido al con-

flicto armado y sus vínculos con las actividades de hidrocarburos. En un esfuerzo para manejar estas crecientes inquietudes, varias compañías han acordado apoyar los principios voluntarios, un acuerdo internacional diseñado para asegurar que la interacción de las empresas con las fuerzas de seguridad privadas y con la milicia, sea estructurada de manera que se reduzcan los riesgos de violaciones de los derechos humanos por parte del personal de seguridad en las poblaciones locales.

Los acuerdos y las soluciones a los que lleguen la industria y los pueblos indígenas necesitan ser transparentes y fruto del consenso. Las empresas privadas deberían pedir a los gobiernos que intervinieran más en la solución de los conflictos, para no terminar en una mala práctica. Un ejemplo es el caso del Putumayo –parte sur de la Amazonía– en la que por más de 30 años se realiza la actividad petrolera, con resultados no muy halagadores: pérdida acelerada de biodiversidad, elevación de los niveles de contaminación, masivos y permanentes desplazamientos y asesinatos a la población, y acelerada pérdida de territorio y cultura de los pueblos indígenas.

Marco político y capacidad institucional de gobiernos, empresas y sociedad civil

Esta sección da una síntesis de algunas capacidades institucionales importantes para gestionar de manera explícita y articulada los impactos sociales y ambientales derivados de la actividad de hidrocarburos. Se utilizan los conceptos clásicos del tema institucional y se analizan las principales fortalezas y/o falencias que se encontraron durante el presente estudio.

Capacidades estratégicas de orientación, liderazgo y recursos humanos

Las instituciones no asumen visiones explícitas que consideren en el tema social y ambiental una integración de largo plazo de ambas dimensiones en los aspectos de desarrollo económico. La visión se restringe al ámbito de proyectos específicos e individuales. Por lo tanto, no existe una consciente conceptualización de estrategias para usar al sector de hidrocarburos como instrumento para fomentar el desarrollo sustentable. Aunque la evolución del sector se concibe claramente como un motor de desarrollo económico, no suelen destacarse sus implicaciones para promover el bienestar local, el desarrollo integrado y la identidad cultural de comunidades indígenas. No cabe duda, sin embargo, de que la actual conflictividad social que afecta al sector está incrementando la importancia de estos temas en la agenda de los países.

En el análisis realizado se detecta una necesidad de establecer capacidades de liderazgo y orientación desde los entes rectores de la temática ambiental y social, asumiendo la función de respuesta básica ante los requerimientos surgidos de conflictos declarados. Los temas se enfrentan caso a caso y, por lo tanto, se pro-

duce una gran diversidad de respuestas ante exigencias diferentes y cambiantes según las autoridades de turno. La presencia de un Estado promotor y orientador de los procesos aparece como una necesidad muy significativa a ser incentivada.

La demanda de instancias de negociación y resolución alternativa de conflictos es uno de los temas a resolver en la institucionalidad existente. La formación de mesas de trabajo con participación del gobierno, las empresas y las agrupaciones indígenas validadas ante la comunidad podría ofrecer espacios de concertación que otorguen fortaleza a las decisiones en el sector, que además contribuiría a la recuperación de la credibilidad pública de las instituciones. También se percibe la necesidad de fortalecer no sólo los mecanismos formales de las Defensorías del Pueblo, sino también la incidencia de los sistemas judiciales en la resolución de conflictos ambientales y la defensa de los derechos de las comunidades indígenas.

En general, los recursos humanos calificados en los temas ambientales y sociales se encuentran concentrados en los niveles nacional o regional, alejados lamentablemente de los lugares donde deben atenderse estos problemas.

Capacidades de coordinación intersectorial y empresarial

La coordinación en el sector público y privado no es una práctica común en el sector de hidrocarburo y tampoco se ha dado suficiente transparencia y difusión a las actividades que se desarrollaron en conjunto. Esta actitud disminuye la capacidad operativa y estratégica de las instituciones. Por ejemplo, en Colombia, las compañías tomaron la iniciativa de involucrar al Gobierno para mejorar el entendimiento de los requerimientos ambientales y sociales establecidos legalmente, y para profundizar la efectividad de los procesos de aprobación de las evaluaciones de impacto ambiental. Esto significó una acción conjunta entre los sectores público y privado para modificar el reglamento de EIA y elaborar guías prácticas. Sin embargo, no se contó con la suficiente validación social, por lo que se produjeron interferencias en el cumplimiento de los objetivos de los instrumentos diseñados.

En toda la región, los grupos de interés promueven formas de enfrentar los problemas que acarrea la falta de coordinación. En Perú, el Gobierno creó el GTCI, una institución establecida para coordinar la participación de todos los ministerios del Gobierno relacionados con Camisea, reconociendo con ello que se carecía de la capacidad de articulación para promover efectivamente la implementación de este megaproyecto.

El GTCI representa una práctica de gestión que podría ser de utilidad para enfrentar de manera anticipada las implicancias que megaproyectos de hidrocarburos pudiesen enfrentar en el futuro. Este grupo de carácter interinstitucional, es presidido por el MEM, que pretende juntar a socios del Estado para hacer un trabajo

conjunto en la gestión de las implicancias del proyecto Camisea, a través de la supervisión y el monitoreo de toda el área de influencia del proyecto.

A modo de ejemplo, cabe señalar que CONAM tiene como responsabilidad la implementación de un sistemático e integrado programa de vigilancia y monitoreo de las actividades que hará cada sector para que exista información única y coordinada de toma de antecedentes e indicadores. Por su parte, Inrena ha iniciado la ejecución de un plan de seguimiento del estado de los recursos naturales y Digesa aplica un plan de vigilancia de la calidad del agua.

Estos ejemplos constituyen un germen de una buena práctica de gestión, en la medida en que se logre hacer el trabajo conjunto y se plasmen en la aplicación las funciones y tareas que se han establecido. Una estructura de coordinación como ésta puede: i) jugar un papel destacado para realizar trabajos estratégicos anticipados en los sitios previstos para la implementación de proyectos en el futuro; ii) elaborar consensos acerca de los criterios y manifestar las opiniones en un marco de integración sectorial, y iii) disponer de estructuras institucionales de gran relevancia para abordar las implicaciones ambientales que se produzcan antes, durante y después de la ejecución de los megaproyectos.

El GTCI para Camisea fortaleció la capacidad del Estado para acompañar los impactos derivados de proyectos de hidrocarburos y contribuyó a llenar un vacío que había dejado el Estado. Sin embargo, hacen falta procesos que institucionalicen una capacidad de gestión objetiva, con instrumentos de coordinación efectivos (guías, reglamento y procedimientos, entre otros) y con una gran injerencia en la concreción de las actividades previstas en materias de seguimiento y vigilancia.

En algunos casos, esta falta de coordinación se manifiesta incluso en el ámbito de empresas del sector. Por ejemplo, las asociaciones empresariales están articuladas en Colombia y Venezuela, pero no tienen capacidad de respuesta en Bolivia. Esto último, asociado a fallas de coordinación para atender asuntos relevantes con el Gobierno, está influyendo en la generación de conflictos ambientales y sociales en ese país.

Uno de los problemas más complejos que se vinculan con la capacidad de coordinación es el descuido que existe en torno de un tema tan significativo como el seguimiento y control. Dado que es habitual que los gobiernos carezcan de capacidad de fiscalización y falta de transparencia ante la comunidad respecto al tema, deberían promoverse mecanismos de cooperación pública-privada que, además de fortalecer las capacidades públicas en esta materia, promuevan el autocontrol y empujen mecanismos de control y certificación a nivel de las cadenas productivas y la provisión de servicios. También podrían existir acuerdos para mejorar el cumplimiento por medio de la aplicación de multas y otros mecanismos efectivos, ya que las existentes son mínimas y no tienen impacto como

instrumento de gestión. Muchas de ellas son sólo sanciones administrativas y no pecuniarias, como en los casos de Bolivia y Perú. Lo más significativo es que los ingresos de las multas van al gobierno y no a los afectados, lo que amplifica los problemas en el sector.

Capacidades en el sector privado y las empresas públicas

En muchas empresas privadas hay una creciente conciencia de que, más allá de los requerimientos legales, un desempeño social y ambiental apropiado genera un impacto positivo en el éxito financiero de las compañías. Se estima cada vez más que las consecuencias que se pueden esperar de un conflicto social son, en la mayoría de los casos, mucho mayores que los costos asociados con su prevención. Por ejemplo, se ha visto que una compañía puede perder sumas significativas diariamente por retrasos en programas de perforación debido a una mala relación con la población, cuando la inversión para prevenir dichas inquietudes hubiera sido mínima. En una escala mayor, la falta de una consulta detallada en el gasoducto de Santa Cruz a Cuiabá no permitió identificar algunos temas sociales que pudieron ser evitados con cambios relativamente menores en el diseño de la ruta. La falta de atención temprana a estos temas trajo como consecuencia problemas mayores en cuanto a financiamiento, implementación y costos de mitigación.

La presencia de diferentes capacidades entre grandes y pequeñas empresas es una realidad en la región. Las grandes empresas tienen políticas corporativas y casas matrices que dan estándares a veces más exigentes que las normas de los países. Estos lineamientos funcionan bien hacia el interior de la compañía pero tienen problemas con el entorno, según se ha relatado en los puntos anteriores. Por su parte, las compañías pequeñas suelen tener menores recursos para asumir estos costos ambientales y sociales.

La tendencia en la región es que empresas con menos efectividad en los temas ambientales y sociales están reemplazando a aquéllas que sí los tienen internalizados en sus procedimientos. Sin embargo, las políticas corporativas funcionan según la nación involucrada y hay comportamientos diferentes en su aplicación, incluso en una misma empresa, dependiendo de las exigencias formales y las capacidades de gestión de los países.

Una de las necesidades detectadas es la formalización, por parte de los gobiernos, de exigencias de certificación de estándares y sistemas de gestión –como ISO 14001–ISO 26000– sobre todo antes de dar concesiones a las empresas. Las concesiones de exploración y explotación son otorgadas basándose, generalmente, en criterios financieros. La habilidad para manejar asuntos y riesgos ambientales y sociales –que podrían afectar significativamente el cronograma de

implementación, el presupuesto y hasta la viabilidad del proyecto— no es considerada en la evaluación de las licitaciones.

Algunas compañías, como Encana de Ecuador, explicaron que su implementación del ISO 14001 tuvo como resultado una inmediata y sustancial reducción de las preocupaciones de los grupos de interés y de los riesgos asociados a ellas. Los grupos de interés del sector privado indicaron que la creciente adopción de sistemas de gestión, probablemente, mejoraría el desempeño en muchas de las operaciones en la región.

En esa línea, las asociaciones del sector privado en la región —particularmente en Colombia— y asociaciones como ARPEL han estado trabajando para producir guías y establecer sus propios lineamientos con el objetivo de mejorar el desempeño social y ambiental de las empresas. Con respecto al financiamiento, en la banca internacional existen salvaguardas ambientales y sociales que se aplican al sector. Un aspecto importante es que las empresas poseen procesos de control interno, pero los antecedentes que ellas producen no son públicos y, por lo tanto, no ayudan a disminuir los niveles de desconfianza en el entorno.

