A large offshore oil rig is silhouetted against a dark blue night sky. The rig's structure is illuminated from within, with numerous small lights visible on its decks. A tall derrick on the right side of the rig has a bright, glowing flame at its top. In the background, another smaller rig is visible on the horizon. The water in the foreground is dark, with some light reflecting off its surface.

ISABELLE ROUSSEAU

COMPILADORA

**¿HACIA LA INTEGRACIÓN
DE LOS MERCADOS PETROLEROS
EN AMÉRICA?**

EL COLEGIO DE MÉXICO

**¿HACIA LA INTEGRACIÓN
DE LOS MERCADOS PETROLEROS EN AMÉRICA?**

CENTRO DE ESTUDIOS INTERNACIONALES

¿HACIA LA INTEGRACIÓN
DE LOS MERCADOS
PETROLEROS EN AMÉRICA?

Isabelle Rousseau
compiladora



EL COLEGIO DE MÉXICO

33.827 282

H117

¿Hacia la integración de los mercados petroleros en América? / Isabelle Rousseau, compiladora.

-- 1a. ed. -- México, D.F. : El Colegio de México, Centro de Estudios Internacionales, 2006.

460 p. ; 21 cm.

Incluye referencias bibliográficas

ISBN 968-12-1222-3

1. Petróleo -- Industria y comercio -- América Latina. 2. América Latina -- Política energética. 3. América Latina -- Relaciones económicas exteriores -- América del Norte. 4. América del Norte -- Relaciones económicas exteriores -- América Latina. I. Rousseau, Isabelle, comp.

Primera edición, 2006

D.R. © El Colegio de México, A.C.

Camino al Ajusco 20
Pedregal de Santa Teresa
10740 México, D. F.
www.colmex.mx

ISBN 968-12-1222-3

Impreso en México

ÍNDICE

Introducción <i>Isabelle Rousseau</i>	9
--	---

Primera parte

EL PROCESO DE INTEGRACIÓN DE AMÉRICA Y LOS HIDROCARBUROS

Un análisis político de la integración en América: entre estrategias nacionales y contextos hemisféricos <i>David Garibay</i>	23
Las estrategias de Brasil y Estados Unidos en el contexto de las negociaciones comerciales asimétricas del Área de Libre Comercio de las Américas <i>Nicolas Foucras</i>	45
Integración continental de los mercados energéticos <i>Philippe Faucher y Sarah-Myriam Martin-Brûlé</i>	71
El petróleo y el ALCA: de la difusión de un modelo institucional a la transformación de las industrias petroleras latinoamericanas <i>Achraf Benhassine</i>	107
El gas natural licuado: un factor en la integración continental <i>Sergio Benito Osorio Romero</i>	131
La nueva regulación venezolana de los hidrocarburos: ¿Base nacional para la integración energética? <i>Jesús Mora Contreras</i>	175
Los efectos del ALCA en las relaciones usuario-proveedor de la cadena productiva petrolera. El caso brasileño <i>André Furtado y Cássio da Silva</i>	197

Segunda parte

PETRÓLEO Y TRATADO DE LIBRE COMERCIO DE AMÉRICA DEL NORTE

La relación petrolera México-Estados Unidos (1946-1952): Estudio de caso como fundamento para la integración energética <i>Susana Chacón</i>	229
Las fuerzas que moldean la política energética mexicana: entre la Constitución y el TLCAN <i>Alicia Puyana Mutis</i>	257
La política energética de Estados Unidos y su impacto en el desarrollo de México <i>Benjamín García Páez</i>	299
Balance y perspectivas del TLCAN en el plano energético: exploración de nuevas construcciones institucionales y regulaciones en el plano transnacional <i>Ángel de la Vega Navarro</i>	321
Aspectos fiscales de la apertura petrolera en México <i>Juan Carlos Boué</i>	341
Mercado, seguridad y soberanía nacional: las dinámicas contradictorias de la política energética mexicana (hidrocarburos) en el marco de la integración del norte de América <i>Isabelle Rousseau</i>	377

ANEXOS

Colaboradores	421
Área de Libre Comercio de las Américas y Tratado de Libre Comercio de América del Norte	425
Evolución de las negociaciones del Área de Libre Comercio de las Américas	425
Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN)	436
Glosario	451
Siglas, abreviaturas, acrónimos y términos especiales	459

INTRODUCCIÓN

Isabelle Rousseau

Dos acontecimientos han desempeñado un papel fundamental para que el liberalismo económico y el libre comercio sean parámetros decisivos para evaluar la gestión de los distintos gobiernos en el aspecto económico: por un lado, los avances científicos y tecnológicos (con la revolución de la informática) han generado una velocidad desconocida hasta aquí en los intercambios de información y en las operaciones efectuadas en los mercados comerciales y financieros; esto ha propiciado la interdependencia creciente entre las naciones; por el otro, el fin de la guerra fría ha consagrado a Estados Unidos como la potencia hegemónica, permitiéndole expandir su visión política (democracia) y económica (libre comercio). A partir de allí se consideró que la apertura de la economía y la vinculación con espacios económicos ampliados eran condiciones *sine qua non* para que los países desarrollados logren mayores niveles de competitividad y para que los países emergentes puedan salir de su estancamiento económico. Paralelamente a este proceso —y de manera paradójica— empezaron a crearse bloques regionales¹ con enfoque primordial-

¹ La idea de integración regional por bloque, pensada para reforzar las economías nacionales de América Latina, no es nueva: los años cincuenta y sesenta han visto florecer doctrinas y proyectos que intentaban aportar una respuesta adecuada a este problema. El papel que ha jugado la CEPAL en esta etapa desarrollista de la integración ha sido fundamental, mientras por otro lado Estados Unidos —a través de la Alianza para el Progreso (1961)— ha buscado propiciar un contexto en el que la integración regional fomentaría estabilidad regional y seguridad continental. La creación del Mercado Común Centroamericano (1958), la firma del Acuerdo Latinoamericano de Libre Comercio (1960) o la formación del Pacto Andino (1969) son algunos de estos esfuerzos integradores. Sin embargo, por diversas razones que el artículo de David Garibay en esta obra explica bien (pp. 25-28) no lograron cuajar. Es de anotar que estas corrientes de integración no se inscriban como “extensión del mercado” —como hoy en día, lo pretenden— sino más bien como intentos para “coordinar las políticas nacionales”.

mente económico. Sin que estos bloques renuncien a los principios generales de la apertura comercial y financiera, se admitió que las fórmulas de integración regional se adecuaran a la situación geográfica, la naturaleza y monto de los intercambios, así como a la complementariedad económica y el potencial de desarrollo de cada país y región.

En el continente americano, quizás por el predominio de Estados Unidos, estas asociaciones han sido y siguen siendo ante todo de tipo comercial; sin embargo, los resultados arrojados por el nuevo modelo de ajuste estructural (mayor desigualdad social y económica), recientemente han obligado a cuestionar este modelo basado únicamente en lo económico —que olvidó formas de cooperación que involucren otros componentes y gocen de amplio consenso entre los participantes—. En este contexto, opciones nuevas de asociaciones empezaron a desdibujarse a partir de 2002-2003.

Acuerdos como el Tratado de Libre Comercio para América del Norte (TLCAN) y el Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA) deben analizarse en este marco general.

Es posible hallar los orígenes de este propósito integrador —desde la perspectiva estadounidense— en el Acuerdo de Libre Comercio (ALC) firmado en 1988, entre Estados Unidos y Canadá. El presidente Reagan pronunció entonces esta frase memorable: “Con Canadá, nuestro nuevo socio por la paz y la libertad, vamos a llevar la bandera del libre comercio a México, al Caribe, a toda América Latina, y de allí al mundo entero.” Y es cierto que el ALC —es decir, la firma de un tratado entre dos países cuyo nivel de desarrollo es comparable— permitió instaurar un entorno normativo homogéneo dentro del espacio norteamericano que en esta visión expansiva podría fungir como modelo para el resto de los países del continente.

El TLCAN, sucesor del ALC, tiene su originalidad: institucionaliza la creación de un segundo gran bloque económico en el seno de la economía mundial, después del que conformaron los países de la Europa comunitaria. También es el primer antecedente de integración comercial regional dirigida al sur, que asocia países con niveles de desarrollo muy desiguales. En opinión de algunos, podría ser un modelo en las negociaciones comerciales multilaterales o regionales; en efecto, su marco normativo transnacional busca dar una amplia protección a los operadores económicos, mientras impone restricciones al poder discrecional de los

Estados. Es acorde entonces a las nuevas preocupaciones institucionales que nacieron con la globalización así como a las reivindicaciones históricas de Estados Unidos, en su manera de pensar los roles y funciones de las instituciones económicas internacionales. Según varios analistas, el TLCAN es suficientemente flexible para adaptarse a las exigencias de la globalización y bastante robusto como para agilizar el acceso a formas superiores de integración.²

Por todas estas características, el TLCAN ha sido el referente histórico, político, económico y jurídico inmediato de una estrategia que el gobierno de Estados Unidos de América ha diseñado con la pretensión de abarcar todo el hemisferio: “La Iniciativa para las Américas”.³ Sin embargo, aunque vincula las economías de treinta y cuatro países a un esquema de libre comercio de mercancías, servicios e inversiones y ha sido negociado en sintonía con el esquema de reglas, disciplinas y principios de la Organización Mundial del Comercio (OMC), su ambición va más allá de lo estrictamente económico. Se ha buscado, con el mismo ímpetu, consolidar las democracias nacientes en varios países latinoamericanos, así como defender los derechos humanos y la seguridad en la región. De alguna manera, ha sido una respuesta política y económica a la consolidación de la Unión Europea, que con el acuerdo de Niza, está ampliando sus fronteras geográficas a una parte de los países de la llamada Europa del Este y se dedica a reforzar la unión política de sus miembros a través de una Constitución europea.

En sí, el Área de Libre Comercio de las Américas es solamente uno de los veinte temas que se abordaron en las Cumbres de las Américas. Con base en la liberalización y la desregulación, debe definirse un modelo institucional y jurídico en el cual las prerrogativas de los Estados miembros sean reguladas por normas y reglas comunes. Las ventajas deben ser compartidas: con la profundización de las políticas de ajuste estructural, Estados Unidos busca desarrollar mercados receptores de sus exporta-

² Brunelle Dorval y Christian Deblock (ed.), “Introduction”. *L'alena, Le libre-échange en défaut*. Montreal, Points Chauds, 2004, p. 17.

³ Para evitar una confusión, cabe recordar que los proyectos de integración no han nacido con el TLCAN (cf. aquí el artículo de David Garibay). A principios de los años sesenta iya se hablaba de integración energética en América latina! Además, son dos las raíces que fundamentan la integración: en la primera, prevalece la extensión de los mercados, mientras la segunda se interesa en el intento por coordinar las políticas nacionales.

ciones, aumentar la eficiencia de sus manufacturas y fortalecer su competitividad en la economía internacional; a través del acceso con preferencias al mercado más fuerte del orbe, los países latinoamericanos, por su lado, pretenden recuperar el camino del crecimiento económico.

A pesar de un *debut* prometedor, desde 2002 el ALCA —en los términos presentados por Estados Unidos— vive momentos difíciles. La política de Washington empezó a enfrentarse con el descrédito que padece el modelo “neoliberal” en la región, y con la crisis de la Organización Mundial de Comercio (OMC), derivada de los subsidios agrícolas y de los llamados “temas sensibles” para los países emergentes (servicios, propiedad intelectual, inversiones y compras gubernamentales). En la VIII reunión ministerial celebrada en Miami el 20 de noviembre de 2003, bajo el liderazgo del gobierno brasileño, encabezado por Luiz Inacio Lula da Silva, se modificó la propuesta inicial del ALCA, al obligar a los integrantes a aceptar diferentes niveles de compromisos entre sí. Esta alternativa se conoce como “ALCA *light*”.

La nueva situación ha llevado a las partes en disputa a mover sus piezas en el tablero regional. Mientras Brasil ha estado muy activo para ampliar el Mercosur intentando abarcar a muchos países —en particular a la Comunidad Andina de Naciones (CAN)—, Estados Unidos ha cambiado de táctica para hacer avanzar su estrategia de integración: inició una carrera para establecer acuerdos bilaterales de libre comercio con países del CAN.

En esta precipitada lucha por ganar aliados y aislar al adversario se está jugando el destino de la integración regional. Sin embargo, el futuro es bastante sombrío en términos de integración regional: el ALCA está estancado, por decirlo así; pero la perspectiva de una integración latinoamericana o de América del Sur no es tampoco tan sólida: carece de un proyecto colectivo y de visión común (el Mercosur está ampliándose; sin embargo, esta alianza regional “está lejos de consolidar su núcleo de coincidencias básicas sobre cómo llevar adelante el proceso de integración”).⁴

En estas asociaciones regionales, aun cuando no figura con mucha visibilidad, el tema energético no ha dejado de jugar un papel medular.

⁴ Véase Rafael Gentili. Informe sobre el Mercosur en Política internacional.net. Cita-do por Raúl Zibechi, “La integración regional después del fracaso del ALCA” <http://www.americaspolicy.org/articles/2005/sp_0503integracion_body.html>

Sin duda, los países industrializados lo consideran un asunto de especial interés en cada gran bloque económico que se constituye. En la búsqueda de seguridad energética —porque las dos terceras partes de las reservas petroleras mundiales se ubican en el Medio Oriente, área políticamente conflictiva—, cada región trata de diversificar las fuentes de los suministros petroleros, dedicando especial atención a las cuencas situadas en sus respectivas áreas geográficas.