Las relaciones de los pueblos indígenas con las empresas privadas en su mayoría son de asistencia y caridad. Las comunidades ubicadas en el área de influencia de los proyectos recurren permanentemente a una serie de negociaciones con las empresas para la dotación de infraestructura básica, medidas de prevención y mitigación y una lista de pedidos de lo que creen que es importante para su desarrollo como compra de sus productos, ocupación de su mano de obra, canchas e implementos deportivos, entre otros. Aunque este tipo de asistencia responde a necesidades inmediatas, no establece las bases para un desarrollo que permanezca una vez cerrada la actividad.

Las empresas públicas tienen una gran cantidad de pasivos y son las que generan más contaminación, ya que en muchos casos trabajan con tecnologías obsoletas. Como parte del creciente proceso de entendimiento de los impactos sociales y ambientales, muchos países han tomado medidas para asegurar que las compañías estatales también estén adecuadamente reguladas. Por ejemplo, Ecopetrol de Colombia ya no está involucrada en la regulación del sector, sino únicamente en las actividades de exploración y producción. Los requisitos más importantes que se detectaron con respecto a las empresas públicas implican que ellas deberían estar sometidas a las mismas exigencias ambientales y sociales que los privados, y que debería existir una separación adecuada entre regulación y producción para generar procesos más transparentes y efectivos.

Capacidades en las ONG

En general, pueden hacerse dos observaciones sobre el rol de las ONG y sus capacidades básicas con relación a la gestión de temas ambientales y sociales vinculados con el desarrollo del sector. La primera es que, para evaluar su actuación, se requiere caracterizarlas debidamente, distinguiendo entre tipos y origen de las ONG. En la región actúan las ONG internacionales, nacionales con estrechos lazos internacionales, nacionales y locales. Al mismo tiempo, en todos estos niveles existen organizaciones dedicadas a distintos fines: acción política y cabildeo, apoyo técnico, desarrollo comunitario, conservación de la biodiversidad, protección de parques, desarrollo sustentable, reivindicación de derechos indígenas, resolución de conflictos, facilitación de procesos participativos y responsabilidad social empresarial, entre otros.

Muchas de las organizaciones internacionales tienen programas en los países con oficinas nacionales o colaboraciones estrechas con las ONG locales. Estas cooperaciones fortalecen las capacidades de los involucrados, pero todavía existe una gran necesidad de apoyar técnica y financieramente las capacidades de participar constructivamente en actividades de interlocución y negociación con el gobierno y las empresas privadas. Como se observó en el programa ESMAP, presentado en la primera sección, existe una importante labor de capacitación para todas las ONG de tipo nacional y local involucradas en el sector.

La segunda observación es que estas organizaciones –sean nacionales o internacionales– figuran activamente en el desenvolvimiento de temas ambientales y sociales en el sector. Ambas deben ser tenidas en cuenta dentro de cualquier estrategia para fortalecer o mejorar la gestión. Su participación informada y capacitada es indispensable para que sean fructíferas las iniciativas que se monten a escala regional o nacional.

En Colombia, la presencia de las ONG en décadas pasadas tuvo mucha relevancia, ellas fueron voceros de los pueblos indígenas frente a los gobiernos y empresas privadas. Además, éstas llevaron adelante los procesos de denuncia nacionales e internacionales sobre los impactos de la actividad. En la actualidad, su papel está en segundo plano y totalmente disminuido, en parte por la agudización del conflicto armado (guerrilla, paramilitares y ejército) que silenció la opinión de las ONG y los pueblos indígenas. Por otro lado, ni el Gobierno ni las empresas privadas concuerdan con ellas o creen en su accionar, mientras que las instancias gubernamentales las señalan como conflictivas y las empresas tienen demasiados reparos y desconfianza hacia su trabajo, acusándolas de estar parcializadas. Además, al crear sus propias fundaciones, muchas empresas prescinden de la colaboración de las ONG.

En Ecuador, la presencia de las ONG que trabajan con pueblos y nacionalidades indígenas es muy puntual. Se reduce exclusivamente a apoyos ocasionales dentro de programas específicos de asesoramiento y capacitación y de ejecución de proyectos productivos. También están presentes en el área las ONG ambientalistas que concentran sus actividades en evaluaciones del impacto ambiental, de salud, de educación y bienestar en los miembros de las comunidades del área de influencia, como en labores de denuncia en el ámbito internacional de los impactos al medio ambiente realizados por la industria. Otras ONG internacionales están concentradas en programas específicos de monitoreo de la biodiversidad e impactos de la actividad de hidrocarburos.

En Perú, existe una fuerte influencia de las ONG de corte ambiental e indígena en las comunidades indígenas y campesinas. Éstas las asesoran en la reclamación ante los gobiernos, en la formulación de denuncias ante la comunidad internacional, en los procesos de negociación para el pago de compensaciones e indemnizaciones o bien, en muchos casos, se encargan directamente de estas tareas por la falta de capacidad de negociación de los pueblos indígenas. Su proyecto bandera es Camisea.

En Venezuela, la presencia de las ONG es muy escasa y puntual. Su accionar está vinculado con la aplicación de los derechos productivos, en dotación de infraestructura básica y no en la actividad propia de hidrocarburos. Las ONG ambientalistas se encuentran en programas de educación ambiental, en la defensa del bosque, en el cuidado de la biodiversidad y del ecosistema y en la difusión de nuevas opciones de energía. Prácticamente no hay ninguna ONG que trabaje en el monitoreo y la evaluación de la actividad hidrocarburífera.

Análisis de riesgo

Este estudio presenta un análisis de riesgo dirigido a quienes toman decisiones y crean políticas a nivel del Estado, con el objetivo de proporcionar información adicional con respecto a la importancia de manejar apropiadamente los temas identificados en las secciones anteriores. El análisis provee una orientación general sobre la forma en que un mal manejo de diferentes temas clave puede impactar de forma negativa en el nivel de inversión en el sector hidrocarburos dentro de cada país en un horizonte de tres años, mientras que uno adecuado podría crear un contexto más propicio al incremento de la inversión.

Metodología

La metodología aplicada para este estudio se basa en un análisis integrado tipo Delphi. Los resultados proyectados surgen del consenso de las deliberaciones informadas y no pretenden fundamentarse en encuestas o proyecciones estadísti-

cas. Se describe el nivel de riesgo para el desarrollo proyectado del sector hidrocarburos basándose en los elementos que se exponen a continuación.

Tema clave

Los temas considerados para el análisis son aquellos identificados durante el desarrollo del trabajo de campo y la investigación realizada para el informe técnico, y que fueron presentados en la sección anterior. Basado en ello se realizó una proyección inicial de estos temas para identificar los más sensibles para la región y profundizar su análisis. Los tópicos incluidos se presentan en la siguiente sección. Es importante resaltar que el análisis no evalúa todos los factores que generan riesgo para la inversión (como estabilidad nacional, precio del petróleo, entre otros), sino únicamente aquellos ambientales y sociales presentados previamente y para los cuales se harán recomendaciones adicionales de manejo en la siguiente sección.

Probabilidad

El análisis evalúa la probabilidad de que un tema particular pueda causar un impacto, sobre la base de la sensibilidad identificada sobre dicho tema durante el proceso de consulta con el gobierno, el sector privado, la población indígena y otros grupos de interés de la sociedad civil. La metodología considera también el tipo y la localización de la inversión esperada, así como el contexto nacional. Por ejemplo, en Ecuador, la inversión prevista tendría lugar principalmente en los territorios indígenas del oriente, sur y centro, lo que determina que ciertos temas adquieran más probabilidad de crear un problema.

De manera similar, el contexto nacional de Bolivia y la incertidumbre con respecto a las regalías crea una probabilidad adicional de que dicho tema vaya a generar problemas para la inversión en el sector. La probabilidad se tipifica como baja, media o alta. Los rangos utilizados en el análisis varían desde una probabilidad de menos del 5% hasta una de más del 30%.

Impacto potencial del riesgo

El análisis evalúa el impacto potencial que un tema particular podría tener en los esfuerzos que debería realizar un país para conseguir las inversiones proyectadas para el sector. La metodología es similar a la utilizada para determinar la probabilidad de un riesgo particular. El impacto potencial se tipifica como bajo, medio o alto. Los rangos utilizados durante el análisis varían desde menos del 10% de reducción de la inversión proyectada para un impacto bajo, hasta más del 50% de reducción de la inversión esperada para un impacto alto.

Impacto previsto total

Sobre la base de la combinación de probabilidad e impacto potencial de cada riesgo individual, el análisis puede estimar para cada país cierto nivel de impacto total con respecto a su inversión proyectada en el sector hidrocarburos. A mayor riesgo individual, mayor impacto total previsto para el sector. Una línea azul horizontal indica el impacto total previsto.

Nivel de manejo

El nivel de manejo de un tema particular se califica conforme las prácticas reales del país, al considerar la complejidad del escenario nacional respecto de dicho tema. El análisis de riesgo estima el nivel de mejora que se requiere según experiencias regionales e internacionales. El nivel de manejo se tipifica como adecuado (azul muy claro), con necesidad de mejora moderada (azul claro) y con necesidad de mejoras importantes (azul oscuro).

A pesar de que una comparación entre el nivel de manejo de un tema particular entre dos países puede indicar que uno de ellos necesita mejorarlo más que el otro, esto no significa que el primer país esté haciendo menos que el segundo. Por ejemplo, Ecuador tiene una población indígena de más del 40%, y virtualmente todo el crecimiento en el sector hidrocarburos tendrá lugar en territorios indígenas sin actividades previas de hidrocarburos.

Por otro lado, menos del 2% de la población de Venezuela es indígena y los territorios indígenas no están afectados en mayor medida por el desarrollo previsto del sector que otros territorios del país. Aunque ninguno de los dos países ha implementado un proceso de consulta previa, en el caso de Ecuador, dado el contexto anteriormente descrito, la ausencia de esta herramienta requerirá acciones significativas de manejo para mejorar la situación dentro del país. En cambio, no será tan complicada la superación de la brecha en Venezuela.

Oportunidad de mejora

El análisis también evalúa el impacto que las prácticas de manejo mejoradas podrían tener en los riesgos enfrentados por cada país al momento del estudio. Al evaluar las oportunidades potenciales de mejora, el equipo consideró tanto las realidades y las prácticas de manejo halladas en la región como aquellas citadas en el estudio como ejemplos internacionales. Se considera que la mayor parte de las mejoras debería darse para fortalecer las instituciones y los procesos de gestión, más que en el nivel de las reformas constitucionales o legales.

Este análisis brinda un punto de referencia a los funcionarios encargados de tomar decisiones con respecto a los beneficios financieros que pueden lograrse

al invertir en medidas que mejoran la gestión. Las mejoras potenciales, así como la reducción de los riesgos correspondientes, están señaladas por los indicadores semitransparentes. El potencial de mejora en el impacto previsto total como consecuencia de una gestión optimizada está señalado por la línea azul semitransparente.