Los gobiernos estadounidenses han manifestado un interés similar. No dejan de reconocer la naturaleza global del problema energético, pero han insistido especialmente en la necesidad de construir una asociación energética sólida e interdependiente de los países de América, abogando por la seguridad energética común que facilite el acceso adecuado y confiable a la energía. Las características del mercado petrolero en el continente americano explican ese interés: numerosos países disponen de gran potencial en hidrocarburos —medido en términos de reservas, de capacidad productiva, de exportación y de costo de producción— y la necesidad de importar de Estados Unidos, el consumidor más importante del mundo, aumenta de manera exponencial. Si a principios de los años noventa Estados Unidos importaba 42% de su consumo de petróleo, la caída de su propia producción, acompañada de un consumo en aumento, elevó ese porcentaje a 55% en 2003. Según las previsiones del Departamento de Energía de Estados Unidos (2004), esta tasa podría alcanzar 66% antes del 2020. En contraste, la región de América Latina y el Caribe es exportadora neta de hidrocarburos. Allí se localiza 11% de las reservas mundiales de petróleo y cerca de 6% de las reservas internacionales de gas natural, además de grandes reservas de carbón mineral (suficientes para unos 2888 años de explotación) y abundantes recursos renovables —como la hidroenergía, de la que cuenta con casi 23% del potencial mundial—.⁵ Para entender estas proyecciones, debe tomarse en cuenta la diferencia que existe en el consumo en el hemisferio: mientras Estados Unidos tiene un consumo per cápita de energía comercial que supera las ocho toneladas de petróleo equivalente (tpe) al año, América Latina y el Caribe sólo registran un consumo per cápita de energía comercial de 1.2 tpe, según datos de Naciones Unidas.⁶ En este contexto,

⁵ Véase informes de BP-Amoco, 2004; OLADE, 2004.

⁶ Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD, 2004).

se calcula que América Latina cuenta con reservas para más de treinta y tres años, mientras las reservas petroleras de Estados Unidos de mantenerse el carácter de extractivo de los últimos años, apenas alcanzarían para unos diez años. Sin embargo, también es cierto que el potencial energético de la región está desigualmente distribuido. Las exportaciones de crudo se concentran en apenas cinco países: México, Venezuela, Ecuador, Trinidad y Tobago, y Colombia; de los cuales México y Venezuela concentran 86% de las reservas petroleras probadas de la región. Por su lado, Bolivia, Perú, Trinidad y Tobago, así como Venezuela, cuentan con gran potencial en gas natural; en cambio, la mayoría de los países latinoamericanos depende básicamente de las importaciones de petróleo y de gas natural para el funcionamiento de sus economías.

Durante los últimos treinta años Estados Unidos ha considerado la región como área estratégica, por su cercanía geográfica y su mayor estabilidad política en comparación con otras regiones exportadoras. La nueva Política Energética Nacional, lanzada en mayo del 2001 por el gobierno de G. W. Bush, reafirmó esta visión. Curiosamente, a pesar de reconocer que Estados Unidos enfrenta la más seria escasez de energía desde comienzos de los años setenta, la nueva política sigue considerando que las fuentes tradicionales (petróleo, gas y carbón) serán la base del incremento de la oferta energética, y relega a segundo plano el fomento de las fuentes de energía renovable y los programas de ahorro y conservación energética.

Es cierto que el tema energético ha recibido trato de excepción en el TLCAN, al contrario del acuerdo con Canadá (en 1988) —que había creado una zona de libre comercio en productos energéticos, y reducido sustancialmente el control de Canadá sobre su sector energético—; el capítulo VI del TLCAN trata de forma distinta el tema energético con México, en atención a las restricciones emanadas de la Constitución a este respecto.⁷

La Iniciativa de las Américas, sin embargo, le ha restituido su importancia. Desde el inicio, los jefes de Estado y de gobierno reconocieron

⁷ Como lo explican con detalle varios artículos en la segunda parte de este libro, en el TLCAN no se incorporó el compromiso que el ALC tenía sobre las limitaciones en la oferta interna, en caso de reducción de las ventas externas. También quedan protegidas las áreas de exploración, explotación y producción de petróleo y gas natural en México: no se permite la inversión extranjera en estas áreas y se restringen las inversiones en servicios en petroquímica.

que el desarrollo económico sostenible requiere la cooperación hemisférica en el campo de la energía.⁸ Con esto, entienden el establecimiento de políticas y procesos que faciliten el comercio de productos, bienes y servicios relacionados con este sector, así como el desarrollo de infraestructura —incluso a través de las fronteras internacionales— para acentuar la integración de los mercados de energía. También piensan en la creación o el fortalecimiento de sistemas normativos y regímenes jurídicos y fiscales que tomen en cuenta las necesidades de los diferentes grupos de actores y busquen estimular las inversiones privadas, locales y extranjeras, en las ramas del sector energía, allí donde lo permitan las respectivas constituciones.⁹

Los avances en materia de cooperación energética y consolidación de mercados integrados en este campo han sido relativos a la situación de cada país; sin embargo, con la excepción de México, es evidente el avance de la privatización parcial o total y la desregulación de los sectores energéticos nacionales en América Latina, así como la creación de sistemas normativos similares. Además, en materia de exportaciones de crudo, la integración es desde hace tiempo una realidad: en 1999, las exportaciones de América Latina y el Caribe (12% del total mundial, en segundo lugar después de las de Medio Oriente) se dirigieron fundamentalmente hacia Estados Unidos (80%) y Europa Occidental (9%).¹⁰

El descarrilamiento reciente del ALCA, sin embargo, no ha dejado de repercutir sobre el proyecto de integración energética hemisférica. Ante las enormes dificultades que presenta la integración hemisférica, en América Latina, los países interesados en una suerte de integración regional están dando pasos concretos para promover o ampliar los acuerdos ya

⁸ Véase el anexo 2 Área de Libre Comercio de las Américas y Tratado de Libre Comercio de América del Norte, al final de esta obra. Diversas acciones lo atestiguan: la Iniciativa Hemisférica de Energía, como medio para llevar a la práctica la Iniciativa 12 (“Cooperación en materia de energía”) y la Iniciativa 21 (“Alianza para el uso sostenible de la energía”), en octubre de 1996; la formación de un Comité Hemisférico de Dirección para la Energía, para orientar el establecimiento de los planes de acción (con ocho grupos de trabajo) y luego, en 1998, la creación de una Secretaría Coordinadora para seguir impulsando la Iniciativa Hemisférica de Energía.

⁹ Declaración de principios. Segunda Cumbre de Santiago, 1998. Incluye también dos objetivos sobre el incremento del acceso de las poblaciones rurales a servicios energéticos y políticas en favor de la energía renovable y el uso eficiente de energía.

¹⁰ Véase el informe de BP-Amoco, 2000.

suscritos. Los principales protagonistas de esta dinámica son, por ahora, Venezuela, Brasil y Argentina. Es significativo que los acuerdos de cooperación más importantes que hayan firmado recientemente se encuentren en el área energética. Por ejemplo, a comienzos de 2005, Venezuela y Argentina establecieron acuerdos estratégicos entre la argentina Enarsa (Energía Argentina, Sociedad Anónima) y la venezolana Pdvsa (Petróleo de Venezuela, Sociedad Anónima), ambas empresas petroleras nacionales, para desarrollar proyectos de exploración, extracción, refinación, comercialización y transporte, con la perspectiva de sumar a la brasileña Petrobras (Petróleos Brasileiro) y conformar un gigante petrolero regional que llevaría el nombre de Petrosur. Venezuela además estudia la compra de los activos que tiene la angloholandesa Shell en Argentina en conjunto con Enarsa y Petrobras (lo que permitiría comprar la refinería, las estaciones de combustible y los canales de comercialización en Argentina); sin duda sería un paso enorme en materia de integración energética regional. Brasil y Venezuela firmaron en Caracas un “acuerdo estratégico” cuya área de cooperación más importante es la relacionada con los hidrocarburos. Según este acuerdo, las empresas venezolana (Pdvsa) y brasileña (Petrobras) se asociarán en la explotación de gas y petróleo en los polos de desarrollo gasífero en el Golfo de Venezuela y la Faja del Orinoco, junto a las grandes empresas privadas brasileñas; además, se construirá una refinería de petróleo en Brasil para procesar crudos de ambos países y se prevé construir conjuntamente navíos y plataformas petroleras.¹¹

Evidentemente estos acuerdos son demasiado recientes para valorar su alcance y factibilidad en cuanto a la conformación de un mercado latinoamericano de energía como alternativa a la integración hemisférica funcional a los intereses de Estados Unidos. Este libro —con excepción de un solo artículo— no busca analizar dichos acuerdos; se dedica más a examinar la situación de la cooperación en petróleo en dos regiones: América del Norte y el continente americano en su conjunto. Son fenómenos que han nacido a principios de los años noventa, tiempo suficiente para hacer hoy una evaluación.

La presente obra se originó con el panel “Petróleo en el TLCAN y en las negociaciones del ALCA”, que la autora de esta introducción organizó en

¹¹ Véase para más información sobre este tema: Raúl Zibechi, “La integración regional después del fracaso del ALCA”, *op. cit.*

la ciudad de Bratislava, Eslovaquia, en julio del 2004, durante el IV Congreso de CEISAL. Reunió académicos que analizaron la cuestión de la integración energética desde diferentes ángulos disciplinarios: la sociología, las ciencias políticas, las relaciones internacionales, el derecho y la economía. La riqueza de las discusiones y debates que se dieron entonces me alentó a publicar los trabajos; sirvió también de base para enriquecer los análisis y propuestas de los diferentes autores.

Si bien la integración regional y hemisférica de los mercados petroleros (y de gas natural licuado) constituye el tema central de esta obra, consideré importante incluir dos artículos que brindaran una perspectiva general sobre los acuerdos de libre comercio en el continente americano.¹²

A pesar de la diversidad de situaciones examinadas, las siguientes cuestiones articulan el libro:

La expansión, regional o continental, de la política petrolera estadounidense y sus incidencias sobre el futuro de las industrias nacionales petrolíferas latinoamericanas es el tema aglutinador. Dentro de este espectro, interesa el hecho de saber hasta qué punto el mercado de hidrocarburos que se dibuja en la parte norte del continente podría ser el modelo para idear nuevas normas e instituciones que rijan los intercambios hemisféricos en este sector. Las reformas en el sistema petrolero nacional y su vínculo con la integración de mercados de hidrocarburos más amplios son otro aspecto que abordan aquí varios autores.

La primera parte del libro está organizada alrededor de la integración hemisférica de los mercados petroleros (incluido un artículo que considera la integración continental del gas natural licuado [gnl]). Desde enfoques distintos, los dos primeros textos analizan los intentos y procesos de integración —regionales, subregionales o hemisféricos—. David Garibay se interesa en los efectos políticos e institucionales de las diversas experiencias que los países latinoamericanos han desarrollado en materia de integración regional, en el transcurso del siglo XX, así como su evolución reciente. Por su parte, Nicolas Foucras analiza el proceso de negociación de la octava reunión ministerial del ALCA, y explica las razones por las

¹² Lamentamos no haber podido incluir el texto que Karold Derwich presentó durante el panel de Bratislava, “De Miami a Québec: resultados de las cumbres de las Américas”.

cuales el actor más débil (Brasil) logró imponerse frente al más fuerte (Estados Unidos) y cambiar el desarrollo institucional del ALCA.

El tema energético articula los demás trabajos de esta parte. ¿Sería posible que el modelo de integración del mercado energético norteamericano —un mercado enorme, jamás visto en energía, con reglas generales cada vez más transparentes, directrices que se armonizan e inversiones crecientes— se repita en América del Sur o se extienda al continente americano? A esta pregunta responden Philippe Faucher y Sarah Myriam Martin-Brûlé. Con un planteamiento de economía política, Achraf Benhassine examina el lugar del petróleo en el ALCA bajo un doble ángulo: la expansión continental de la política petrolera estadounidense y sus incidencias sobre el futuro de las industrias petrolíferas nacionales latinoamericanas. En el marco del reciente interés por el comercio del gas natural licuado en el continente americano, Sergio Osorio se pregunta por el impacto que puede tener en los países productores (Bolivia y Perú) y en los receptores (México, en particular); asimismo examina la influencia que pudiera tener este negocio en los procesos de integración comercial en América.

Esta primera parte se cierra con el examen de dos casos de América del Sur. Jesús Mora se pregunta si el nuevo marco de regulación de los hidrocarburos aprobado recientemente en Venezuela podría ser una premisa para la entrada de este país en un acuerdo que integre el comercio hemisférico; explora, además, la viabilidad en el contexto político actual de un proyecto alternativo como Petroamérica. André Tosi Furtado y Casio García Soares da Silva analizan los cambios que ha sufrido la política de compras de Petrobras —la compañía petrolera estatal brasileña— con la apertura extrema de la economía del país así como los efectos posibles del cambio institucional promovido por el Área de Libre Comercio de las Américas sobre la actual política industrial brasileña.

Limitantes y avances en la integración de los mercados petroleros en América del Norte constituyen el tema que desarrolla la segunda parte de la obra. Con los ejemplos que ofrecen algunos casos históricos significativos durante el periodo 1946-1952, Susana Chacón muestra cómo las negociaciones petroleras entre Estados Unidos y México han sido permanentemente mediadas por un juego de cooperación y conflicto. Alicia Puyana examina las fuerzas que definen la evolución del mercado petrolero mundial; aprecia sus efectos sobre la participación de la oferta

mexicana de crudo para mantener el equilibrio actual en la región del TLCAN. Benjamín García evalúa los impactos que tienen hoy las decisiones de Estados Unidos en materia de política energética sobre su vecino del sur y su empresa estatal Pemex. Ángel de la Vega estudia las contribuciones del TLCAN a una nueva institucionalización y al diseño de una nueva *gobernanza* para los intercambios energéticos. El artículo de Juan Carlos Boué explica las razones por las cuales es aconsejable que el proceso de apertura de la empresa petrolera estatal Pemex esté guiado fundamentalmente por criterios fiscales. Por mi parte, al final del libro, trato las estrategias contradictorias de quienes toman las decisiones en materia energética en México y su repercusión sobre la integración al mercado regional (América del Norte) de los hidrocarburos.

Tres anexos brindan información específica. Se consideró importante ofrecer al lector un glosario que incluya una definición mínima de algunos términos y de los conceptos más técnicos en materia de hidrocarburos. Además dos cuadros resumen de manera muy clara las grandes etapas y los acuerdos tanto del ALCA como del TLCAN, con un apartado en ambos casos sobre las negociaciones en materia energética.

Esta obra no hubiera visto la luz sin la colaboración de varias instituciones y personas. La ayuda del Conacyt ha sido esencial; el financiamiento del que goza el proyecto de investigación que está bajo mi responsabilidad (“Las transformaciones de la política petrolera mexicana en el marco de una industria globalizada. 1989-2003”) me permitió coordinar el panel de Bratislava. Agradezco asimismo el respaldo continuo que me ha brindado el Centro de Estudios Internacionales de El Colegio de México y su directora María del Carmen Pardo durante las diferentes etapas de este trabajo. Félix Mostajo se encargó de traducir al español los artículos que nos fueron enviados en inglés, portugués y francés. Todo mi reconocimiento también a la ayuda que me prestó Patricia Pinzón, particularmente para la realización del segundo anexo. Asimismo, expreso toda mi gratitud a Silvia Dolores López Hernández, por su dedicación y gran esmero al momento de revisar la versión definitiva de este texto.

Primera parte

EL PROCESO DE INTEGRACIÓN
DE AMÉRICA Y LOS HIDROCARBUROS

UN ANÁLISIS POLÍTICO DE LA INTEGRACIÓN EN AMÉRICA: ENTRE ESTRATEGIAS NACIONALES Y CONTEXTOS HEMISFÉRICOS

David Garibay

En la historia latinoamericana, la integración forma parte de los mitos fundadores. Como todo mito, el sentido de la integración es reinterpretado con frecuencia según las necesidades de la época. Las campañas militares y los proyectos utópicos de algunos próceres de la independencia, en particular de los países andinos, aparecen como la referencia obligada en cualquier empresa de integración; estos deseos integradores transitaban por un proceso de transformación de ambiciones individuales de dirigentes poco democráticos que deseaban gobernar grandes entidades territoriales hacia el bien colectivo al cual tiene que tender toda construcción nacional. La debilidad institucional de los Estados, las guerras civiles del siglo XIX y la marginación política y económica en el siglo XX, contribuyeron a reforzar el mito de la integración latinoamericana, en el cual la unidad perdida aparecía como el remedio utópico. El hecho que esta unidad no haya existido nunca, y que su realización sea irrealista en las condiciones de surgimiento de los Estados latinoamericanos, ha alimentado aún más la fuerza simbólica del mito.

Este fenómeno no se ha dado en la región de manera idéntica: ha cobrado más importancia en ciertos países, como en América Central o en los países andinos, que han asimilado este propósito integrador en sus símbolos nacionales o en sus constituciones, incluso en las más recientes; en cambio, no ha sido tan relevante en México, Brasil o en el cono sur. Sin embargo, no ha dejado de estar presente de forma permanente a lo largo de la historia política de la región, apareciendo como uno de los elementos fundadores de las naciones latinoamericanas.¹

¹ La integración de la región puede considerarse como una de las “realidades imagina-

En la segunda mitad del siglo xx, este mito de la unidad nutrió los diversos proyectos de integración económica, y en particular una integración regional por bloque, pensada para reforzar las economías nacionales (décadas de los años cincuenta y sesenta). Pero, a partir de la década de los años ochenta, la mutación profunda de la política norteamericana en materia comercial en el hemisferio, así como la decisión de algunos países de reconsiderar de forma consecuente sus políticas económicas, ha llevado hacia una práctica de “regionalismo abierto”, donde se combinan y compiten estrategias bilaterales, experiencias de integración regional más avanzada y ambiciones hemisféricas del Acuerdo de Libre Comercio de las Américas (ALCA). Este proceso parece totalmente opuesto al mito de la unidad deseable, a través de una visión continental. Cualquiera que sea el grado de avance actual de las negociaciones hemisféricas, los países latinoamericanos están cada vez más integrados dentro de una perspectiva continental, que define progresivamente no sólo las formas del intercambio comercial, sino también las pautas económicas y políticas para los diferentes actores.

No se pretende hacer un análisis económico y comercial de los avances de la integración regional en América, sino más bien una reflexión sobre los efectos políticos e institucionales para los países latinoamericanos de la diversidad de experiencias de integración regional y de su evolución reciente. En general, este artículo se limita a analizar las relaciones hemisféricas, y deja de lado, salvo contada excepción, las relaciones que tienen los diferentes países de la región con otras regiones del mundo, o con otras experiencias de integración regional.

Se analizan dos dimensiones de la integración; si bien en la realidad están articulados, su diferenciación analítica permite identificar varios tipos de efectos y estrategias en materia de integración, y por lo tanto, varios efectos tanto nacionales como internacionales en términos políticos e institucionales. En un primer punto se aborda la interpretación del cambio de paradigma que se ha dado en materia de integración económica y, en

rias” que analiza Benedict Anderson en su estudio del surgimiento del nacionalismo. Muestra allí la relación paradójica entre un referente común a todos los nuevos Estados y la diversidad de éstos, cuando afirma para los casos de América Latina que “la validez y la posibilidad de una generalización del proyecto original se confirmaron indudablemente por la pluralidad de los Estados independientes”. Véase Benedict Anderson, *Comunidades imaginarias, reflexiones sobre el origen y el desarrollo del nacionalismo*, México, FCE, 1993, p. 121.

particular, se examinan sus expresiones en América Latina. Para entender este cambio, se analizan las transformaciones de la política estadounidense hacia América Latina con el propósito de ver como éstas estructuran los debates y las experiencias sobre la integración. La dinámica abierta por las negociaciones que se han llevado a cabo en las cumbres de las Américas y en el proyecto del ALCA muestra cómo, más que una construcción formal, la integración en América es un producto progresivo de la generalización de ciertas normas y pautas. En un segundo punto, la multiplicación actual de los acuerdos de apertura comercial, cooperación económica o integración, ha llevado a una forma de confusión de situaciones, aparentemente sin orientación real, que se ha analizado académicamente según la figura del “spaghetti bowl”.² A través del análisis de las políticas comerciales en materia de apertura de países “virtuosos” (como Chile y México), mediante la comparación con las de Estados Unidos, se propone la reflexión sobre el sentido de las estrategias bilaterales. Los ejemplos de la integración institucional que se pretende llevar a cabo en el Mercado Común del Sur (Mercosur) o en la Comunidad Andina proponen otro aspecto de la reflexión de la integración, basada en la experiencia europea. Pero aquí más que un itinerario que seguir, la referencia a la dinámica de la construcción europea sirve esencialmente como retórica de oposición y como elemento de estructuración y reforzamiento dentro del proceso de integración hemisférica. No es de ninguna manera una forma de actuar en su contra.

DE LA “INTEGRACIÓN CEPALINA” A LA “INTEGRACIÓN ABIERTA”: LOS NUEVOS HÁBITOS DE LA INTEGRACIÓN

En la reflexión sobre las experiencias de integración económica en América Latina es común recordar las décadas de los años cincuenta y sesenta durante las cuales varias experiencias fueron desarrolladas.³ La pauta

² Uno de los primeros economistas en introducir esta metáfora fue Jagdish Bhagwati al analizar los efectos entrecruzados de las reglas de origen cuando se multiplican los acuerdos. La imagen se ha extendido al conjunto de los acuerdos de libre comercio. Para una presentación reciente de sus reflexiones sobre los efectos de la difusión de acuerdos de libre comercio, véase J. Bhagwati, *Free Trade Today*, Princeton, Princeton University Press, 2002, p. 128.

³ La etapa “desarrollista” de la integración y el papel que jugó la CEPAL en ese momento ha sido ampliamente documentada, por lo que solamente se hace una presentación rápida.

que se pretendía seguir en ese momento correspondía al análisis económico que había desarrollado la CEPAL; según éste, se pretendía llegar al desarrollo mediante la promoción de la industrialización basada en la creación de un mercado interno. Las estrategias de sustitución de importaciones no habían arrojado todos los frutos esperados, en contextos en los cuales el tamaño demasiado pequeño del mercado interno constituía un obstáculo. Para compensar esta situación, se pensó que lo idóneo sería llegar a un mercado “regional” más amplio mediante acuerdos de integración que podrían ampliar los mercados potenciales y, además, instituir formas de coordinación de las políticas industriales de los países miembros. Si bien, en un grado mucho menor al actual, tanto en sus efectos diplomáticos como en su duración, la política de Estados Unidos, a través de la Alianza para el Progreso (1961), contribuyó a alentar un contexto propicio en donde la integración regional era un instrumento de desarrollo favorable a la democracia, fuente a su vez de estabilidad regional y de seguridad continental para Washington.⁴

El incentivo a una integración regional tuvo sus consecuencias directas en la creación del Mercado Común Centroamericano (Mcca) (1958), en la firma del Acuerdo Latinoamericano de Libre Comercio (Alalc) (1960), o en la formación del Pacto Andino (1969).⁵ En un momento de crecimiento económico sostenido, los efectos cuantitativos y cualitativos sobre los intercambios comerciales dentro de la región fueron considerables, y más aún en zonas donde los acuerdos eran los más avanzados (en América Central, por ejemplo, el comercio dentro de la zona se multiplicó por diez entre 1960 y 1970; la composición en productos manufacturados del comercio pasó de 50 a 90%).

Pero incluso en las zonas más integradas, los acuerdos distaban bastante del modelo “cepalino”, pues solamente se establecieron acuerdos de libre comercio sin construir mecanismos funcionales de coordinación de la política industrial —lo que llevó rápidamente a contextos en los cuales las economías relativamente más avanzadas se vieron mucho más

⁴ En la frecuente comparación de las experiencias de integración entre América Latina y la Unión Europea se suele olvidar el papel de incentivo directo que jugó Estados Unidos en la creación de la Comunidad Europea, tanto a través de la ayuda financiera para la reconstrucción en la posguerra, como por el aliento a crear formas de integración regional.

⁵ Las fechas que se señalan corresponden al año de la firma de cada acuerdo, y no al de la entrada en vigor.

beneficiadas que las demás—.⁶ Si se considera el conjunto latinoamericano, los acuerdos firmados, si bien cubrían miles de artículos, no llevaron a avances considerables ni en materia arancelaria ni en complementación industrial. La creación del Pacto Andino en 1969 puede en realidad interpretarse no tanto como un resultado del incentivo regional para establecer mecanismos de integración, sino más bien como una reacción de los países relativamente menos avanzados de América del Sur para compensar los efectos para ellos desfavorables de los acuerdos firmados. En todos los casos, y contrariamente a la propuesta teórica inicial, la estrategia de industrialización por sustitución de importaciones fue llevada en realidad con prioridades nacionales.

Los golpes militares en muchos países, y la evolución de Estados Unidos hacia una visión en la cual los problemas de seguridad continental se resolvían mediante soluciones políticas y militares, y no por mecanismos de integración económica, terminaron con los pocos avances de esta primera experiencia de integración regional.

En los treinta y cinco años que separan la firma del Alalc y del Tratado de Libre Comercio para América del Norte (TLCAN) entre Estados Unidos, México y Canadá, la situación macroeconómica de los países latinoamericanos evolucionó en una forma totalmente contraria a la que la CEPAL consideraba como idónea para una integración regional. Las economías se estancaron, e incluso conocieron un franco contexto recesivo en la década de los años ochenta (el producto interno bruto, pib, de la región experimentó un cambio de menos 8.3% entre 1981 y 1989). Las desigualdades se ampliaron tanto internamente en cada país, como entre países de nivel intermedio y de nivel más bajo. La diferencia relativa entre los países latinoamericanos y las economías más avanzadas del continente —Estados Unidos y Canadá— aumentó de forma considerable en términos del pib, como sobre todo de ingreso por habitante. Las reformas neoliberales llevadas a cabo de forma drástica, si bien permitieron erradicar la hiperinflación, tuvieron resultados contrastantes: para analistas del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), las reformas per-

⁶ Esta situación llevó no solamente al fin de estas experiencias de integración, sino también a consecuencias políticas y sociales mayores, como lo es la guerra en la que se enfrentaron El Salvador y Guatemala en 1969, conocida como “guerra de las cien horas”, o “guerra del fútbol”. Para un análisis de ese conflicto, véase Thomas Anderson, *The War of the Dispossessed*, Lincoln, University of Nebraska, 1981, p. 203.

mitieron evitar la prolongación de la recesión de los años ochenta, pero incluso su profundización no será suficiente como para reencontrar las tasas de crecimiento de los años sesenta y setenta o para que los países latinoamericanos tengan resultados comparables a los de Asia del sureste.⁷

A pesar de ese cambio estructural, los acuerdos de cooperación y de integración económica se han desarrollado a gran velocidad en América Latina desde la mitad de los años noventa. Si bien la situación es compleja y difiere mucho de un país a otro, es necesario resaltar la importancia en este contexto del cambio de paradigma en la política exterior estadounidense, y en particular del papel que juega la política comercial en ella desde el fin de la guerra fría.