Temas considerados

Los temas considerados como más sensibles desde la perspectiva de un análisis de riesgo se indican en el Cuadro 2.

Cuadro 2 Temas más sensibles desde la perspectiva de un análisis de riesgo

Categoría general	Tema específico
• Gestión de impactos	<ul style="list-style-type: none"> • Impactos acumulativos territoriales • Pasivos • Impacto de proyectos • Valoración y compensación del daño • Impacto económico directo • Deficiencia y ausencia de la información
• Participación pública	<ul style="list-style-type: none"> • Definición de política • Consulta previa • Revisión • Seguimiento
• Distribución y manejo de beneficios (regalías e impuestos)	<ul style="list-style-type: none"> • Magnitud • Comparten entre nivel nacional, regional y local • Transparencia y seguimiento • Promoción de planes, programas y proyectos sostenibles

*Fuente: elaboración propia.

Los temas finales identificados como relevantes para el análisis de riesgo incluyen:

- Consulta previa (tópico más importante dentro de la sección sobre participación ciudadana).
- Regalías (tópico más relevante dentro de la sección sobre distribución y manejo de beneficios: regalías e impuestos).
- Impacto económico directo (tópico dentro de la sección sobre gestión de impactos lo suficientemente importante como para ser considerado por separado).
- Gestión de impactos (considerado como todos los otros temas en esta sección, excepto el impacto económico directo).

- En el caso de Ecuador, el tema específico de pasivos sustituye a la categoría general de gestión de impactos por ser considerado el tema principal en dicho contexto.

Los temas de la sección anterior relacionados con el marco político y la capacidad institucional no aparecen incluidos como temas específicos dentro del análisis de riesgo, debido a que no están significativamente relacionados con aquellos señalados más arriba por su condición de elementos clave para un manejo exitoso.

El análisis de riesgo fue realizado tomando como base la situación en el momento del trabajo de campo. Resulta claro que la situación está cambiando constantemente en muchos de los países. En los próximos años, nuevos temas adquirirán relevancia, y si no son atendidos se volverán temas de importancia mayor, pero, por ahora, éstos son los que se presentan como más sensibles.

A continuación, se ilustran estas observaciones mediante dos gráficos por país: uno que describe la proyección de riesgo actual de los expertos y otro que presenta cuál sería la situación si se tomaran ciertas medidas para abordarlo. En cada uno de ellos se manejan tres dimensiones.

En el eje vertical se mide el impacto potencial que cada variable puede tener en el nivel proyectado de inversión en hidrocarburos, según lo descrito anteriormente. Así por ejemplo, en Bolivia, el tema de las regalías puede tener un alto impacto en el nivel de inversión, mientras que en Perú el tema de la consulta previa no tendría un impacto significativo en el nivel de inversión. En el eje horizontal se mide la probabilidad de que se materialice dicho impacto, siguiendo la metodología explicada previamente. Así, en Ecuador existe una alta probabilidad que en todos los temas se materialicen sus impactos en la atracción de inversión, mientras que en Venezuela ocurre lo contrario, al ser la probabilidad muy baja. Finalmente, la tercera dimensión se mide a través de colores y representa el nivel de manejo de estas áreas críticas, siendo el color azul más oscuro indicador que se pueden lograr importantes mejoras, mientras que el tono más claro representa la categoría de adecuado. Así, en Perú el tema de la consulta previa está manejado adecuadamente, mientras que en el tema de las regalías se pueden lograr importantes mejoras.

Resultados

Gráfico 1

Bolivia:
proyección de
riesgo actual

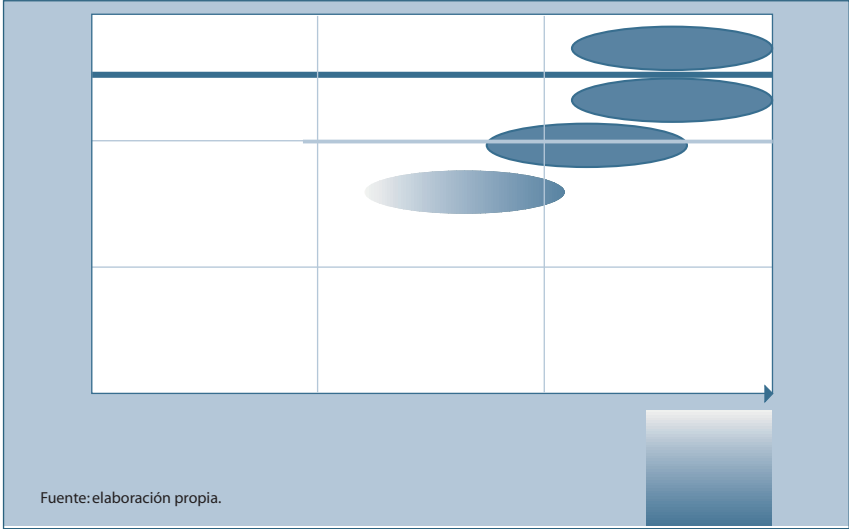
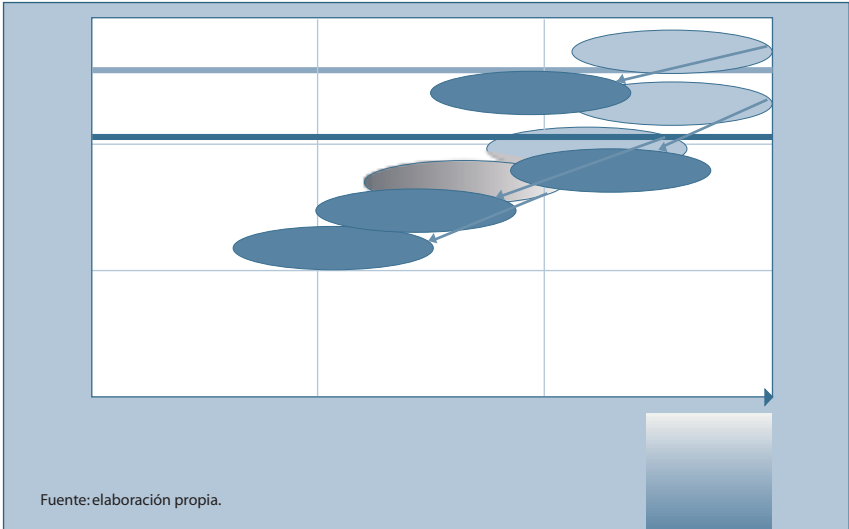


Gráfico 2

Bolivia:
situación con
medidas para
abordar el
riesgo actual



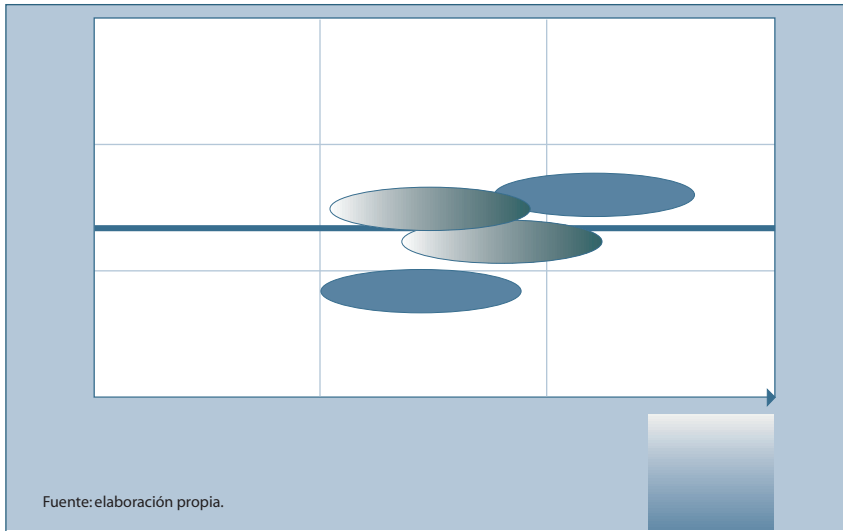


Gráfico 3
Colombia:
proyección de
riesgo actual

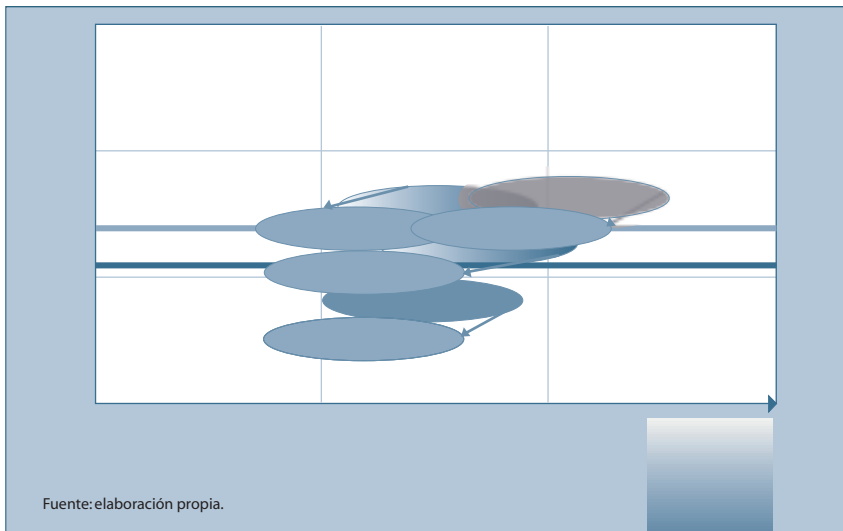


Gráfico 4
Colombia:
situación con
medidas para
abordar el
riesgo actual

Gráfico 5

**Ecuador:
proyección de
riesgo actual**

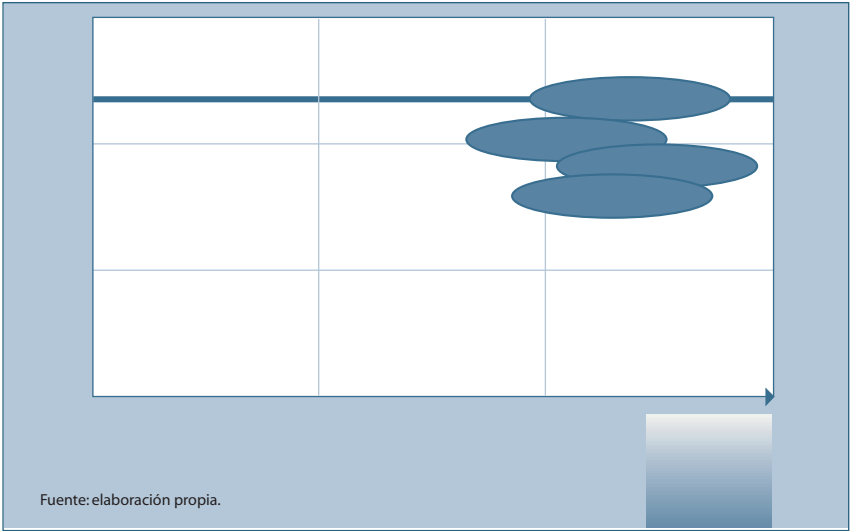
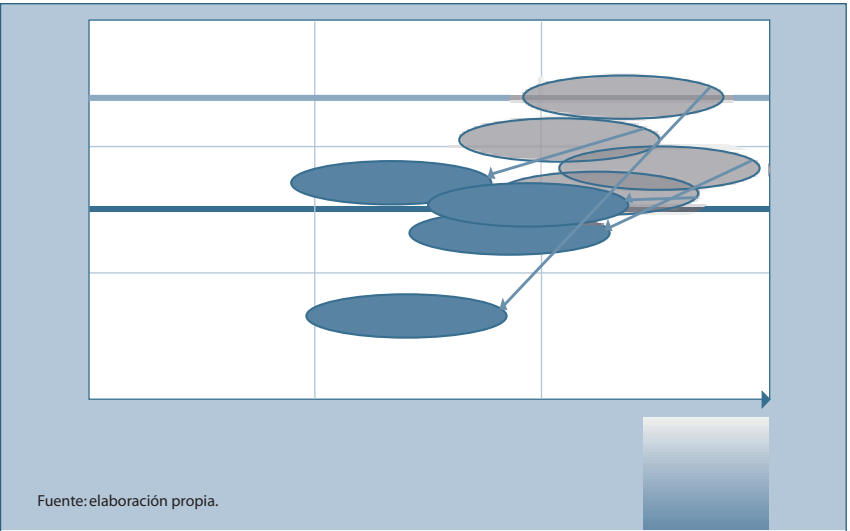