Para entender este cambio, es necesario comprender que la necesidad de actuar hoy en el ámbito internacional en favor del libre intercambio se ha vuelto un elemento estructural de la seguridad nacional para Washington.⁸ Si bien la búsqueda del provecho individual, la iniciativa privada, la autonomía de la sociedad civil y la libertad de comercio, han sido elementos esenciales del proyecto nacional de Estados Unidos desde la independencia, hoy son movilizados para sustentar la apertura de los mercados externos y una forma de integración que privilegie la reciprocidad, la ausencia de instituciones y la resolución de diferendos mediante mecanismos jurídicos nacionales a través de la regla del derecho. A su vez, este modelo se ha convertido en la referencia necesaria tanto hemisférica (ALCA) como internacionalmente (OMC); la voluntad de los gobiernos estadounidenses de utilizar el multilateralismo para avanzar en materia de apertura comercial, en el GATT y en la OMC ha alentado esta situación.⁹

⁷ Este análisis es desarrollado por los organismos hemisféricos a final de la década de los ochenta. Como ejemplo, véase el reporte anual del Banco Interamericano de Desarrollo de 1997: BID, *Latin America After a Decade of Reforms. Economic and Social Progress*, Washington, 1997.

⁸ Numerosos estudios relacionan los cambios en materia de política comercial hemisférica, las evoluciones en la estrategia global de Estados Unidos, y los efectos para cada uno de los países latinoamericanos. Dos ejemplos recientes son Christian Deblock y Sylvain Turcotte, *Suivre les États-Unis ou prendre une autre voie? Diplomatie commerciale et dynamiques régionales au temps de la mondialisation*, Bruselas, Bruylant, 2003, y Gordon Mace y Louis Belanger, *The Americas in Transition, The Contours of Regionalism*, Londres, Lynne Rienner, 2000, p. 299.

⁹ Como ya se ha mencionado, este trabajo se concentra exclusivamente en el caso del continente americano; se deja de lado tanto las relaciones de Estados Unidos con otras regiones del mundo, como su estrategia multilateral.

Este proceso no es lineal; ha sido el producto de varios momentos de inflexión que no están exentos de contradicciones propias. Tampoco es objeto de consenso dentro de Estados Unidos, e incluso dentro de los órganos de gobierno.¹⁰ Pero en la sucesión de las diferentes iniciativas de los mandatarios estadounidenses dirigidas a los países latinoamericanos (Iniciativa de las Américas, de George Bush en 1993; Proyecto de las Américas y Cumbre de Miami en 1994, presentado por William Clinton como la construcción de una “comunidad de democracias”, y prolongado por George W. Bush en los esquemas de negociación del TLCAN) existen ciertos elementos comunes que han modificado de forma reciente el papel del libre comercio dentro de la política exterior estadounidense.¹¹ El libre intercambio y la apertura de mercados ya no son como en los demás países un elemento entre otros de la política comercial exterior; a partir de una visión en la cual no solamente el comercio favorece el crecimiento y la prosperidad interna, sino que también limita los riesgos externos y la inestabilidad internacional, el libre comercio se ha vuelto un elemento central del interés y de la seguridad nacional estadounidense.¹² Para garantizar el hecho de que el comercio se realiza en condiciones de efectiva libertad, el poder político no solamente tiene que asegurarse, a través del respeto del derecho, del funcionamiento correcto de las reglas del mercado interno, sino también de los mercados externos.¹³

¹⁰ El Congreso, por ejemplo, más sensible a los grupos de presión internos, ha demostrado ser mucho menos “aperturista” que el Ejecutivo. Si bien esto ha planteado problemas a los diferentes mandatarios (como por ejemplo en caso de rechazo del voto del procedimiento de “fast track” para negociaciones comerciales), la posición favorable del gobierno al libre comercio ha superado hasta ahora estas resistencias.

¹¹ Para un análisis de los cambios recientes en la política estadounidense en materia de libre comercio, véase Christian Deblock y Gérard Cadet, “La politique commerciale des États-Unis et les nouvelles dynamiques regionales”, en Christian Deblock y Sylvain Turcotte, *Suivre les États-Unis ou prendre une autre voie?, op. cit.*

¹² Esto tiene a su vez una dimensión internacional, pues Estados Unidos aparece no como el proveedor de un beneficio para todos los Estados, sino como el promotor de un factor de estabilidad y provecho al cual contribuyen todos los países, para el beneficio de todos.

¹³ El hecho de servirse del derecho como base de las relaciones comerciales internacionales es un elemento genérico de la política estadounidense; sin embargo, no excluye el uso puntual de distorsiones a legislaciones nacionales o internacionales en ciertos temas estratégicos para Washington, tanto en medidas extraterritoriales (como en el caso de la ley Helms-Burton), o en la aplicación de sanciones unilaterales a países que no cumplen

En ese sentido, la política exterior está puesta al servicio de la protección concreta (y no solamente de la promoción) de las empresas estadounidenses en el mundo, tanto en materia de acceso a los mercados, como en temas anexos, como son la protección de la propiedad privada, de la inversión, de la propiedad intelectual, o de la lucha contra la corrupción, que participan en la eficiencia de los mercados.

Este rol particular de la política comercial tiene su expresión institucional en la figura única del Representante para el Comercio, nombrado por el Presidente, pero cuyos poderes emanan del Congreso, autónomo tanto del Secretariado de Estado como del Departamento del Comercio.¹⁴

Es importante analizar los principios en que basa la búsqueda del libre intercambio, como son el principio de reciprocidad y la regla de derecho, y sobre todo la utilización que hacen de ellos los gobiernos estadounidenses. Al considerar, con cierta veracidad, que su mercado es uno de los más libres del mundo, estos gobiernos transforman el principio de reciprocidad en una exigencia de concesiones a los demás países, para que éstos alcancen el mismo grado de apertura. En este aspecto, partiendo de la idea que la legislación estadounidense es la más avanzada en todos esos campos, la norma legal vigente en Estados Unidos sirve a Washington como base de referencia: en materia de reglamento de diferendos, de protección de inversión, de propiedad intelectual, o incluso de protección del medio ambiente. Además, el recurso al derecho permite garantizar no solamente la seguridad de la apertura obtenida en un acuerdo negociado, sino también su irreversibilidad futura. Esto puede a su vez ser utilizado para profundizar posteriormente el acuerdo, y para introducir —en el contexto de multiplicación mundial de acuerdos de apertura— un efecto de competencia en la liberalización.

A partir de la administración de George Bush, pero sobre todo en la administración de William Clinton, la globalización es presentada como oportunidad para Estados Unidos, y no como amenaza: el crecimiento mundial favorece la prosperidad y la seguridad de Estados Unidos, y

ciertos requisitos, ya sea en aspectos comerciales o de otra índole (como en particular en la lucha contra el narcotráfico).

¹⁴ Para un análisis sobre la figura institucional del representante para el comercio, véase Steve Dryden, *Trade Warriors, USTR and the American Crusade for Free Trade*, Nueva York, Oxford University Press, 1995, p. 452.

Washington tiene que liderar este proceso. En los años 1992-2000, la política comercial estadounidense se articulaba a través de cuatro prioridades:

1. La adopción de normas internacionales que protejan la inversión, y por lo tanto los intereses estadounidenses (Acuerdo Multilateral sobre las Inversiones).
2. La promoción del multilateralismo en materia comercial (OMC), combinada con acuerdos de cooperación económica (Japón, China, Unión Europea).
3. La firma de acuerdos bilaterales para promover la liberalización del comercio.
4. La articulación flexible entre los tres niveles, en una arquitectura que promueva el “regionalismo abierto”.¹⁵

El continente americano, y en particular América Latina, conforman una de las regiones (aunque no la única) hacia la cual se dirige esta política. La dinámica de las Cumbres de las Américas (Miami, 1994; Santiago, 1998, y Quebec, 2001) no puede reducirse a una simple extensión del TLCAN; es más, formalmente esta propuesta fue rechazada por la Cámara de Representantes de Washington. Considera una voluntad más amplia, combinando explícitamente la búsqueda de un libre comercio hemisférico con la voluntad de generalizar la estabilidad política, donde se expresa una doble ambición: garantizar la seguridad de Estados Unidos y mostrar al resto del mundo un referente ejemplar en términos de integración, tanto en los mecanismos de negociación como en los propósitos buscados.

¹⁵ La idea de “regionalismo abierto” supone que los acuerdos de integración negociados entre países no sean exclusivos de cooperaciones de diversa índole de los firmantes con otros países, y permitan su inclusión dentro de mecanismos multilaterales. Esa visión de la integración regional se ha desarrollado a partir de la negociación del acuerdo constitutivo del APEC, y ha sido promovido por la OMC. En América Latina, es analizada en particular tanto por la CEPAL como por el BID desde mediados de la década de los noventa. Para dos análisis recientes basados sobre ese concepto, uno sobre toda la región, el segundo sobre el Mercosur, véase Victor Bulmer-Thomas, *Regional integration in Latin America and the Caribbean: the political economy of open regionalism*, Londres, Institute of Latin American Studies, 2001, y Mario Carranza, *South American Free Trade Area or Free Trade Area of the Americas, Open Regionalism and the Future of Regional Economic Integration in South America*, Aldershot, Ashgate, 2000, p. 245.

El cambio de estrategia es explícito después de la década de los ochenta. La Initiative for the Caribbean Bassin (ICB, 1982), a través de la cual Estados Unidos establece una relación económica privilegiada con los países del Caribe y de Centroamérica, puede ser considerada como ejemplo de la evolución de la estrategia estadounidense.¹⁶ Se trata de un acuerdo macrorregional, anterior a la estrategia de apertura comercial, con orientación muy similar a la Alianza para el Progreso (ayudar a las economías debilitadas por la crisis para evitar problemas sociales y revoluciones, en un contexto de crisis regional de seguridad para Estados Unidos), pero basado en el incentivo a la iniciativa privada. Es entonces más que nada un acuerdo unilateral a través del cual Estados Unidos concede ventajas y preferencias a ciertos países, sin mucho riesgo para su economía por la poca importancia relativa que tienen para ella las importaciones de esta zona. Además, en los pocos sectores en los cuales estas economías son competitivas, el acuerdo establece contingencias al comercio (como en el caso del textil).¹⁷ La ICB presenta un cambio importante: por primera vez se combinan apertura comercial y seguridad estratégica, y se establecen elementos para una apertura económica más ambiciosa, pues se incluyen medidas para liberalizar la inversión y dar incentivos futuros a los países más abiertos. Este tipo de esquema (vinculación comercio-seguridad; evolución posible de una visión preferencial a un intercambio recíproco) se reproduce una década más tarde con los países andinos, a través del Andean Trade Preference Act (1991), pensado como estrategia de crecimiento del comercio a través de preferencias arancelarias para luchar contra el tráfico de drogas ilegales, en particular en Colombia.¹⁸

Pero el cambio real de estrategia interviene con los acuerdos de libre comercio entre Estados Unidos y Canadá (1988), ampliados después a

¹⁶ El acuerdo incluía inicialmente a 22 países del Caribe y de América Central. Hoy son 24.

¹⁷ Lo que asimila este acuerdo al Acuerdo Multifibras (convención de Lomé) entre la Unión Europea y los países menos desarrollados de África, el Caribe y el Pacífico (países ACP).

¹⁸ El Andean Trade Preference Act incluye a Bolivia, Perú, Ecuador y Colombia. Para un análisis de la articulación entre la política de lucha contra el tráfico de drogas y los mecanismos de preferencias arancelarias en la política de Estados Unidos hacia Colombia, véase Instituto de Estudios Políticos y de Relaciones Internacionales, *El Plan Colombia y la internacionalización del conflicto*, Bogotá, Planeta, 2001, p. 339.

México en el TLCAN (1992).¹⁹ El acuerdo Estados Unidos-Canadá muestra la importancia que tiene el comercio en los asuntos públicos internacionales: en una versión de reciprocidad sobre todos los aspectos económicos, el libre comercio incluye aspectos hasta ese entonces poco consideradas (agricultura, servicios, mercados públicos); establece además protección a la inversión, así como mecanismos de solución de controversias *sui generis*. La firma de un acuerdo similar con México da una pauta aún más avanzada, pues este principio de negociación tanto integral como recíproco se aplica también a economías con un grado de avance mucho menor. Los efectos de estos dos acuerdos —en términos de crecimiento de los intercambios comerciales— explican por sí solos el aumento de la proporción del continente americano en el comercio de Estados Unidos: en 1980, el continente americano representaba 35% del destino de las exportaciones de Estados Unidos; esta cifra ha aumentado a 45% en el 2003. Pero el aumento se debe únicamente al crecimiento del comercio con los países hoy firmantes del TLCAN. Canadá ha pasado de 17.7 a 23.4%, y México de 6.9 a 13.5% como destino del total de las exportaciones de Estados Unidos, cuando el resto de América Latina lo ha hecho de 10.3 a 7.2%.²⁰ La evolución es menos significativa en términos de importaciones, pues la proporción representada por el continente americano en el total de las importaciones de Estados Unidos ha crecido de forma más lenta (de 32 a 35%). Pero tanto en exportaciones como en importaciones, la proporción representada por sus dos socios del TLCAN dentro del total del comercio con el conjunto del continente americano ha evolucionado de la misma forma, pasando de contribuir en 70% en 1980 a más de 80% en 2003.

La vinculación entre acuerdos bilaterales e integración hemisférica no es un tema de absoluta coherencia en la estrategia de Estados Unidos. Como se ha mencionado, la voluntad de George W. Bush de vincular el TLCAN y la integración hemisférica, por una extensión de la primera a todo el continente fracasó. La política de William Clinton logró lanzar una dinámica hemisférica, a través de las negociaciones del Acuerdo de Libre Comercio de las Américas; no solamente trató de cubrir casi

¹⁹ La integración comercial norteamericana es un tema sobre el cual se ha producido amplia literatura que no se podría resumir. Para una presentación sintética de los análisis académicos más recientes, véase Jonathan Fox, "The Politics of North American Economic Integration", *Latin American Research Review*, vol. 39, núm. 1, 2004, pp. 254-272.

²⁰ Según las cifras del Departamento del Comercio de Estados Unidos <www.trade.gov>

todo el intercambio comercial de las negociaciones de un acuerdo de libre comercio, sino que también integró el libre comercio a la ambición más amplia de crecimiento económico y de difusión de la norma democrática.