Gráfico 6

**Ecuador:
situación con
medidas para
abordar el
riesgo actual**



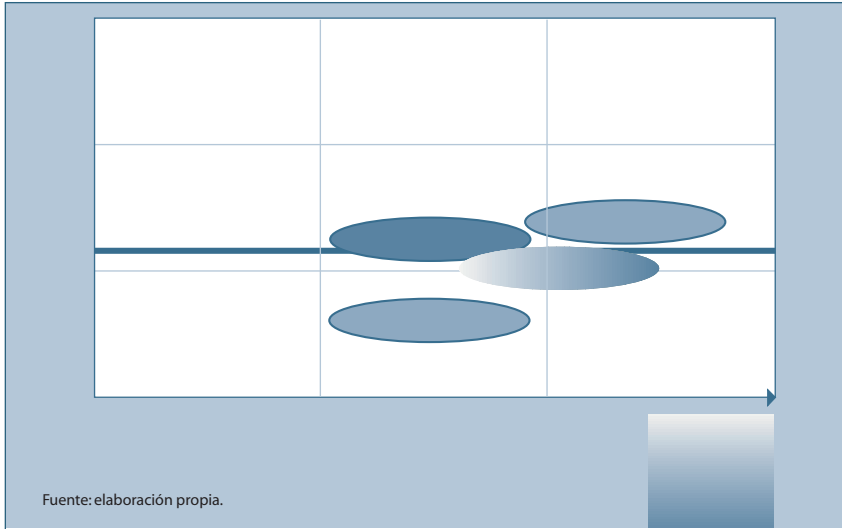


Gráfico 7

Perú:
proyección de
riesgo actual

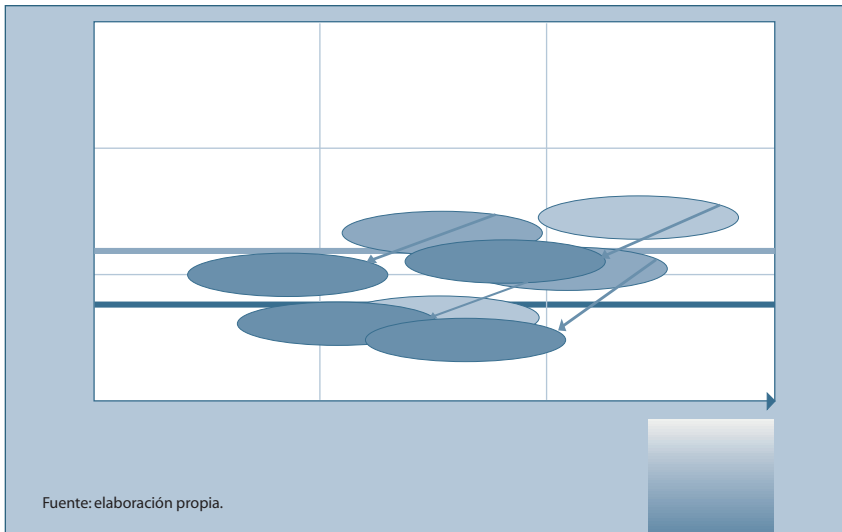


Gráfico 8

Perú: situación
con medidas
para abordar el
riesgo actual

Gráfico 9

Venezuela:
proyección de
riesgo actual

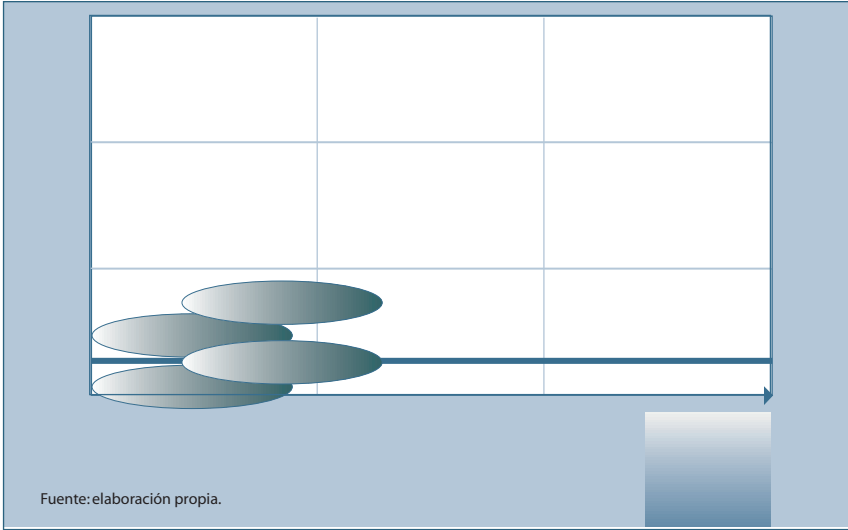
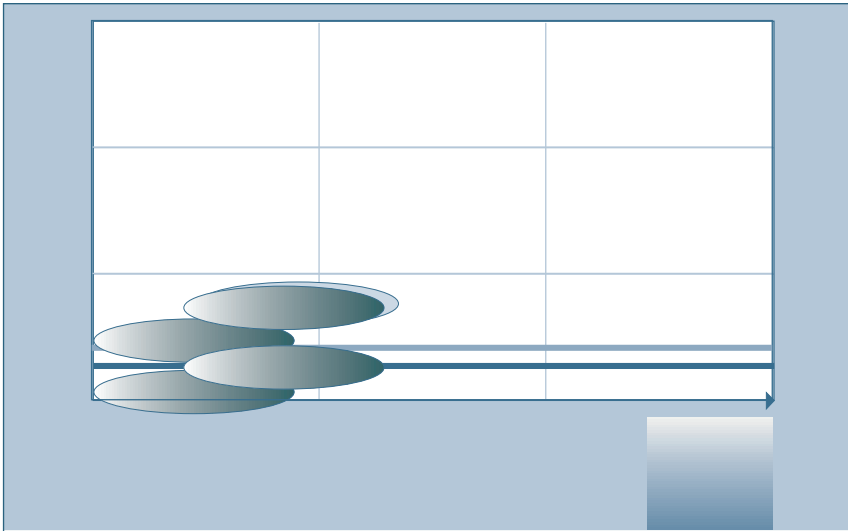


Gráfico 10

Venezuela:
situación con
medidas para
abordar el
riesgo actual



Bolivia

El riesgo principal que se presenta es la inseguridad dentro del sector privado inversionista, generada por la iniciativa del Gobierno de modificar el régimen de regalías y negociar modificaciones en los contratos existentes de compañías con concesiones. No se esperaría mayor inversión a futuro en el sector hasta que se resuelva la situación legal, se restablezca la confianza de que no se harán cambios adicionales y se tomen medidas para promover mayor estabilidad.

Otro riesgo a nivel subregional/local es que la ausencia de una efectiva consulta previa –mediante la cual sea posible negociar acuerdos estables– produce para las compañías una negociación perpetua con los actores locales dedicados a extraer compensaciones para daños poco definidos. Esto ha creado una situación tal, que las compañías no se benefician de aliados locales con intereses comunes y, por lo tanto, se encuentran aun más vulnerables frente a la situación política en el plano nacional.

Aunque el impacto del cambio en el trato de regalías no es reversible, podría generarse más confianza en el sector privado si el Gobierno demostrase una disposición a reformar y fortalecer su manejo interno de las regalías, en vez de forzar a las compañías a incrementar aun más sus pagos. La confianza del sector mejoraría también si el Gobierno exigiera la consulta previa de manera uniforme y tomara medidas para crear conciencia y educar al público sobre el rol del sector y su participación en ella. Además, sería importante que el Gobierno desarrollara guías y lineamientos, más claros y específicos, sobre el papel que las compañías deberían asumir en la promoción del desarrollo a escala local.

Colombia

En este país los principales riesgos para la inversión derivan del conflicto armado. Se destaca la necesidad de fortalecer y reformar la transparencia y el manejo de regalías y otros beneficios económicos directos, para asegurar que éstos lleguen a las comunidades impactadas (incluye a las comunidades indígenas) sin filtrarse por los protagonistas del conflicto armado.

Ecuador

El futuro crecimiento de la industria de hidrocarburos tendrá lugar en el oriente central y sur del país. Con la excepción de fuentes oficiales, los actores entrevistados para este estudio compartieron la opinión de que cualquier intento por parte del Gobierno de imponer la actividad a la fuerza, sin negociar con las comunidades afectadas, produciría más conflicto y más demoras. Para resolver este *impasse* se necesita una consulta previa y el desarrollo de acuerdos y planes conjuntos con las comunidades indígenas. Las expectativas de estas comunidades, en cuanto

a los beneficios de regalías y las compensaciones directas, son altas. Además, se enfatizaron los riesgos de no proseguir vigorosamente con la solución de pasivos ambientales en la zona norte del país. Sin abordar estos problemas por medio de consultas previas y negociaciones transparentes persistirán los riesgos para la inversión.

Perú

Gran parte de la futura inversión en el sector se concentrará en la región alrededor de los yacimientos de Camisea, donde las poblaciones locales tienen un creciente conocimiento de cómo debería orientarse su desarrollo. Los riesgos principales en el contexto peruano son el manejo de las expectativas sobre los beneficios económicos directos que se esperarían de los proyectos hidrocarbúrriferos, la administración transparente de las regalías y el manejo de los impactos directos de los proyectos a nivel local y territorial.