Pero esta negociación no excluye otros acuerdos entre los países que participan en el ALCA, tanto entre ellos como con actores externos. Estados Unidos ha mostrado el uso que puede hacer del regionalismo abierto en el ALCA, y del ALCA en el contexto mundial de regionalismo abierto. En el primer punto, tras cierto bloqueo en las negociaciones hemisféricas, ha buscado de forma relativamente reciente establecer acuerdos bilaterales de libre comercio con países o grupos de países que participan en el ALCA (Chile en el 2002; América Central en el 2004; con posible extensión a la República Dominicana; negociación con la Comunidad Andina abierta en 2004), para dar pauta al avance de las negociaciones, y de cierta forma mostrar a los países menos entusiastas que si bien pueden seguir participando en el proceso de integración comercial, no disfrutarán de todos los provechos esperados. En el segundo punto, como se dijo, Estados Unidos utiliza el ALCA como referente, a la vez marco y modelo, en sus negociaciones con otros países o regiones del mundo.

DIFUSIÓN DE ACUERDOS, ESTRATEGIAS BILATERALES, ESFUERZOS DE INTEGRACIÓN: ¿ALGUIEN CONOCE LA RECETA DEL "SPAGHETTI BOWL"?...

Desde la década de los años ochenta, los acuerdos comerciales entre países del continente americano se han multiplicado; esto ha llevado a la región a seguir la dinámica mundial. Los resultados han sido espectaculares, tanto en la baja de los aranceles promedio como en el nivel de comercio general, con tasas de crecimiento anual del intercambio comercial de América Latina con el mundo de 10% en la década de los años noventa. Pero no todos los países han seguido la misma conducta: de las pautas señaladas por Estados Unidos, algunos han privilegiado una estrategia de apertura bilateral, generalmente de plazos cortos; otros han tratado de establecer mecanismos de integración más ambiciosos, con una perspectiva regional y temporal diferente.

La multiplicación de estos acuerdos ha llevado a cierta confusión, no solamente en la cartografía comercial hemisférica, sino también en sus

efectos reales; tanto sobre el incentivo que esto crea para el comercio bilateral, como sobre el comercio de cada país y sobre su crecimiento económico. Son los términos que conforman la teoría del intercambio. Incluso se ha subrayado la pertinencia de las ventajas competitivas de un acuerdo de libre comercio, por abrir posibilidades de comercio que pueden ser rápidamente reducidas o desplazadas por nuevas negociaciones con otros países. En efecto, estas ventajas se vuelven aún mayores en un contexto hemisférico, en el cual los actores otorgan mucha importancia a la comunicación sobre la apertura de nuevas negociaciones, para crear un contexto de competencia. Ciertos analistas han mostrado también —sobre todo tratándose de pequeñas economías— que el efecto inmediato de la baja de aranceles para los ingresos del Estado no es compensado por el aumento del comercio; es un efecto que solamente se puede dar en el largo plazo.²¹

El “regionalismo abierto” ha llevado en el hemisferio a una situación en la cual no parece haber ni línea de acción ni orientación común; los acuerdos se hacen de forma dispersa y fragmentada, no solamente en su configuración (acuerdos de cooperación, de integración o de libre comercio, aperturas graduales y por sectores), sino también en sus elementos arancelarios y reglamentarios. Algunos autores llaman “spaghetti bowl” a esta nueva configuración, en la cual la multiplicación de acuerdos conduce a un regionalismo efectivo, pero confuso y concurrente.

La figura del “spaghetti bowl” tiene la virtud de dar cuenta de la multiplicidad de los acuerdos, pero sobrevaloriza el efecto de confusión. Es cierto que la estrategia comercial estadounidense no sigue una línea de acción totalmente coherente y única, y está sujeta, sobre todo en Estados Unidos, a discusión y crítica. Sin embargo, establece el universo de referencia en la materia, por lo menos en el continente americano.

En muchos casos, si bien no en todos, la firma de acuerdos entre países latinoamericanos está orientada por la voluntad de acceder al mercado de Estados Unidos en condiciones privilegiadas, como ha sido

²¹ Según datos de la CEPAL, los aranceles sobre comercio aún representan una parte significativa de los ingresos de los Estados en ciertos países latinoamericanos, en particular del Caribe y de América Central (en República Dominicana la proporción de los aranceles sobre Comercio Exterior en los ingresos del Estado es de 36%; en Nicaragua de 20%; en Guatemala de 15%), pero también en los países andinos (donde la cifra varía generalmente alrededor de 10%).

el caso de la firma del acuerdo del Grupo de los Tres (México, Venezuela, Colombia, 1995), o de los acuerdos entre México y países de América Central (Costa Rica, 1995; Nicaragua, 1998; Guatemala, Honduras y El Salvador, 2001). Esta voluntad es generalmente más una declaración política que una realidad, pues los efectos son limitados por las reglas de origen. Pero el hecho de que participe de la voluntad de firmar acuerdos muestra la importancia del referente estadounidense.

Por otra parte, para ciertos países (particularmente México y Chile), la multiplicación de acuerdos de libre comercio con otros países americanos participa tanto de una voluntad de anticipar el éxito futuro de las negociaciones de apertura dentro del ALCA, como de aparecer frente a Washington como países “virtuosos” en materia comercial. Éste es el caso de México, en donde dicha dinámica ha sido muy visible por la cercanía geográfica. A partir del análisis de los efectos cuantitativos de la apertura comercial (el comercio internacional del país se triplicó entre 1993 y 2000, y la tasa de apertura de su economía pasó de 34% en 1993 a 59% en 2000), pero también de los efectos cualitativos (sobre la modificación de la composición sectorial de las exportaciones) basados esencialmente en los derivados del libre comercio con Estados Unidos, y en menor medida con Canadá, los gobiernos mexicanos han desarrollado una política de promoción del libre comercio con gran cantidad de países, no solamente en América Latina, sino también en el resto del mundo.²² Los aparentes beneficios del TLCAN son traducidos en argumentos para promover el comercio con otros países, con la idea de obtener con cada uno de ellos un aumento del comercio similar al que se ha tenido con Estados Unidos. Incluso dentro de las justificaciones oficiales, esta multiplicación de socios comerciales permitiría compensar ciertos efectos negativos del TLCAN —como ha sido la ampliación del déficit comercial (permanente desde 1998)—, y la creciente proporción de la importancia de Estados Unidos como principal socio comercial.²³ En la actualidad, México cuenta con acuerdos de libre comercio, firmados o en negociación, con prácticamente todos sus socios comerciales: se calcula

²² La tasa de apertura es medida por la proporción, en valor, del comercio exterior de un país (importaciones más exportaciones) sobre su producto interno bruto.

²³ Estados Unidos sigue siendo por mucho el principal socio comercial de México. Su importancia en términos de exportaciones ha aumentado (79% en 1990, 88% en 1999); en términos de importaciones, se ha mantenido constante (74%).

que 95% de su comercio se realiza con países con los cuales ha firmado acuerdos de libre comercio.

En realidad, la importancia de la relación con Estados Unidos, tanto comercial como económica y política, hace que la búsqueda de la diversificación comercial de México parezca más una figura retórica que una posibilidad real. La integración con el vecino del norte ha llevado a México a una forma de sacrificio de su soberanía, no solamente económica y comercial, sino también política en ciertos aspectos, para recibir en cambio garantía de seguridad; no militar, sino en los aspectos financieros internacionales. La actitud conciliadora de Estados Unidos en las más recientes crisis monetarias mexicanas, que contrasta con su posición en el caso de otros países latinoamericanos, es señal del éxito de esta estrategia.²⁴

De ahí se puede interpretar la estrategia mexicana —mostrarse ofensivo en aspectos de apertura comercial— más como la voluntad de seguir las pautas indicadas por la política estadounidense que como búsqueda real de diversificación. Al analizar la negociación comercial con ciertos países surgen diferencias sensibles. En acuerdos con países de importancia secundaria para México, política y comercialmente hablando, el gobierno mexicano resalta el regionalismo abierto, la libertad de comercio y la diversificación del comercio mexicano. Ha sido así en particular en el acuerdo con Chile en 1992, o más recientemente con Singapur.²⁵ Pero, para países que tienen mayor importancia en términos políticos o comerciales (como es el caso específico de América Central), México parece llevar a cabo el mismo tipo de apertura en situaciones desiguales, con la voluntad de integrar el libre comercio como elemento de crecimiento

²⁴ Los análisis de la estrategia mexicana en materia política y comercial insisten mucho en una forma de intercambio de una parte de la soberanía política del país por una garantía más alta en materia de seguridad económica. Si bien no se formaliza de esta manera, este intercambio podría analizarse como una forma de pacto “hobbesiano”.

²⁵ El acuerdo entre Chile y México prevé una apertura muy amplia. Pero en el periodo 1990-1992, el aumento del comercio entre estos dos países ha sido menor que el del comercio entre México y otros países del cono sur, como Brasil o Uruguay, con los cuales México no tenía, en ese momento, acuerdos (Brasil), o con los cuales esos acuerdos eran limitados (Uruguay). Para una presentación del debate sobre los efectos de la integración sobre la interdependencia económica, de donde proviene este ejemplo, véase Olivier Dabène, *La región Amérique latine. Interdépendance et changement politique*, París, Presses de Sciences Po, 1997, p. 378. Véase en particular el capítulo 7 sobre la convergencia económica.

económico y de seguridad regional (Plan Puebla-Panamá), y con retórica argumentativa muy similar a la de Estados Unidos con México.²⁶ Por otra parte, los cambios sustanciales que se están dando —en el sentido de una efectiva diversificación— en el comercio de México con países distintos de Estados Unidos, no son el resultado de una política voluntaria de apertura comercial; más bien son el signo de la importación de bienes de consumo de bajo costo, o de bienes que se integran a un proceso de manufactura, como el caso de la progresión de países asiáticos como origen de importaciones mexicanas (China, Corea del Sur, Taiwan).

El caso chileno puede ser analizado de la misma manera, aunque con un grado menor de integración entre estrategia comercial, desarrollo económico y posición política internacional. En este caso, la apertura comercial ha tenido efectos distintos a la de México sobre el comercio: la diversificación sectorial de las exportaciones chilenas no se ha reducido, y sigue concentrada en gran parte en exportaciones tradicionales, sobre todo el cobre; pero, asimismo, Chile ha logrado pasar de una situación de déficit a otra de excedente comercial, en particular con los países con los cuales ha firmado acuerdos de libre comercio.

La experiencia de países que de alguna manera han seguido la pauta indicada por la política comercial estadounidense evidencia estrategias de diferenciación. En estos procesos, ciertos países latinoamericanos han decidido crear o revitalizar estructuras de integración regional con la voluntad de llegar a formas de cooperación más avanzadas que no se limiten únicamente a acuerdos de libre intercambio. El Mercado Común del Sur (Mercosur) y la Comunidad Andina de Naciones son los ejemplos más avanzados de este tipo de integración; se encuentra también, de forma menos desarrollada, y en ciertos sectores solamente, en América Central (Mcca, transformado en 1992 en el Sistema de Integración Centroamericano, Sica) y en el Caribe (Caricom). Es interesante que se trate de países históricamente poco abiertos en el plano comer-

²⁶ La negociación entre México, por una parte, y Guatemala, Honduras y El Salvador, por la otra, sigue los mismos esquemas que aquella entre Estados Unidos y México. Estos tres países, a pesar de la diferencia de pib con México, representa 20% de las exportaciones mexicanas hacia América Latina. En la negociación, los temas del desarrollo de la maquila en América Central, vista por México como una competencia desleal, de la migración clandestina y de la lucha contra la delincuencia común (fenómeno de los “maras”) estuvieron tan presentes como en el caso de las negociaciones entre Estados Unidos y México.

cial; entre ellos, el comercio había sido marginal, como es el caso particular de Brasil y Argentina.²⁷ No se trata —a diferencia de América del Norte— de profundizar una relación económica que ya ha alcanzado altos niveles; al contrario, el acuerdo responde a la idea según la cual la integración regional voluntaria podrá incentivar el comercio entre los países miembros, pero cuando se inscribe en un marco más general de promoción de integración progresiva de las economías, con la definición de un arancel común, y medidas que tiendan hacia la armonización de políticas y de legislaciones.

En el caso del Mercosur, los resultados en términos comerciales han sido muy importantes; sin embargo, son menores a los alcanzados por México, e incluso por la media latinoamericana (entre 1989 y 1990, el comercio de América Latina crece sobre una base anual de 12%; el de los países del Mercosur sobre una base anual de 8.5%). Si bien, al inicio, el comercio dentro de la zona se incrementó, luego se estancó por los efectos sucesivos de las crisis económicas en Brasil y en Argentina, en particular por la paridad de cambio. En Brasil, por ejemplo, la proporción del Mercosur como destino de sus exportaciones pasó de 11.1 en 1991 a 5.4% en 2002, cuando en el mismo periodo el total de las exportaciones brasileñas casi se duplicó. En Argentina, la proporción pasó de 30.3 en 1994 a 22% en 2002, cuando en el mismo periodo las exportaciones totales del país progresaron en 66%.²⁸ Las variaciones, tanto del comercio como del crecimiento económico, son mucho más sensibles a los choques externos, pues no hay el efecto de seguridad que existe en el caso de Norteamérica entre México y Estados Unidos.

Pero a diferencia del TLCAN y en el futuro del ALCA, la evaluación que hacen los países miembros del Mercosur rebasa el solo registro comercial. En términos de integración, la Unión Europea es el referente; o por lo menos, lo son algunos de sus aspectos.²⁹ Por su pretensión de llegar

²⁷ El Pacto Andino se transformó en 1997 en la Comunidad Andina de Naciones, materializando en el cambio de nombre una voluntad de integración institucional más avanzada.

²⁸ En esta comparación hay que tomar en cuenta el contexto temporal muy específico de la crisis argentina sobre las cifras del 2001 y 2002. Estas cifras se pueden consultar en el sitio electrónico del Mercosur <www.mercosur.org>

²⁹ Es importante señalar que el ejemplo de la Unión Europea sirve más a los países del Mercosur como modelo alternativo que como ejemplo de una trayectoria de integración.

no solamente a la integración económica, sino también a formas de cooperación política, el Mercosur mira más el ejemplo europeo que el modelo de “regionalismo abierto” de América, que propone Estados Unidos. Esta voluntad se expresa esencialmente en la representación exterior del bloque en negociaciones internacionales, y en particular, en aspectos comerciales. Por otra parte, la multiplicación de las relaciones y acuerdos con otros países o zonas de integración en el mundo, no sólo es una voluntad retórica de diversificación como en el caso mexicano; corresponde también al tipo de relaciones económicas que han tejido los países miembros con el exterior (por ejemplo, la Unión Europea sigue siendo el principal socio económico del Mercosur). Esto no significa que para el Mercosur haya alineación ante los actores internacionales que sirven de referencia: en algunos casos, puede haber cierta confluencia en temas de la agenda internacional, pero en las negociaciones con otras zonas, en el Mercosur también se dan relaciones que frecuentemente son muy tensas y problemáticas, como lo demuestra el caso de las discusiones sobre las cuestiones agrícolas con la Unión Europea.³⁰

Pero más allá de la referencia al ejemplo europeo, y cualquiera que sea la evaluación que pueda hacerse del Mercosur o de otras experiencias regionales de integración más avanzadas, es interesante analizar cómo los países miembros utilizan estas estructuras como forma alternativa a la integración hemisférica, o por lo menos como instrumento para pensar, prepararse y actuar frente a esta integración. En ningún caso se rechaza de forma contundente el proceso de integración hemisférico. Incluso los países del Mercosur participan ahí de forma dinámica en ciertas temáticas, y no dudan en introducir temas de negociaciones sobre los cuales Estados Unidos ha mantenido posiciones cerradas, como en los

Esta última idea supone que la misma Unión Europea tenga una trayectoria clara y definida de antemano de su propia integración, lo que es bastante distante de la realidad. Pero sí existen mecanismos precisos que han sido directamente adaptados desde la Unión Europea al Mercosur. Para un análisis a partir del derecho comunitario, véase Daisy Ventura, *Les asymétries entre le Mercosur et l'Union européenne*, París, L'Harmattan, 2003, p. 501.

³⁰ Para un análisis del seguimiento de las negociaciones de un acuerdo comercial entre Unión Europea y el Mercosur, véase las publicaciones de la cátedra “Mercosur” del Instituto de Estudios Políticos de París. Véase, en particular: Paolo Giordano, *An integrated approach to the European Union-Mercosur Association*, París, Chaire Mercosur de Sciences Po, 2002, p. 504 y Alfredo Valladao y Pedro da Motta Veiga, *Political Issues in the EU-Mercosur Negotiations*, París, Chaire Mercosur de Sciences Po, 2003, p. 146.

productos agrícolas, los medicamentos genéricos o los alimentos genéticamente modificados. Al negociar predomina la misma posición que la de Estados Unidos: por ejemplo, afirmar la reciprocidad y la transparencia de los acuerdos y la ausencia de concesiones o preferencias unilaterales; pero en este marco de negociación prevalece la integración con los países vecinos, y no la multiplicación de firmas de acuerdos de libre comercio.³¹

En el caso brasileño —más que en los otros casos de la región— hay conciencia de que en la voluntad de apertura económica de Estados Unidos prevalece un fuerte aspecto político y estratégico ya mencionado; esto media su participación en las negociaciones del ALCA. Por otra parte, se estima que si bien ciertos sectores son altamente competitivos (aeronáutica, agricultura de exportación), muchos otros de la industria nacional no serían competitivos en el mercado de Estados Unidos, ni en Brasil frente a productos estadounidenses. Por esta razón se privilegia una integración regional que permitiría mejorar progresivamente la productividad de la industria nacional; el ejemplo, en México, es la evolución de gran parte de la industria mexicana creada para el mercado interno desde los años cincuenta, que fue en gran parte desmantelada o reorganizada tras la apertura comercial.

La participación en la negociación hemisférica en materia de apertura comercial tiene ventajas para países intermedios; así sucede para la mayoría de los países latinoamericanos, sobre todo cuando quieren mantener una posición crítica o por lo menos cierta capacidad de negociación. Sin embargo, también sirve la referencia europea: negociar como grupo, y no aisladamente como país, supone haber formalizado una posición y estrategia común entre los países del grupo. Pero no ha sido siempre ésta la conducta de los grupos regionales en la negociación hemisférica; su capacidad de sobrevivencia en el proyecto del ALCA no se debe únicamente a su ambición o a la búsqueda de una referencia diferente en materia de integración; también se debe a su capacidad de autoafirmación, o por lo menos de sobrevivencia como grupo durante el proceso de la negociación, sin olvidar su habilidad para obtener en los resultados temáticos de la negociación la seguridad de continuar como bloque regional.

³¹ Para un estudio de caso de la estrategia de negociación de Brasil, aplicado a la conferencia ministerial de Miami de noviembre 2003, véase el texto de Nicolas Foucras en este volumen.

LA NEGOCIACIÓN HEMISFÉRICA:
UN MARCO AÚN NO DEFINIDO, PERO YA DETERMINANTE

La negociación que está llevando al ALCA es objeto de numerosas críticas, y se ha transformado en un punto de ataque, de movilizaciones opuestas a la política estadounidense, y en particular de los movimientos altermundialistas.³² Eso muestra que este proyecto no se limita a aspectos comerciales, pues afecta el conjunto de la situación política y social de cada país latinoamericano. Pero no es un “hidden agenda” del ALCA. Los responsables del gobierno de Estados Unidos son los primeros en presentar esta integración dentro del marco de una política global, donde el libre comercio, la democracia y la seguridad están vinculados de forma totalmente articulada e interdependiente. Desde la perspectiva de ciencia política internacional, lo interesante no son tanto los resultados comerciales de esta integración, sino la manera como el gobierno estadounidense consolida progresivamente una forma de apoyo internacional a su proyecto, tanto entre países latinoamericanos como entre actores privados. La integración hemisférica no es impuesta por la fuerza según una voluntad clara y homogénea; dentro del aparato político de Estados Unidos, dicha integración es discutida, y tiene probablemente adversarios más contundentes (y con más fuerza e influencia) en el Congreso en Washington que en La Habana o en Caracas. Pero las modalidades que ha adoptado el gobierno estadounidense para avanzar en el hemisferio en estos temas —progresivamente, y sin coherencia total y absoluta— sí participan del ejercicio de poder internacional. Estados Unidos es quien establece las pautas de lo que significa la integración hemisférica, de sus objetivos, y de las formas como se puede llegar a ella —la agenda, los marcos y los modos de negociación—. Frente a eso, los países latinoamericanos tienen estrategias diferentes, determinadas no sólo en función de los marcos institucionales establecidos dentro del proceso de negociación del ALCA, sino también por las repercusiones que estos cambios pueden tener sobre ellos. Por esta razón, por ejemplo, la perspectiva de la

³² La revista *Observatorio Social de América Latina*, del Clacso, se ha dedicado a dar seguimiento analítico y cronológico a las movilizaciones contra el ALCA en la región. Véase “Resistencias continentales frente al ‘libre comercio’”, *Observatorio Social de América Latina*, núm. 13, enero-abril, 2004, pp. 273-331.

integración (en particular, la del ALCA) se vuelve uno de los principales incentivos para la decisión futura de inversión extranjera privada directa en América Latina.³³ En las encuestas hechas a inversores sobre decisiones de largo plazo, el hecho de integrar elementos de los cuales aún se desconocen las configuraciones definitivas indica hasta qué punto el comportamiento de los actores ya integra esta dimensión. Otro ejemplo particularmente ilustrativo es el caso de la energía, tema de este trabajo colectivo. Analizarlo desde el punto de vista de su no incorporación en las negociaciones hemisféricas, lleva a concluir que hay pocas posibilidades de que este mercado se integre. Analizarlo según el comportamiento de los actores, públicos y privados, de sus percepciones del futuro, muestra a este sector prácticamente integrado (o en vía de serlo), incluso sin necesidad de un marco institucional preciso.

³³ Véase el estudio de A.T. Kearney, *FDI Confidence Index 2002*, septiembre, 2002, citado en Christophe Cordonnier y Javier Santiso, "Investissement étranger direct et développement: le retour du débat", *Problèmes d'Amérique latine*, núm. 53, 2004, pp. 7-23.

LAS ESTRATEGIAS DE BRASIL Y ESTADOS UNIDOS EN EL CONTEXTO DE LAS NEGOCIACIONES COMERCIALES ASIMÉTRICAS DEL ÁREA DE LIBRE COMERCIO DE LAS AMÉRICAS

Nicolas Foucras

En el proceso de negociación para la creación del Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA), la octava reunión de los ministros de comercio que tuvo lugar en Miami el 21 de noviembre del 2003, resultó ser una sorpresa para todos. Para muchos analistas y también para Estados Unidos, la declaración final iba a generar la guía, con líneas directrices, que clarificara y canalizara los trabajos de los diferentes equipos de negociación. La idea era acelerar y finalizar el proyecto ALCA para el mes de diciembre de 2004, como se había previsto inicialmente; sin embargo, durante la reunión se confirmaron las profundas divergencias entre las diferentes partes. Finalmente se llegó a un compromiso que cambió el desarrollo institucional del ALCA respecto al proyecto inicial lanzado en 1994 en la ciudad de Miami. El acuerdo final puede ser interpretado como una victoria para la diplomacia brasileña y al mismo tiempo como un revés para la política exterior de Estados Unidos en el hemisferio.

¿Cómo explicar este sorprendente resultado en una negociación donde prevalece una muy importante asimetría de poder entre los dos principales actores?

Este artículo pretende ofrecer una explicación a esta interesante paradoja. Primero se analizan las interpretaciones neorrealistas y neoliberales; ambas tratan la cuestión de las negociaciones comerciales en el contexto de asimetría de poder y focalizan su atención específicamente en los resultados que se pueden esperar de este tipo de relación. Luego, después de resumir lo que ocurrió en la reunión de los ministros de comercio en Miami (enfocándose en el contexto en el cual tuvieron lugar las discusiones), se presentan las interpretaciones posibles acerca de los resultados

de la reunión. La tercera parte analiza las estrategias desarrolladas por Brasil y Estados Unidos, los dos mayores protagonistas del encuentro de Miami. Se intentará comprender cuáles eran sus posiciones iniciales y también cómo y por qué estas posiciones cambiaron. Finalmente, a la luz de los resultados de Miami, se examinarán algunas ideas sobre la solidez de las predicciones teóricas.

INTERPRETACIONES TEÓRICAS EN COMPETENCIA

Desde el punto de vista teórico, ofrecer una explicación adecuada sobre lo que Zartmann ha identificado como el *structuralist dilemma* constituye uno de los problemas centrales en el estudio de las negociaciones comerciales internacionales. Este dilema puede enunciarse de la siguiente manera: normalmente un cálculo lógico debería disuadir a un actor débil de involucrarse en una negociación caracterizada por una configuración de poder asimétrica. Según esta lógica, los actores más fuertes no necesitan negociar porque su poder global es suficiente para que los demás países adopten sus preferencias; de la misma manera, los países menos poderosos no tienen ninguna ventaja al negociar porque han de perder debido a sus recursos limitados. Sin embargo, la realidad se ha encargado de demostrar la falsedad de este cálculo racional. Los Estados —sean fuertes o débiles— deciden negociar sobre una base continua, sobre todo en temas relacionados con el comercio y la economía; en la mayoría de los casos, los resultados de estas negociaciones resultan favorables a los países más pequeños. ¿Cómo explicar este dilema?

La escuela realista ofrece dos interpretaciones para explicar la cooperación internacional; en lo fundamental se asocian con sus dos programas de investigación dominantes: el neorrealismo y el institucionalismo neoliberal. Ambos programas están de acuerdo respecto a las hipótesis básicas sobre el funcionamiento del sistema internacional y el papel de los Estados en este sistema. En ambos programas de investigación se trabaja bajo el supuesto siguiente: las relaciones se desarrollan en un contexto de anarquía.¹ Es decir, en el sistema internacional, no existe

¹ Véase Helen Milner, "The Assumption of Anarchy in International Relations Theory: A Critique", en David A. Baldwin (ed.), *Neorealism and Neoliberalism: the contemporary debate*, Nueva

ninguna autoridad central capaz de imponer las reglas (lo que no se da tratándose de la política nacional). En este contexto, los Estados son los actores más importantes porque la estricta aplicación y respeto de las reglas se logra únicamente si algunos de estos Estados aceptan, sobre una base provisional, desempeñar el papel de policía en nombre de toda la comunidad. Sin embargo, estos Estados son actores que siguen siendo *unitary-rational* y actúan en beneficio propio.

En cuanto a las negociaciones comerciales regionales e internacionales, ambos programas de investigación difieren sobre dos puntos: están en desacuerdo acerca del peso asignado a los beneficios absolutos *versus* los beneficios relativos, y sobre el vínculo entre recursos y resultados de la negociación. Los realistas afirman que los Estados se preocupan mucho más por los beneficios relativos y no tanto por los beneficios absolutos; por el contrario, los institucionalistas neoliberales suponen que los Estados se enfocan más en los beneficios absolutos y son relativamente indiferentes respecto a las ganancias de los demás países.²

Esta diferencia tiene consecuencias importantes para el desarrollo de las negociaciones comerciales internacionales y para el análisis del comportamiento de los actores en este entorno. Si la atención de los equipos de negociación se centra más sobre los beneficios absolutos, la negociación será más compleja y resultará más difícil lograr un acuerdo; en efecto, para cada equipo de negociadores, una ventaja para el equipo adverso será interpretada como pérdida propia; por el contrario, si se centra en las ganancias absolutas, la probabilidad de éxito es mayor; se preocuparán únicamente por sus propias ganancias o pérdidas, descuidando las del resto de los equipos.