Si el Gobierno crea lineamientos nacionales que orienten a las compañías sobre la promoción de beneficios locales por medio del empleo, la contratación y la inversión social, se lograría una reducción de riesgos derivados de las demandas y de la volatilidad de las comunidades locales. En este mismo sentido, deberían tomarse medidas para asegurar que los beneficios derivados de las regalías lleguen de forma transparente a las poblaciones indígenas. Un mayor y más transparente monitoreo participativo de la implementación de proyectos permitiría reducir los riesgos de que se bloqueen las inversiones.

Venezuela

De los cinco países estudiados, Venezuela es el que menos riesgos presenta en cuanto al impacto de factores ambientales y sociales sobre la futura inversión en el sector de hidrocarburos. Se beneficia de su arraigada identidad como país exportador y también por el hecho de que los recursos de hidrocarburos no se concentran en áreas de alta densidad de poblaciones indígenas. Además, el pueblo venezolano siente que el desarrollo del sector es un factor vital para el país y las ONG nacionales no suelen preocuparse intensamente por el impacto ambiental y social de la misma. No obstante, es posible que las expectativas generadas por el actual *boom* produzcan presiones desde comunidades que exijan beneficios económicos directos a las empresas.

Conclusiones y recomendaciones

Los años que transcurrieron desde la Conferencia de Río han colocado el tema del desarrollo sustentable en la agenda pública de todos los países de la región y han impulsado las leyes, los marcos regulatorios y las instituciones requeridas para avanzar con la gestión ambiental y social del sector. Las empresas de gas y

petróleo también evolucionaron, fortaleciendo sus propias capacidades de gestión en temas ambientales y sociales. Paralelamente, se produjo un profundo despertar de las fuerzas sociales afectadas por la industria extractiva, en particular los pueblos indígenas que habitan las áreas de la cuenca amazónica donde suelen llevarse a cabo las operaciones de gas y petróleo. La reivindicación de los derechos de las comunidades indígenas se estableció como una potente fuerza en la dinámica del desarrollo del sector. Sin un abordaje directo y abierto poco se podrá progresar hacia un desarrollo más sustentable. La evolución de todos estos factores sirve de trasfondo para iluminar la problemática analizada en las próximas secciones.

Al revisar las dimensiones críticas de la gestión ambiental y social del sector en la región se destacan cinco grandes temas de importancia prioritaria. La superposición de la actividad de hidrocarburos y las poblaciones indígenas en áreas del trópico amazónico de alto valor y fragilidad ecológica crean un contexto extremadamente complejo y sensible para el desarrollo del sector.

Actualmente, las tensiones y los conflictos existentes en muchos de los países indican la ausencia de un consenso político-social sobre el papel del sector en el desarrollo de la región. Esto se manifiesta en los siguientes puntos, señalados por el estudio y relativos a la gestión misma del sector: i) necesidad de una efectiva y equitativa participación en la toma de decisiones de política y planificación de la actividad hidrocarburífera; ii) percepción de que los beneficios derivados de la explotación de los recursos no se manejan con transparencia y efectividad y que no suelen beneficiar a los más afectados; iii) necesidad de ampliar la conceptualización de la planificación para el sector y de reformar el manejo de sus dimensiones ambientales, sociales e indígenas, y iv) necesidad de desarrollar programas de capacitación para lograr ese fin entre los actores del gobierno, la empresa privada y la sociedad civil. Ante todo ello, se observa que se requiere una constante voluntad política para llevar a cabo un fortalecimiento institucional que permita cumplir de manera cabal con la legislación existente.

Características de las recomendaciones

En la región andina, la gestión de los temas ambientales, sociales e indígenas relacionados con el desarrollo del sector de hidrocarburos confrontan desafíos fundamentales. Durante la última década, las tensiones sociales generadas por proyectos de exploración de gas y petróleo han creado riesgos preocupantes para la futura inversión en el sector. Los gobiernos de la región construyeron los marcos legales e institucionales para abordar muchos de los retos, también hubo una evolución positiva en muchas de las empresas que actúan en el sector. Pese a estos importantes avances, todavía persisten profundos desacuerdos sobre la contribución del sector al bienestar público, sobre la distribución de los beneficios derivados de la actividad entre las comunidades locales afectadas y sobre la ges-

tión pública y privada de la planificación e implementación de sus aspectos ambientales y sociales.

La estrategia que se adopte para abordar esta problemática deberá priorizar dos grandes líneas de acción. Por un lado, se requiere promover una amplia búsqueda de consenso regional y nacional para orientar el sector hacia un desarrollo sustentable. Por otro, hace falta una serie de acciones e iniciativas dirigidas hacia los problemas puntuales que caracterizan la actual gestión ambiental y social del sector.

En este sentido, las inversiones en hidrocarburos necesitan un reforzamiento de las capacidades disponibles para enfrentar los impactos sociales y ambientales. También es necesario realizar acciones específicas para tener éxito en estas decisiones, y ello implica crear las condiciones, acompañar los procesos, generar beneficios para las comunidades y abordar de manera decidida los impactos que surgen de la actividad, con la finalidad de incrementar la confianza mutua y disminuir los riesgos de las inversiones. Las recomendaciones que se ofrecen a continuación intentan responder a los distintos niveles de la problemática actual. Algunas tienen que ver con acciones de tipo regional, mientras que otras suponen iniciativas a nivel de los países.

Activación y fortalecimiento de diálogos de concertación

Deberá forjarse un nuevo consenso político–social sobre el rol del sector de hidrocarburos en el desarrollo de la región, a fin de establecer un marco coherente y estable para la futura inversión. Tanto a nivel regional como de los países, es indispensable activar procesos de diálogo entre el gobierno, el sector empresarial, los pueblos indígenas, las organizaciones ambientales y otros actores de la sociedad civil en pos de transparentar las reglas del juego del sector y buscar soluciones a las cuestiones que obstaculizan su desarrollo a favor de toda la población. Como se ha visto, los temas de participación, manejo de la renta hidrocarburífera, reivindicación de derechos de pueblos indígenas, planificación y manejo de los impactos ambientales y sociales de las operaciones del sector y las capacidades de las instituciones responsables son puntos de una compleja agenda de discusión y negociación, que de vez en cuando se plantea en muchos de los países. Es indispensable crear la voluntad política para negociar un pacto social sobre el destino del sector.

En el contexto de la Comunidad Andina (CAN), los gobiernos de la región deberían fortalecer aquellos procesos que se estén desarrollando en cada país y construir un proceso regional que permita aunar esfuerzos y armonizar el marco de acción para el sector. Por medio de la CAN y con el apoyo del Banco Mundial, BID, CAF y la Olade podría montarse un proceso de concertación con la empresa y la sociedad civil –en particular la indígena– para promover la renovación

del sector. La experiencia del programa ESMAP serviría como punto de partida para un nuevo esfuerzo mancomunado.

Agenda indígena

Es imprescindible enfatizar que ningún proceso de concertación regional o nacional rendirá frutos si las partes no se comprometen a negociar soluciones equitativas con la agenda indígena. Es vital compatibilizar los objetivos económicos del desarrollo del sector con las profundas preocupaciones de los pueblos indígenas derivadas de la identidad cultural o de distintas visiones del uso del territorio. Es importante abordar: i) la lógica de las áreas de exclusión para que sean creadas por razones ambientales o socio-culturales; ii) los reclamos por parte de las comunidades para una mayor participación en la toma de decisiones, y iii) el objetivo de disfrutar concretamente de los beneficios derivados de la actividad.

Acciones específicas

En la agenda de acción se presentan muchos de los temas por abordar en una estrategia de reforma, pudiendo éstas orientar el diálogo a nivel regional y nacional. En el nivel de los países son necesarias iniciativas interinstitucionales promovidas y coordinadas por las agencias responsables de la gestión ambiental, la regulación de hidrocarburos y grupos de representación indígena y de la sociedad civil.

Fortalecimiento de la participación pública

Mejoramiento de los procesos de participación

Los procesos participativos requieren de un amplio fortalecimiento, tanto en los mecanismos de difusión e información como en la consulta y la apropiación. Para este propósito ayudan la promoción de la participación anticipada a los períodos legales, el mejoramiento de la calidad de la participación formal en los períodos establecidos formalmente, la instalación de mecanismos de prevención y de resolución de conflictos y la disponibilidad de amplios sistemas de información sobre los proyectos, sus implicaciones y sus estrategias para abordar los problemas y sus beneficios para la comunidad. Las instituciones, en particular, deberían producir guías y capacitar monitores que permitan facilitar el trabajo en prevención, manejo y resolución de conflictos ambientales, entre otros.

Mejoramiento de capacidades en la comunidad

Los procesos de capacitación para la comunidad deberían promoverse para que ésta aprenda a elaborar proyectos ambientales y de desarrollo económico, social y cultural, y también a trabajar en su implementación y seguimiento. Sólo así podrán obtenerse avances reales en el fortalecimiento de procesos y el mejoramiento de la calidad de vida. También habría que combinar programas

de perfeccionamiento de la educación en general, asociados con mecanismos de capacitación y entrenamiento de actores para fortalecer las iniciativas de corto plazo. A nivel de los gobiernos regionales y locales se debería trabajar con mecanismos de consulta adecuados y priorizados, cuando se trate de áreas indígenas o de valor ambiental o con recursos naturales significativos, estableciendo las relaciones interculturales de largo plazo como un proceso central y permanente en las decisiones.

Fortalecimiento de los mecanismos de resolución de conflictos

La conflictividad que se encuentra en el sector podría reducirse si las partes tuviesen la posibilidad de acudir fácilmente a foros o instancias de resolución de conflictos. En todos los países las Defensorías del Pueblo deberían cumplir esta función, pero para su ejecución correcta éstas requieren de capacitación y recursos. A veces resulta útil establecer instancias cuyas características y procedimientos nacen de una negociación de los actores al inicio de un proyecto.

Fortalecimiento de la capacidad de visión estratégica

Promoción del ordenamiento territorial

La definición y explicitación de políticas ambientales y sociales a través del ordenamiento territorial es una tarea ineludible para compatibilizar los usos territoriales de carácter productivo, indígena y ambiental. A través de estos mecanismos se busca priorizar temas, áreas y actividades de importancia y hacer explícito tanto de su valor como la fragilidad que poseen los diversos territorios ante intervenciones externas.

Esta zonificación permitiría generar acuerdos sociales sobre la base de la uniformidad de criterios definidos previamente, con metodologías comunes y con el uso de escalas adecuadas a los niveles de decisión territorial pertinentes. Una base importante de apoyo está dada por los planes de ordenamiento territorial de los municipios, que aunque ellos no tengan el suficiente impacto en la actualidad, su eficiente utilización podría convertirlos en un apoyo clave para el ordenamiento territorial.

El otro elemento central es el diseño por parte de las comunidades indígenas de planes de vida que respondan a sus propios criterios culturales y su uso del territorio, tal como se promueve en Colombia.

Instalación de los EAE

Existe la necesidad de aplicar los EAE en políticas, planes y programas y, particularmente, en la precalificación de bloques y de megaproyectos con la intención de revisar en conjunto las implicaciones y tendencias ambientales, sociales y económicas de las decisiones de nivel superior.