Este trabajo analizará con mayor profundidad el segundo caso. Ahí el desacuerdo proviene del papel que desempeñan las instituciones en la relación entre recursos y resultados. Para la escuela realista, los resultados —ya en el contexto específico de las negociaciones comerciales o en un marco de cooperación más general— dependen, no exclusivamente pero sí en gran parte, de la relación de poder entre los Estados.³ Ahora,

York, Columbia University Press, 1993, pp. 143-144. Joseph M. Grieco, "Anarchy and the Limits of Cooperation", en David A. Baldwin (ed.), *Neorealism and Neoliberalism...*, *op. cit.*, p. 123.

² Robert Powell, "Absolute and Relative Gains in International Relations Theory", en David Baldwin, (ed.), *Neorealism...*, *op. cit.*, p. 209.

³ Chris Brown, *Understanding International Relations*, 2ª ed., Londres, Palgrave, 2001, p.

el poder puede utilizarse en dos contextos; dicho de otra manera, existen dos dimensiones del poder, tal como lo identifica Susan Strange: el “poder relacional” y el “poder estructural”.⁴

El poder relacional se observa mejor en una relación bilateral: significa que un actor A tiene la capacidad de lograr que un actor B haga lo que no hubiera hecho inicialmente. En el caso de las negociaciones internacionales, es como si el actor B aceptara el resultado deseado por A.⁵ No se trata aquí de una definición estrecha de poder, de corte militar; refiere más bien una idea de capacidad general y multidimensional. Ayudaría a comprender por qué Estados Unidos fue incapaz de imponer su voluntad en Vietnam del Norte, durante los diez años que duró la guerra entre ambos países.

El poder estructural, por su lado, es más general. Se refiere a la distribución de capacidades en el sistema global y permite a un Estado lograr impacto en las estructuras del sistema internacional.⁶ Visto de esta manera, el poder es una noción compleja; depende de la posición específica de un país, en lo que Strange define como las cuatro principales subestructuras del sistema mundial: seguridad, conocimiento, producción y finanzas.⁷ En consecuencia, el poder estructural de un Estado depende de su posición en cada una de estas dimensiones: es su capacidad para controlar no solamente la agenda sino también el marco global. Consecuentemente, un Estado puede lograr que los demás acepten los resultados basados en sus propias preferencias. Así, para los neorrealistas, el poder estructural es determinante en la relación de fuerza entre los Estados; es un factor fundamental para explicar cómo un grupo de Estados obtiene resultados deseados en un contexto de cooperación internacional.

A diferencia de los neorrealistas, para los neoliberales el poder no tiene impacto directo sobre los resultados de una negociación. Al poder del Estado lo limitan las instituciones,⁸ que estructuran la negociación y

100; Susan Strange, *The Retreat of the State: The Diffusion of Power in the World Economy*, Cambridge, Cambridge University Press, 1996, cap. 2.

⁴ Susan Strange, *States and markets*, 2ª ed., Londres, Pinter Publishers, 1994, pp. 20-22.

⁵ *Ibid.*, p. 24.

⁶ *Ibid.*, pp. 24-25.

⁷ *Ibid.*, p. 27.

⁸ Joseph M. Grieco, p. 123; “Anarchy and the Limits of Cooperation”; *op. cit.* Robert O. Keohane y Joseph S. Nye, *Power and Interdependence*, 2ª ed., Glenview, IL. Scott, Foresman and Company, 1989, p. 37.

redistribuyen el poder y la capacidad de los actores. Por ejemplo, es difícil imaginar a un Estado utilizando su poder militar en el contexto específico de una negociación comercial. Aunque el Estado A sea mucho más fuerte respecto al Estado B, no puede recurrir al uso de armas o invadir el territorio del otro Estado para ganar ventajas comerciales en un contexto de negociación comercial bilateral o multilateral. Aunque tal acción haya podido ocurrir en el pasado en la región latinoamericana, en el contexto actual ésta sería condenada fuertemente por la comunidad internacional. Sin embargo, un Estado podría amenazar a los demás países recurriendo a su poder económico. Las instituciones canalizan o atenúan una relación de poder de varias maneras. Por ejemplo, en una negociación comercial como la que llevaría a la creación del ALCA, la institución —entendida como el proceso de negociación— puede tener impacto inmediato desde el momento en que los Estados hayan decidido empezar a negociar. Este fenómeno puede adoptar varias modalidades. El proceso de negociación puede influir en la elaboración de la agenda o en su futura modificación; también el proceso de negociación puede determinar las reglas y el formato de la negociación, lo cual repercutirá sobre el resultado de la negociación; asimismo, un proceso de negociación puede favorecer a los Estados más débiles si otorga condiciones favorables para desarrollar coaliciones. Finalmente, la negociación puede ser muy ventajosa para los Estados más débiles si el contexto particular de la negociación les da mayor expresión (voz) de la que gozan normalmente. Este último escenario puede ocurrir cuando los intereses o preocupaciones del Estado más fuerte son más diversificados y más amplios que los de los demás países; esto tiende a reducir la atención o peritaje que este Estado podría ejercer en una negociación. Los análisis del proceso de negociación del Acuerdo de Libre Comercio Canadá-Estados Unidos lo demuestran.⁹

En consecuencia, para los institucionalistas neoliberales, el poder estructural (o la distribución global de poder) no puede por sí solo prede-

⁹ Michael Hart, Bill Dymond y Colin Robertson, *Decision at Midnight. Inside the Canada-US Free-Trade Negotiation*, Vancouver, UBC Press, 1994, cap. 14 y 15. Bruce Doern y Tomlin Brian, *The Free Trade Story: Faith and Fear*, Toronto, Stoddart, 1991, p. 340. Gilbert Wynham y Elisabeth de Boer-Ashworth, "Asymmetry in Negotiating the Canada-US Free Trade Agreement, 1985-1988", en William Zartmann y Jeffrey Z. Rubin (ed.), *Power and Negotiation*, Michigan, University of Michigan Press, 2000, p. 304.

cir el resultado de una negociación internacional. El poder se valora en función de los asuntos específicos (lo que requiere un análisis de tipo “micro”) y el proceso de negociación se vuelve determinante clave al explicar el resultado de una negociación comercial. Construye las reglas en función de una relación de poder que se desarrolla en un contexto particular. El proceso transforma la relación de poder global (que no considera los asuntos específicos) e impone obstáculos respecto a la estrategia y al comportamiento de los Estados participantes.¹⁰

En lo que sigue pondremos a prueba la interpretación neoliberal según la cual las instituciones canalizan u obstaculizan el poder del Estado. Examinaremos las estrategias específicas emprendidas por Brasil y Estados Unidos (es decir una relación entre un Estado débil y un Estado fuerte) en el contexto de la reunión ministerial del comercio que tuvo lugar en Miami en noviembre de 2003. Pero antes de enfocarnos en las estrategias de ambos actores, recordaremos el contexto específico que rodeó a esta reunión ministerial. En la siguiente parte analizaremos el marco general de la reunión de Miami, comparándola con lo que ocurrió en las reuniones anteriores (Quito y Cancún); al final presentaremos una interpretación del resultado alcanzado en Miami a la luz de las preferencias iniciales presentadas por Washington y Brasilia.

REUNIÓN MINISTERIAL DE MIAMI

SOBRE EL COMERCIO HEMISFÉRICO: CONTEXTO Y RESULTADOS

El proceso de negociación sobre un Área de Libre Comercio de las Américas comenzó durante la primera Cumbre de las Américas, en Miami

¹⁰ Mark Habeeb, *Power and Tactics in International Negotiations*, Baltimore, Johns Hopkins University Press, 1988. Robert O. Keohane y Joseph S. Nye, *Power and Interdependence*, *op. cit.*, p. 19. J. S. Odell, “From London to Bretton Woods: Sources of Change in Bargaining Strategies and Outcomes”, *Journal of Public Policy*, 1990, núm. 8, pp. 287-315. Maryse Robert, *Negotiating NAFTA: Explaining the Outcome in Culture, Textiles, Autos and Pharmaceuticals*, Toronto, University of Toronto Press, 2000, pp. 11-12. J. P. Singh, “Weak Powers and Globalism: The Impact of Plurality on Weak-Strong Negotiations in the International Economy”, *International Negotiations, Hertfordshire, Brill Academic Publishers*, 2000, núm. 5, p. 450. William Zartmann, *The Politics of Trade Negotiations Between Africa and the European Economic Community*, Princeton, Princeton University Press, 1971, p. 243, y *Positive Sum: Improving North-South Negotiations*, New Brunswick, Transaction Books, 1987, p. 262.

(diciembre de 1994). Dos etapas definen esta negociación; la primera, de prenegociación (1995-1998) y la fase actual, lanzada durante la segunda Cumbre de las Américas (en Santiago de Chile, en abril de 1998).

Desde el principio, Estados Unidos y Brasil han sido los dos protagonistas hemisféricos más importantes, pero sus gobiernos mostraron preferencias muy distintas en cuanto a los resultados. Del diseño global del futuro ALCA, Estados Unidos en un primer momento buscó alcanzar dos metas: conseguir un acuerdo cuyo contenido fuera muy desarrollado, lo que se podría interpretar como una "OMC+", con total acceso a los mercados a través de reducciones arancelarias, pero también con la adopción de reglas comunes en áreas como inversión, servicios, etcétera, y construir el ALCA como una extensión del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) en los demás países de América sobre la base de negociaciones individuales o de grupo.¹¹ Al darse cuenta de que este proyecto no tenía la aprobación de la mayoría de los países (durante los encuentros ministeriales del comercio de Belo Horizonte y San José), los negociadores estadounidenses aceptaron la idea de diseñar un pacto comercial totalmente nuevo; sin embargo, conservaron el objetivo de negociar un acuerdo muy desarrollado.

Las preferencias iniciales de Brasil no estaban muy bien definidas. El gobierno nunca indicó claramente qué tipo de diseño privilegiaba para crear el ALCA. La estrategia brasileña consistía casi exclusivamente en frenar el proceso e intentar conseguir un acuerdo no muy desarrollado, sin presentarse abiertamente como el actor que estaba bloqueando el proceso. En realidad los intereses del gobierno estaban fuera del marco del ALCA. Brasil quería conseguir suficiente tiempo para consolidar el Mercosur y extender este acuerdo comercial subregional al resto de América del Sur.¹²

Desde el inicio de las negociaciones formales en 1998, los avances fueron muy lentos y ningún acuerdo —ni siquiera parcial— fue alcanzado debido a la insistencia brasileña para que se aplicara el concepto de *single*

¹¹ Richard Feinberg, *Summitry in the Americas, A Progress Report*, Washington, Institute for International Economics, 1997, p. 296.

¹² Rubens A. Barbosa, "A View from Brazil", *The Washington Quarterly*, primavera, 2001, pp. 149-151. Maria Regina Soares de Lima, "Brazil's Response to the 'New Regionalism'", en Gordon Mace y Jean-Philippe Thérien (ed.), *Foreign Policy and Regionalism in the Americas*, Boulder, Colorado, Lynne Rienner Publishers, 1996, pp. 137-158.

undertaking. Esta posición tuvo como consecuencia que los gobiernos no pudieran comenzar a negociar acuerdos parciales, como lo deseaba Washington, hasta lograr un acuerdo final sobre la agenda en su totalidad. Por esta razón, fue imposible construir la obra hemisférica entera sobre acuerdos parciales.

Sin embargo, durante las negociaciones se redactaron dos borradores del ALCA: el primero, después de la Cumbre de la ciudad de Quebec en 2001, y el otro, después del séptimo Encuentro Ministerial de Comercio, que tuvo lugar en Quito en noviembre de 2002.¹³ Además, para muchos analistas, la reunión de Quito fue un momento clave en las negociaciones del ALCA porque Estados Unidos y Brasil empezaron a codirigir el proceso de negociación que en línea recta llevaría al bloque hemisférico; desde entonces, ambos países se esfuerzan por influir en los demás gobiernos para que firmen el acuerdo final más acorde a sus intereses.

La Declaración Ministerial de Quito dejó entrever avances en el proceso de negociación: los ministros de comercio aceptaron el calendario propuesto por la delegación de Estados Unidos hasta la próxima reunión ministerial del comercio en Miami; además adoptaron un Programa de Cooperación Hemisférica, también propuesto por Washington, que buscaba ayudar a los países pequeños para aumentar su capacidad de negociación en el campo comercial. Finalmente, los participantes afirmaron de nuevo la validez del concepto de *single undertaking* y decidieron excluir de las negociaciones del ALCA la cuestión de los estándares laborales y medioambientalistas (ambos puntos fueron defendidos por Brasil).

Sin embargo, un análisis más detenido muestra cierta ambigüedad en la Declaración Ministerial de Quito y en el transcurso de la negociación. Los éxitos —como la adopción del Programa de Cooperación Hemisférica y la calendarización de las negociaciones— fueron muy limitados por la falta de avances en el contenido. Aun cuando un segundo borrador del ALCA fue presentado en Quito, los puntos de desacuerdo eran tan numerosos que es muy difícil concluir que haya habido avances significativos.¹⁴

¹³ Sobre la cumbre de la ciudad de Quebec en 2001, véase: <<http://www.ustr.gov/regions/whemisphere/ftaa.shtm>>; sobre el Séptimo Encuentro Ministerial de Comercio, que tuvo lugar en Quito en noviembre del 2002 <<http://www.ftaa-alca.org>>

¹⁴ J. F. Hornbeck, "A Free Trade Area of the Americas: Status of Negotiations and Major Policy Issues", *CRS Report for Congress*, Washington, Congressional Research Service, Library of Congress, 17 de noviembre de 2003, p. 2.