En la actualidad, todas las decisiones se basan en la evaluación de proyectos, lo cual es insuficiente para resolver las implicancias de impactos acumulativos, sinérgicos y territoriales. Los EAE permitirían también abarcar el ciclo real de las decisiones vinculadas a hidrocarburos atendiendo a su envergadura, duración y forma de implementación, lo cual daría un marco para desarrollar proyectos puntuales bajo criterios más amplios, para promover la integración territorial y la sustentabilidad de las acciones.

Fortalecimiento de las capacidades para elaborar y revisar los EIA

Mejoramiento de información de base

Se requiere perfeccionar el uso de información ambiental y especialmente social, con el fin de buscar mejor calidad y mayor detalle en el nivel de los proyectos individuales. Dado que los antecedentes que se usan son obsoletos y escasos, este mejoramiento permitirá precisar los impactos y sus correspondientes medidas de mitigación, compensación, seguimiento y control.

Mejoramiento de la definición del área de influencia de los proyectos

Con urgencia debe abordarse la definición de los territorios considerados en los análisis ambientales, ya que ellos corresponden a las áreas de localización de los proyectos y no necesariamente se vinculan con el espacio donde se manifiestan los impactos ambientales y sociales directos e indirectos.

Esto influye en que muchos impactos no sean debidamente abordados. Por lo tanto, las evaluaciones ambientales y sociales no responden a las demandas reales y son desprestigiadas en cuanto a sus alcances y su capacidad de abordar realmente los problemas. Debería promoverse el uso y la definición de áreas de influencia según impactos ambientales significativos reales, incluyendo la consideración de los impactos ambientales indirectos provocados en zonas distintas a las de localización de actividades de los proyectos.

Perfeccionamiento de las categorías de las evaluaciones según el grado de exigencia y uso de evaluaciones preliminares

Esta línea de trabajo apunta a enfocar los análisis ambientales y sociales en los aspectos sustantivos de los territorios y los proyectos y a relevar una fase importante de la evaluación, como es la definición de alcances y cobertura de las evaluaciones ambientales y sociales en cada caso concreto.

Mejoramiento de la calidad de los planes de gestión y manejo ambiental y social

En la actualidad estos planes no se ajustan a criterios de eficiencia para gestionar adecuadamente los impactos, ya que los instrumentos siguen siendo vistos sólo como de cumplimiento de requisitos administrativos y no como una herramienta de gestión sustantiva. Al respecto, el BID está promoviendo la adopción de estrategias de gestión de los impactos ambientales y sociales junto con la pre-

paración de medidas de mitigación y compensación consistentes y articuladas, de manera que puedan ser concretizadas y seguidas.

Reforzamiento de los programas de seguimiento

El seguimiento y control ambiental y social efectivo necesita un reforzamiento lo más pronto posible. Además de ser un factor crítico para la credibilidad de la actividad, su ausencia o incapacidad convierte a los planes de manejo social y ambiental en instrumentos meramente descriptivos. Estos programas necesitan mayor especificidad para compatibilizar las competencias de instituciones públicas con los mecanismos voluntarios de autocontrol en las empresas y la presencia de seguimientos participativos.

Mejoramiento de normativa para territorios críticos

A través de esta iniciativa se pretende una mayor rigurosidad en las normas vinculadas con áreas protegidas, territorios indígenas y zonas de alto valor ambiental y cultural, particularmente cuando existe interés en el sector privado por realizar exploraciones, incorporar nuevos territorios como zonas protegidas y redimensionar áreas oficiales existentes en la actualidad. La normativa debería abarcar zonas de exclusión de prioridad cultural y/o ambiental.

Definición de guías y procedimientos para la evaluación ambiental y social de los proyectos

La provisión de herramientas y procedimientos que faciliten la evaluación de los impactos es una demanda concreta, particularmente en el ámbito de lo social. La introducción de estas iniciativas permitiría facilitar la interacción entre los actores, en la medida que ellas sean preparadas de manera participativa y sean adecuadamente difundidas en cuanto a sus obligaciones y alcances.

Desarrollo de las capacidades de información estratégica

Desarrollo de líneas de base ambiental

Una de las acciones más significativas que debe emprenderse es el desarrollo de inventarios y condiciones de base, tanto sobre aspectos sociales y culturales como sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales y la biodiversidad existente, incorporando criterios y metodologías aceptadas, reconocidas y validadas, y estimaciones del potencial de los recursos. Lo óptimo sería generar acuerdos público-privado para elaborar estos programas, los que, además de amplificar la capacidad de recursos, establecerían procesos de validación de la información. Ello permitiría disminuir las tensiones y la presencia de conflictos basados en la falta de información y de líneas de base.

Mecanismos de difusión de la información

Es importante la instalación de sistemas y mecanismos de traspaso de información hacia los actores vinculados con los proyectos de hidrocarburos, particularmente en

el caso de las comunidades indígenas y la sociedad civil en general. Es conveniente difundir información sobre las características de los territorios afectados, la delimitación de áreas de influencia, la calidad de los impactos ambientales y sociales significativos, las estrategias de cómo se abordarán los impactos, las líneas de bases sobre los recursos existentes, los planes de participación social y la atención de impactos sobre comunidades indígenas, entre otros temas de relevancia. Se indican tres líneas centrales de trabajo en esta temática: difusión efectiva de los estudios de impacto ambiental, difusión de las líneas de base y difusión de los programas de seguimiento.

Fortalecimiento de los procesos de acompañamiento y vigilancia

Adopción de auditorías

Se propone incentivar la adopción formal de auditorías de gestión, de control de la calidad ambiental e impactos sociales y de verificación de los planes de gestión y adecuación para controlar el cumplimiento de los compromisos.

Sistematización de procesos de evaluación

Se busca dar coherencia y armonización al proceso de decisión desde la etapa temprana de identificación y valoración de los impactos ambientales, pasando por la pertinencia de las medidas de gestión de los impactos, hasta el fortalecimiento de la capacidad de control y fiscalización durante la construcción, funcionamiento y abandono de los proyectos.

Incentivo y sistematización de las denuncias

Con esta propuesta se busca mejorar la capacidad de seguimiento en los municipios a través de un programa de atención de denuncias por incumplimiento de las obligaciones ambientales. Este programa debería vincular al municipio con las instituciones responsables de los procesos de gestión ambiental en cada país.

Incentivo de seguimientos participativos

Con el objeto de ayudar en la resolución de problemas de transparencia en cuanto al seguimiento de los compromisos sociales y ambientales, se pueden promover estructuras y recursos independientes manejados por la comunidad –y no administrados por las empresas– para lograr capacidades de seguimiento real y objetivo.

Reparación y valoración del daño ambiental y social

Recuperación de los pasivos ambientales

Con la finalidad de transparentar los procesos y dar credibilidad sobre las futuras medidas ambientales del sector, deberían hacerse esfuerzos para la recuperación de los pasivos ambientales de los países, tanto en zonas de costa como de selva. Esta recuperación no sólo debería incluir la remediación de sitios contaminados, sino muy especialmente la reparación de ambientes degradados por diversas causas que inciden en la calidad de vida de la población y en el apro-

visionamiento de los recursos básicos para su subsistencia. Particularmente interesante resulta el mejoramiento de los campos antiguos, en los que existen los mayores problemas ambientales y sociales por el uso de tecnología antigua y malas prácticas ambientales.

Valoración y reparación de daños

Se demandan esfuerzos por implementar procesos de valoración ambiental objetiva respecto a las repercusiones de un proyecto, mediante la adopción de metodologías estandarizadas y validadas con todos los actores. Principalmente se requieren estimaciones para valorar los recursos indígenas afectados y las áreas patrimoniales de alta fragilidad y calidad ambiental, a través de un procedimiento que establezca los criterios de consenso y las capacidades mínimas para valorar bienes y territorios.

Fomento de acciones de desarrollo sustentable

Desarrollo de acciones sostenibles que reemplacen al asistencialismo

Una de las acciones más significativas se vincula con la utilización de un porcentaje de los ingresos de los hidrocarburos para generar procesos de desarrollo sustentable y mantenimiento de ambientes, tal como la selva. Esto puede hacerse, por ejemplo, a través del ecoturismo o mediante acuerdos con pueblos indígenas para generar opciones sostenibles en el tiempo e independientes de la producción petrolera.

Los proyectos de hidrocarburos –y en general cualquiera que use recursos no renovables– podrían apoyar programas más amplios que los beneficiados por un proyecto para la conservación de la diversidad biológica, la identidad y preservación cultural y la disminución de la brecha entre ricos y pobres. Incluso, se puede pensar en una normativa y exigencias ambientales similares para los cinco países, insertas en una visión de desarrollo sustentable para la Amazonía.

Promoción de desarrollo con base local

La promoción del desarrollo local es una de las necesidades importantes en el abordaje de estas temáticas, ya que se trata de generar procesos de adecuación ambiental y social y no sólo impulsar mecanismos de compensación económica de corto plazo. Esto ocurre por abordar nuevas fuentes de desarrollo que no dependan de los proyectos de hidrocarburos, pero que sean generadas a partir de ellos, incorporando la seguridad jurídica del territorio, la prevención y el control de salud, el mejor acceso y calidad de la educación, como también la preservación y el uso de los valores que aportan calidad ambiental a los territorios.

Se trata de desarrollar la capacidad de gestión en las comunidades para el uso de sus propios recursos y para aprovechar de manera sustentable los beneficios de los recursos originados en la afectación de su territorio. Es posible impulsar pro-

yectos vinculados con ecoturismo, uso de maderas, artesanías, manejo de cochas y de aguajes, uso de fauna silvestre, entre otros. Existe la percepción de que históricamente los proyectos de hidrocarburos no apoyaron el fortalecimiento de los territorios y a las personas afectadas. Estos proyectos son asociados al surgimiento de áreas de pobreza, al deterioro del ambiente –por mantener una gran cantidad de pasivos históricos– y a las intervenciones no sustentables en los proyectos más recientes. Asimismo, se percibe que no hay preocupación por generar procesos de desarrollo sustentables e integrales en las áreas de intervención.

Promoción de usos alternativos

Debería avanzarse en la generación de procesos de compensación ambiental y social al utilizar parte de los ingresos derivados del sector. Esto permitiría acentuar efectivamente las acciones sustentables en los territorios afectados e, incluso, acompañar procesos de mejoramiento de calidad de vida a nivel nacional, regional y local (p.e., cambiar combustibles en ciudades para reducir contaminación ambiental, reemplazo de parque automotriz obsoleto, siembra de bosques para fijación de carbono, entre otros).

Mejoramiento de las capacidades institucionales

Fortalecimiento institucional de entidades vinculadas a la temática ambiental y social

Uno de los problemas centrales observados es la poca capacidad operativa e instrumental y la baja credibilidad que tienen las instituciones con funciones ambientales y sociales, particularmente en los territorios involucrados con hidrocarburos. Esto hace necesario un fortalecimiento en capacidades básicas como generación de políticas, planeamiento estratégico, sistemas de información, mecanismos de seguimiento y control y mejoramiento de sus capacidades de fiscalización.

Resulta particularmente importante si se considera que el Estado es beneficiario de las ganancias derivadas de proyectos de hidrocarburos, que estas actividades tienen prioridad política y que son un objetivo nacional. En consecuencia, el Estado debería ofrecer instituciones que pudiesen gestionar de manera integral las decisiones e implicancias de estos proyectos, al generar las condiciones para que puedan operar de manera eficiente, con los mínimos impactos ambientales y con transparencia en los procesos de decisión en el sector hidrocarburos.

Certificación de empresas

Una herramienta de interés a fin de aportar calidad a quienes dan servicios y operan actividades sería la introducción de procesos de certificación para que las empresas operadoras tengan la obligación de trabajar con subcontratistas certificados. Con el sector privado también podría exigirse una serie de acciones para explicitar y transparentar sus compromisos. Por ejemplo, a las empresas se les

puede requerir: i) firma y publicación de acuerdos sobre sus políticas y procedimientos ambientales; ii) firma de acuerdos con comunidades sobre monitoreo y consulta; iii) publicación de procedimientos y acuerdos relacionados con la compra de terrenos y reasentamiento, otros; iv) documentación pública de los acuerdos con socios y compromiso de los mismos con procedimientos ambientales y sociales; v) compromisos explícitos a someter resultados de auditorías a la luz pública, y vi) publicación anual de sus actividades ambientales y sociales y balance financiero.

Homogeneización de los procedimientos y requisitos

Al mismo tiempo, se debería impulsar la fijación de códigos de conducta empresarial en los países andinos, especialmente para empresas medianas que no utilizan procesos de gestión a nivel internacional, estándares de calidad similares a nivel subregional y homogeneización de requisitos legales en los temas ambientales y sociales de contenidos similares entre los países.

Creación de acuerdos para transparentar el manejo de rentas derivadas del sector

Uno de los reclamos persistentes identificados por el estudio es que el reparto por parte del Estado de regalías y otros fondos derivados del sector no beneficia directamente a las comunidades afectadas. Esta queja se debe en parte al hecho de que las comunidades no tienen una participación directa en la planificación para el uso de los fondos y también a que muchas veces los fondos se dirigen a proyectos de poca relevancia para el desarrollo local. Se debe, además, a la poca transparencia con que se manejan los mismos y, por lo tanto, a que las comunidades ignoran cómo se están usando.

Se recomienda un esfuerzo regional para profundizar la transparencia en el manejo del sector, en general, y de las rentas derivadas de ella, en particular. Podría empujarse la suscripción al EITI o promover un acuerdo regional en el contexto de la región andina, con la participación de Olade, de las asociaciones del sector privado como ARPEL y de la sociedad civil y las organizaciones indígenas.

Estructuración de una facilidad de apoyo técnico y financiero

La creación de un mecanismo de apoyo al fortalecimiento de la gestión ambiental y social del sector hidrocarburífero podría complementar actividades innovadoras impulsadas por la región andina, sus países miembros, la sociedad civil o la misma industria de hidrocarburos. La facilidad o mecanismo regional tendría como objetivo coordinar y canalizar apoyo técnico y/o financiero de los gobiernos, la banca multilateral (en particular, BID, BIRF y CAF) y el sector privado hacia actividades prioritarias, como: i) implementación de diálogos de consenso; ii) elaboración y divulgación de información especializada, guías, códigos de

conducta, otros; iii) experiencias de planificación participativa de EAE para precalificación de concesiones/bloques de exploración y explotación; iv) apoyo para la preparación de estrategias y programas de inversión para desarrollo local y el diseño de organismos de ejecución; v) mesas de negociación o resolución de conflictos, y vi) facilitación de inversiones en compañías novedosas de la comunidad indígena o local, relacionadas con la empresa hidrocarburífera.

En el Cuadro 3 se presenta un resumen de las iniciativas interinstitucionales recién mencionadas.

Cuadro 3 Resumen de iniciativas/acciones prioritarias

Iniciativa	Acciones	Actores
<ul style="list-style-type: none"> Promover/fortalecer diálogos de concertación regional y nacional 	<ul style="list-style-type: none"> Conferencia regional: posiciones/problema/experiencias previas al diálogo (ESMAP) /diseño del proceso futuro a nivel de los países. Mesas de diálogo nacional: sectores público/privado/sociedad civil/ indígenas–producto. Estrategias/agendas de acción por país. 	<ul style="list-style-type: none"> CAN/apoyo BID/CAF/ BM COICA/ARPEL/ otros Gobiernos apoyo donantes organizaciones sectoriales locales
<ul style="list-style-type: none"> Fortalecer la participación pública en la gestión del sector hidrocarburos a nivel de los países 	<ul style="list-style-type: none"> Estudios talleres nacionales: revisión/evaluación de los procesos de participación–programas de la reforma legal/metodológico informativo y capacitación de agentes, ONG comunidades/sector privado. Programa piloto de consulta previa con EAE. Ejercicio de acercamiento, comunicación y negociación con comunidades en las áreas de exploración/explotación en cada país seleccionado. Estudio técnico/legal en cinco países de la región andina. Análisis de mecanismos formales e informales de resolución conflictos; talleres para definir los programas de mejoramiento. 	<ul style="list-style-type: none"> Gobiernos Apoyo BID/CAF/BM/ otros Participación tripartito-sector público/HC privado indígenas/otros Gobierno país/donante/ sociedad/Comunidad Indígena CAN/Gobiernos países/ BID/CAF/BM/OEA
<ul style="list-style-type: none"> Fortalecer la capacidad de planificación 	<ul style="list-style-type: none"> Programas de planificación territorial para áreas potenciales para concesiones HC: incluir EAE/ordenamiento socio-cultural/estrategias de desarrollo negociadas con las comunidades/definición previa de exigencias para empresas HC (precalificación de bloques). 	<ul style="list-style-type: none"> Gobiernos nacionales/ locales

Continuación

Cuadro 3 Resumen de iniciativas/acciones prioritarias

Iniciativa	Acciones	Actores
• Fortalecer la capacidad de planificación	• Estudios/guías/capacitación para incorporar EAE en procedimientos y requisitos de sistemas de gestión ambiental por país.	• Apoyo BID/CAF/ BM/PNUD otros donantes
• Fortalecer las capacidades para elaborar/revisar EIA	• Estudio evaluación técnico institucional de sistemas de evaluación de impacto ambiental (EIA) en cinco países (cobertura, sistemas de información, criterios técnicos, programas monitoreo/seguimiento y otros) con enfoque en marco institucional público-privado sector HC. • Identificar reformas y mejoras con programas de divulgación/capacitación/preparación guías.	• CAN/ Gobiernos apoyo BID/CAF/BM • Participación sector privado/HC/ sociedad civil/gobiernos locales
• Desarrollo de capacidades de información	• Estudio de revisión e identificación de necesidades y sistemas de generación mantenimiento/difusión de información territorial/económico/social/ambiental/ sociocultural para áreas HC. • Relacionar con estudios 4.0.	• CAN/gobiernos/sector privado • Apoyo donantes
• Fortalecer los procesos de seguimiento/ vigilancia	• Estudio técnico legal por país de mecanismos/requisitos. • Monitoreo y seguimiento de PMAS/acuerdos comunitarios. • Alcance incorpora exigencias en contratos Públicos privados sobre auditoría externa y monitoreo participativo/obligaciones de empresas y transparencia de contratos.	• Gobiernos/Sector privado/Sociedad civil • Apoyo donantes
• Valoración y reparación de daños ambientales y sociales	• Estudio económico/ técnico a nivel de cinco países: marcos legales/metodologías económicos financieros para valoración daños/pasivos ambientales/sociales en sector HC dirigido a plantear reformas/nuevos instrumentos. • Acompañado por talleres de divulgación nacional.	• CAN/CEPAL/Olade • Apoyo BID/CAF/ BM/ Sector HC privado
• Fomento de acciones de desarrollo	• Estudio estrategias/casos de desarrollo sustentable a nivel local impulsado por empresas HC/gobiernos /comunidades, ONG, otros. Incorpora marco de políticas/programas públicos/incentivos financieros/iniciativas privadas y multilaterales. • Recomendaciones sobre casos exitosos; condiciones y lineamientos. • Taller regional de divulgación/ potencial para programas de financiamiento público. • Privado de programas piloto.	• CAN/BID/Sector Privado • Apoyo otros donantes

Continúa

Continuación

Cuadro 3 Resumen de iniciativas/acciones prioritarias

Iniciativa	Acciones	Actores
<ul style="list-style-type: none"> Mejoramiento de capacidades 	<ul style="list-style-type: none"> Programas bilaterales de fortalecimiento y capacitación institucional en cinco países (áreas ambiental/social/ indígenas/regulatorio sector HC). 	<ul style="list-style-type: none"> Gobiernos/Apoyo BID/BM/PNUD/CAF otros donantes
	<ul style="list-style-type: none"> Programas regionales de certificación de empresas (procedimientos ambientales procesos participativos; transparencia de contratos; monitoreo abierto; exigencias para subcontratistas; actividades comunitarias, otros.). 	<ul style="list-style-type: none"> CAN/Gobiernos/ Agencias reguladoras/ Sector HC
	<ul style="list-style-type: none"> Estudio técnico de criterios armonizados nivel nacional/ regional; diálogos públicos/privados de validación proyectos de incorporación en reglamentos nacionales. 	<ul style="list-style-type: none"> Organizaciones civiles/ indígenas
	<ul style="list-style-type: none"> Programas de capacitación para ONG/organizaciones y comunidades indígenas sobre: métodos de consulta/ negociación/ EIA/valoración de impactos/alternativas de desarrollo comunitario/monitoreo ambiental, otros. 	<ul style="list-style-type: none"> CAN o gobiernos/ Apoyo donantes
<ul style="list-style-type: none"> Mejorar la transparencia en el manejo de regalías y rentas 	<ul style="list-style-type: none"> Conferencia regional y talleres nacionales sobre formas de transparentar sistemas de regalías y rentas (divulgación/ diálogos locales/acuerdos con empresas. 	<ul style="list-style-type: none"> CAN/ Gobiernos
	<ul style="list-style-type: none"> Iniciativa regional tipo EITI. Identificación de métodos pertinentes/apoyo a su implantación. 	<ul style="list-style-type: none"> Apoyo Olade/Sector HC privado/ BID/BM/ CAF
	<ul style="list-style-type: none"> Programas piloto de desarrollo participativo de planes estrategias de desarrollo local financiados por regalías 	<ul style="list-style-type: none"> Gobiernos/ municipios/ comunidad local
<ul style="list-style-type: none"> Establecer facilidad y apoyo técnico/ financiero 	<ul style="list-style-type: none"> Diseño y estructuración de mecanismo cooperativo del sector para coordinar prestación de apoyo y financiamiento a iniciativas de reforma en el sector HC. 	<ul style="list-style-type: none"> BID/BM/CAF/otros donantes Asociaciones sector privado Interlocución con CAN/ Gobiernos/ comunidad indígena/ONG/Olade/ ARPEL/otros

"Fuente: Tabla 5.1 ESMAP Technical Paper 027, August 2002."

Referencias bibliográficas

- Alaska Native Claims Settlement Act Resource Center. (2004, May 10). Retrieved from <http://www.lbblawyers.com/anca.html>
- Alaska Native Claims Settlement Act. (1971). Retrieved from <http://www.lbblawyers.com/anca.htm#top>
- Alaska Native Claims Settlement Act (ANCSA). (2004, June 5). Retrieved from <http://litsite.alaska.edu/uaa/aktraditions/anca.html>
- Amazon Watch. *Texaco in Ecuador, The Rainforest Chernobyl*. Retrieved May 31, 2005, from <http://www.chevrontoxico.com/article.php?id=33>
- Andean Community General Secretariat. *Andean Community Social Agenda*. Retrieved June 06, 2005, from <http://www.comunidadandina.org/ingles/agenda/agenda.htm>
- Arensberg, W. (2003). Asesoría para el análisis de buenas prácticas de gestión para la conservación de la biodiversidad. Washington, D.C.: Proyecto CHI/01/G36 “Conservación de la biodiversidad y manejo sustentable del Salar del Huayco”.
- Baluarte, D. C. (2004). *Balancing Indigenous Rights and a State's Right to Develop in Latin America: The Inter-American Rights Regime and ILO Convention 169*. Sustainable Development Law & Policy, IV(2), 9–14.
- Business for Social Responsibility & First Peoples World Wide, *Recipe for Dialogue Project: GuideBook: Resource/Extractive Companies and Indigenous Peoples Engagement* (December 2004).
- Caffrey, P. B. (2002). *An Independent Environmental and Social Assessment of the Camisea Gas Project*. The Machiguenga Council of the Urubamba River and the Inter-Ethnic Association of the Peruvian Amazon.
- CDR Associates. (2003). *Report of IFC and EBRD Multi-Stakeholder Forum Meetings: BTC Oil Pipeline, ACG Phase 1, Shah Deniz and South Caucasus Pipeline Projects*. Azerbaijan, Georgia and Turkey: IFC and EBRD.
- Ceades, OICH (2004). Guía Metodológica para la Vigilancia Social de la Industria Extractiva en Territorios Indígenas: “La Experiencia del Pueblo Chiquitano en el Gasoducto Lateral Cuiaba”, Oxfam GB. Santa Cruz, Bolivia.
- Correa, H. D., Echave, J. D., & Gonzalez, N. (2004). *Conflict, Consensus and Dialogue in the Mining Sector*. Montevideo, Uruguay: International Development Research Center.
- Dandler, J. (1999). *Indigenous Peoples and the Rule of Law in Latin America: Do They Have a Chance?* In J. E. Mendez, G. O'Donnell, & P. S. Pinheiro (Eds.), *The (Un) Rule of Law & the Underprivileged in Latin America* (pp. 116–151). Notre Dame: University of Notre Dame Press.

- Davis, S. H. (1999). Comments on Dandler. In J. E. Mendez, G. O'Donnell, & P. S. Pinheiro (Eds.), *The (Un) Rule of Law & the Underprivileged in Latin America* (pp. 152–159). Notre Dame: University of Notre Dame Press.
- Deruyttere, A. (2004). *Perceived Challenges to Recognition of Prior and Informed Consent on Indigenous Peoples and Other Local Communities: The Experiences of the Inter-American Development Bank*. Sustainable Development Law & Policy, IV(2), 40–42.
- Espinasa, R. (2004). *The Andean Community of Nations and the Future of the U.S. Hydrocarbons Supply Security Strategy*. Power Point Presentation for the CAF. Washington, D.C.: IDB.
- Forero, J. (2005, April 25). *Fiscal Growth in Latin Lands Fails to Fill Social Needs*. The New York Times. Retrieved April 25, 2005, from <http://10.30.128.48/Clips/425fiscalnyt.htm>
- Gazek, G. (2000, April). *Petroleum Mining and the U'wa Indian Community*. American University Trade & Environment Database, Case Studies. Case Number 580. Retrieved May 31, 2005, from <http://www.american.edu/projects/mandala/TED/colspill.htm>
- Goldwyn, D. (2002, July 16). *Revenue Sharing*. Presentation for the IGAD Symposium.
- Goodland, R. (2004). *Free, Prior and Informed Consent and the World Bank Group*. Sustainable Development Law & Policy, IV(2), 66–72.
- Government of Canada. *Canada Oil and Gas Operations Act. R.S., 1985, c. O-7, s.-1; 1992, c.35, s.2.* Retrieved from: <http://laws.justice.gc.ca/en/O-7/text.html>
- Government of Canada. *Canada Petroleum Resources Act. R.S. 1985, c. 36 (2nd Supp.)*. Retrieved from: <http://laws.justice.gc.ca/en/C-8.5/20982.html>
- Government of Canada. *Natural Resources Canada Legislation*. Retrieved March 22, 2005, from http://www.infosource.gc.ca/inst/rsn/fed03_e.asp
- Government of Colombia. Ley 141: Reglamentación en lo Referente a Regalías y Compensaciones. Decreto N° 2.319 de 1990. Decretos N° 620 y N° 1.873 de 1995. Decretos N° 450 y N° 625 de 1996.
- Government of Norway. *Act N° 72 relating to petroleum activities, 29 November 1996. Last amended by Act N° 98, 14 December 2001, Act N° 61 20 December 2002, Act N° 88 and Act N° 68, 27 June, 2003.* Retrieved from: http://www.npd.no/regelverk/r2002/Petroleumsloven_e.htm
- Hall, G. and Patrinos, H., eds. *Indigenous Peoples, Poverty And Human Development In Latin America: 1994–2004* (Washington, D.C: World Bank Group, 2005).
- Hindery, D. (2004). *Social and Environmental Impacts of World Bank/IMF–Funded Economic Restructuring in Bolivia: An Analysis of Enron and Shell's Hydrocarbons Projects*. Singapore Journal of Tropical Geography, 25, 281–303.

- Hoben, M., & Gensberg, A.. *Alternative Dispute Resolution in Resource Extraction Projects: A review of lessons learned and ongoing questions*. Washington, D.C.: Consensus Building Institute.
- Informe GEO Andino (2003). *Perspectivas el Medio Ambiente*. Programa de la Naciones Unidas para el Medio Ambiente.
- Inter-American Development Bank. *Política operativa sobre pueblos indígenas*. (2005, March 7). Retrieved from http://www.iadb.org/sds/IND/site_401_e.htm
- International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (2003). *The Oil and Gas Industry: Operating in Sensitive Environments*. Retrieved from: <http://www.ipieca.org/>
- Jones, M. G. (1998). *Environmental Impact Assessment Within a Multi-National Enterprise, Adaptive EIA in the Camisea Project*. Manchester: Presentation at the Conference on: "Impact Assessment in the Development Process" University of Manchester.
- Jones, M. G., Dobereiner, C., Worthen, S., Méndez, J., & Langstroth, R. (2004). *Environmental and Social Performance Review of the Bolivia-Brazil Gas Pipeline Project (Bolivian Sector)*. Gas TransBoliviano S.A./URS Dames & Moore.
- Kamijyo, M. (2004). *The 'Equator Principles': Improved Social Responsibility in the Private Finance Sector*. Sustainable Development Law & Policy, IV(2), 35–38.
- Lora, E., Carmen Pages, Ugo Panizza, and Ernesto Stein, eds. (2004). *A Decade of Development Thinking*. Washington, D.C.: Inter-American Development Bank. Research Department.
- MacKay, F. (2004). *Indigenous Peoples' Right to Free, Prior, and Informed Consent and the World Bank's Extractive Industries Review*. Sustainable Development Law & Policy, IV(2), 43–58.
- Netherlands Commission for Environmental Impact Assessment (2004). *Advisory Review on the Compliance of Project Implementation with the Environmental Permit for Baku-Tbilisi-Ceyhan Oil Pipeline and the South Caucasus Gas Pipeline in Georgia* (Tech. Rep. N° ISBN 90-421-1477-0). Utrecht.
- Organización Latinoamericana de Energía (2004). *Energía en Cifras* (Versión N° 16). Quito, Ecuador: Sistema de Información Económica-Energética.
- Page, A. (2004). *Indigenous Peoples' Free Prior and Informed Consent in the Inter-American Human Rights System*. Sustainable Development Law & Policy, IV(2), 16–19.
- Pearce, Jenny Beyond the Perimeter Fence: *Oil and armed conflict in Casanare, Colombia* (June 2004). Retrieved from <http://www.lse.ac.uk/Depts/global/BEYOND-THEPERIMETERFENCELSEpaper.pdf>

- Pressure builds again in Bolivia. (2005, April 21). *Economist*. Retrieved April 22, 2005, from <http://10.30.128.48/Clips/4222ec.htm>
- Robert Goodland, (Ed.) (2005). *Oil and Gas Pipelines, Social and Environmental Impact Assessment: State of the Art*. Working Paper for IAIA 2005 Conference. McLean: Robert Goodland.
- Rosenfeld, Amy B., Debra L. Gordon, and Marianne Guerinn–McManus. (1997). *Reinventing the Well: Approaches to Minimizing the Environmental and Social Impact of Oil Development in the Tropics* (CI Policy Paper, Volume 2). Washington, D.C.: Conservation International.
- Soltani, A., & Koenig, K. (2004). *U'wa Overcome Oxy: How a Small Colombian Indigenous Group and Global Solidarity Movement Defeated an Oil Giant and the Struggles Ahead*. Multinational Monitor. Retrieved May 31, 2005, from <http://yeoldeconsciousnessshoppe.com/art160.html>
- Tamang, P. (2005). *An Overview of the Principle of Free, Prior and Informed Consent and Indigenous Peoples in International and Domestic Law and Practices*. New York: United Nations Permanent Forum on Indigenous Issues.
- *The Equator Principles: Evaluating Social and Environmental Project Risk*. (2005, January 17). Petroleum Finance Week 13, N° 3.
- The Energy & Biodiversity Initiative (2003). *Integrating Biodiversity Conservation into Oil & Gas Development*. Washington, D.C.: Conservation International.
- U.K. Department for International Development (DFID). *The Extractive Industries Transparency Initiative*. Retrieved April 27, 2005, from <http://www2.dfid.gov.uk/news/files/extractiveindustries.asp>
- UNEP et al. GEO Andino 2003 Perspectivas del Medio Ambiente, México D.F., México.
- UNDP et. al. (2004). *World Resources 2002–2004: Decisions for the Earth: Balance, Voice, and Power*. Washington, D.C.: World Resources Institute.
- UNDP/World Bank. Energy Sector Management Assistance Program (1999). *Environmental and social regulation of oil and gas operations in sensitive areas of the Sub–Andean basin* (Technical Paper ESM217). Washington, D.C.: International Bank for Reconstruction and Development/World Bank.

Este libro se terminó
de imprimir en marzo de 2008
Caracas–Venezuela.
La presente edición consta
de 1.000 ejemplares.