Luego, con el objetivo de volver a dinamizar las negociaciones comerciales multilaterales, se organizó el encuentro de la Organización Mundial del Comercio (OMC) en Cancún (septiembre de 2003). Fue un fracaso en términos de la profundización de la liberalización del comercio mundial. Los países en desarrollo no quisieron avanzar más en las negociaciones porque la agenda presentada privilegiaba los intereses del mundo industrializado (como las medidas relativas al comercio en el sector de los servicios). Para levantar su veto, los países emergentes impusieron la condición siguiente: avances concretos en su acceso a los mercados para los bienes y, más específicamente, los productos agrícolas. Lo que caracterizó el encuentro de Cancún fue el apoyo que le dio una nueva coalición de países en desarrollo, el llamado G21, encabezado por China, Brasil e India.¹⁵

A pesar de que algunos analistas afirmaban que el fracaso de la reunión de Cancún aumentaría las probabilidades para lograr avances en el proceso de negociación del ALCA, esto no sucedió.¹⁶ En realidad este fracaso repercutió en el desarrollo de las negociaciones hemisféricas, sobre todo en el encuentro de Miami; además, antes de iniciar con la reunión de Miami, las expectativas estadounidenses para entrar en una negociación constructiva habían disminuido mucho; en efecto, Brasil había pedido cambios importantes en el proyecto ALCA durante la reunión de los negociadores comerciales que tuvo lugar en Trinidad, en octubre, pocos meses antes.¹⁷ Aunado a ello, un creciente sentimiento de desilusión empezó a empapar los encuentros preparatorios para Miami no obstante los esfuerzos para encontrar una salida a la batalla entre Estados Unidos y Brasil.

Sin embargo, tras una selección cuidadosa en el empleo de los términos, la Declaración Ministerial de Miami no pudo esconder el fracaso que representaba para el proceso de negociación del ALCA.¹⁸ Después de

¹⁵ "Much Wind and Little Light", *The Economist*, 18 de octubre de 2003. Sidney Weintraub, "Trade Negotiation Prospects: Global and Hemispheric", *Issues in International Political Economy*, CSIS, 2003, núm. 46, p. 1.

¹⁶ Sidney Weintraub, "Trade Negotiation...", *op. cit.*, p. 2.

¹⁷ "Much wind and little light", *The Economist*, 18 de octubre de 2003, p. 35.

¹⁸ *Ministerial Declaration*, Free Trade Area of the Americas, Eighth Ministerial Meeting, Miami, USA, 20 de noviembre de 2003 <<http://www.summit-americas.org/Quebec-trade/Trade/VIII Trade Ministerial Declaration-eng.pdf>>

afirmar que el ALCA era consistente con las reglas y disciplinas de la OMC y comprometerse a respetar la fecha límite de enero del 2005, los ministros reconocieron la necesidad de flexibilizar el proyecto para tomar en cuenta las necesidades y las sensibilidades de todos los países del ALCA. De la misma forma, reconocieron que los países pueden asumir diferentes niveles de compromisos, y que pueden hacerlo en el marco de las negociaciones multilaterales del ALCA.

Esto significa que el amplio acuerdo que se buscaba inicialmente fue abandonado en favor de un "ALCA *light*".¹⁹ El compromiso alcanzado en Miami propone establecer un libre comercio hemisférico a través de dos procesos de negociación posibles. El primer proceso es la firma de los 34 países participantes de un ALCA muy reducido, básicamente un programa de reducción arancelaria; el otro proceso deja abierta la posibilidad para Estados Unidos y demás gobiernos de la región que lo deseen, de negociar acuerdos adicionales que incluyen estándares altos.²⁰ Esta última opción corresponde al proceso de extensión del TLCAN deseado por Washington desde el principio.

¿Qué implica este doble proceso de negociación, en términos de las preferencias estadounidenses y brasileñas? Se podría suponer que el compromiso alcanzado en Miami representa una victoria para Brasil, por lo menos en el corto plazo, porque es consistente con el deseo de Brasilia de *devaluar* el proyecto ALCA. La reducción del ALCA a un programa de disminución arancelaria permite al gobierno brasileño tener más tiempo para abrir su economía y preparar la industria local para la competencia hemisférica. Brasil aprovechará también para reforzar el Mercosur y, tal vez, para extender este acuerdo comercial a otros países de la región. Sin embargo, en el mediano y largo plazo el mecanismo de los dos procesos podría volverse problemático para Brasil y en cambio beneficiar a Estados Unidos, que tiene la puerta abierta para firmar acuerdos bilaterales. Washington ya dispone de acuerdos de libre comercio con sus socios del TLCAN y Chile; si logra firmar acuerdos comerciales sofisticados, como

¹⁹ "Between rivalry and co-operation", *The Economist*, 29 de noviembre de 2003, pp. 33-34. Florencia Jubany, "Brazil from Cancun to Miami", *Focal Point*, Ottawa, vol. 2, núm. 10, 2003, p. 3.

²⁰ Robert B. Zoellick, "USTR Zoellick Outlines Two Tracks Toward Hemispheric Free Trade", *Washington File*, US Embassy, Ottawa E-Alert, 2003 <http://usinfo.state.gov/archives/display.html?p_washfile-english&y=2003&m=December>

había previsto, con los países de América Central, algunos países de la región Andina y algunos otros del Caribe (República Dominicana), podría alcanzar de manera indirecta su objetivo inicial: establecer una zona comercial hemisférica muy amplia, compatible con las reglas de la OMC. Esta perspectiva es capaz de generar consecuencias negativas para Brasil: se encontraría aislado y tendría que cuidar de manera permanente a sus socios del Mercosur para conservar su apoyo, lo que le representaría un alto costo.

Sin embargo, este acuerdo de tipo *hub-and-spoke* aún se está negociando y hay incertidumbres importantes en cuanto al futuro de las relaciones económicas hemisféricas. Todo depende de dos factores: la capacidad del gobierno de Estados Unidos de atraer a los gobiernos de América del Sur para que firmen el tipo de acuerdo que Washington quiere, y las modalidades en el establecimiento de estos acuerdos potenciales por los países. Varios escenarios son posibles; por lo que cabe demorarse un poco para entender mejor hacia dónde van los países de América en cuanto al tema del libre comercio.

¿Cuáles han sido las estrategias escogidas por Estados Unidos y Brasil durante la Reunión Ministerial del Comercio de Miami?

ANÁLISIS DE LAS ESTRATEGIAS DE BRASIL Y ESTADOS UNIDOS

La postura inicial de Estados Unidos

Durante la Cumbre Ministerial de Cancún, el representante comercial estadounidense, Robert Zoellick, había mostrado gran interés en finalizar las negociaciones de la OMC y del ALCA en diciembre del 2004, como había previsto.²¹ Algunos meses después, durante el encuentro de Miami, el oficial estadounidense afirmó que “Estados Unidos está fuertemente comprometido a crear un mercado hemisférico”.²² Sin embargo, las dificultades encontradas en Cancún para solucionar el problema de los sub-

²¹ Jagdish Bhagwati, “Don’t Cry for Cancun”, *Foreign Affairs*; vol. 83, núm. 1, 2004, <<http://foreignaffairs.org/20040101faessay83106/jagdish-n-bhagwati/don-t-cry-for-canc-n.html>>

²² David Armstrong, “Devil in the details; Planned 34-nation trade pact has many stumbling blocks”, *San Francisco Chronicle*, 20 de noviembre de 2003.

sidios agrícolas —tema clave para los países latinoamericanos— obligó a Washington a apartarlo de las negociaciones hemisféricas mientras no se lograra un acuerdo en el contexto multilateral de la OMC. Además, desde el inicio de las negociaciones en 1998, Estados Unidos ha reiterado su deseo de tener un acuerdo “NAFTA-like”; o sea, la eliminación de las tarifas arancelarias entre los 34 países de América (con excepción de Cuba) y el establecimiento de reglas y normas comunes en los campos de la inversión extranjera o propiedad intelectual.²³ La estrategia de Washington ha sido la de adelantar los temas que no habían encontrado solución en Cancún (salvo el de la agricultura), sin tener que hacer importantes concesiones a los miembros de la coalición encabezada por el gobierno brasileño.²⁴

La postura inicial de Brasil

Tradicionalmente Brasil ha considerado a Estados Unidos como un socio poco creíble.²⁵ Paralelamente, este país sudamericano se ha mostrado cada vez más sensible frente a la política exterior del gigante norteamericano.²⁶ Durante su campaña presidencial, el actual presidente Lula había criticado el ALCA: consideraba que era un plan de Washington para anexionarse la región latinoamericana. Aunque la mayoría de los actores implicados en la elaboración de la política exterior no han dejado de mostrar escepticismo frente a las ambiciones de la administración Bush, las críticas iniciales se volvieron menos fuertes y surgió cierta aceptación respecto a la agenda estadounidense, dentro de los límites de los intereses definidos en gran parte por el Ministerio de Asuntos Extranjeros. Hoy, aunque las tensiones persisten en cuanto al contenido del ALCA, los

²³ Paul Blustein, “Free Trade Area of Americas May Be Limited”, *Washington Post*, 19 de noviembre de 2003.

²⁴ Laura Carlsen, “US Unlikely to Achieve its FTAA Objective in Miami”, *Americas Program*, Silver City, (NM) Interhemispheric Resource Center, 14 de noviembre de 2003.

²⁵ Thomaz Guedes da Costa, “Strategies for Global Insertion: Brazil and Its Regional Partners”, en Joseph S. Tulchin y Ralph H. Espach (ed.), *Latin America in the New International System*, Boulder, Colorado, Lynne Rienner Publishers, 2001, p. 110.

²⁶ Henry Kissinger, *Does America Need a Foreign Policy? Toward a Diplomacy for the 21st Century*, Nueva York, Simon & Schuster, 2001, p. 103. Edgar J. Dosman y Kenneth N. Frankel, “Brazil and Canada: What is to Be Done?”, *Document Focal (Canadian Foundation For The Americas)*, Ottawa, 2002, p. 6 <http://www.focal.ca/publications/focalpoint/index_f.asp>

analistas están de acuerdo en que ambos países desean lograr un acuerdo hemisférico.²⁷

En la segunda Cumbre de las Américas, en abril del 2001 (ciudad de Québec), Brasil presentó sus condiciones para aceptar el ALCA: la creación de una zona de libre cambio completa; es decir, la eliminación de todas las medidas proteccionistas (incluyendo el sector agrícola); también pidió el desarrollo de un mecanismo reglamentario de diferencias comerciales que permitiría asegurar cierta igualdad entre los miembros y el control de las medidas discriminatorias. Finalmente, Brasilia rechazó la inclusión de cláusulas arbitrarias en los campos social, laboral o medioambiental.²⁸ Brasil tenía una postura rígida porque sentía que la autonomía, que siempre había logrado proteger con política exterior, estaba amenazada por un proceso de negociación asimétrico.²⁹ Una integración mal negociada podría afectar su margen de maniobra en la arena internacional, sobre todo en los campos donde reivindica cierta especificidad nacional.

Con el respaldo de su victoria diplomática en Cancún, Brasil propuso un compromiso: terminar las negociaciones en la fecha prevista para algunos asuntos críticos (como por ejemplo el comercio de productos agrícolas) y aplazar las negociaciones en los campos donde no existe ningún consenso claro ni fecha límite para las discusiones.³⁰ Esta visión del ALCA corresponde al “ALCA light” evocado por primera vez en junio del 2003.³¹ Antes del encuentro de Miami, Brasilia hizo saber que no aceptaría seguir negociando si Estados Unidos no revisaba las políticas que afectaban directamente las exportaciones brasileñas (sobre todo en los sectores agrícola y siderúrgico). En la víspera del encuentro, la posición

²⁷ Rubens A. Barbosa, “A View from Brazil”, *The Washington Quarterly*, primavera, 2000, pp. 152-153.

²⁸ Monica Hirst, “La política de Brasil hacia las Américas”, *Foreign Affairs en Español*, Nueva York-México, Council on Foreign Relations-ITAM, vol. 1, núm. 4, 2001, pp. 5-6. Pedro Da Motta Veiga, “Brasil, el Mercosur y el ALCA”, *Foreign Affairs en Español, op. cit.*, p. 4. Peter Hakim, “Two Ways to go Global”, *Foreign Affairs*, Council on Foreign Relations, Inc., Nueva York, vol. 81, núm. 1, 2002, p. 153.

²⁹ Donald R. Mackay, “Challenges Confronting the Free Trade Area of the Americas”, *Document Focal*, Ottawa, 2002.

³⁰ Karen Hansen-Kuhn, “Citizen Groups, Governments, Seek Scaled Back FTAA at Miami Ministerial”, *Americas Program*, Silver City, NM, Interhemispheric Resource Center, 12 de noviembre de 2003, p. 3.

³¹ *Idem.*

de Brasil era clara: si se quería empezar a negociar, Washington tenía que hacer algunas concesiones, como eliminar sus subsidios agrícolas y revisar sus políticas *antidumping* y derechos compensatorios.³² Brasilia era inflexible en el campo agrícola y rechazaba la propuesta de Estados Unidos que consistía en esperar que el problema se resolviera en el contexto multilateral de la OMC. Además, en cuanto al contenido de la agenda de las negociaciones, Brasil manifestó querer apartar algunos temas importantes para los negociadores estadounidenses, como las compras públicas, la propiedad intelectual o el comercio de servicios. Propuso transferir todos estos temas a la agenda de la OMC o negociarlos en el marco de acuerdos bilaterales.³² Brasil no podía imponer ninguna disciplina a Estados Unidos, pero a través de esta propuesta, buscaba controlar a Washington mediante la participación en la elaboración de reglas y normas multilaterales.³⁴ Dado que el multilateralismo permite crear alianzas y evitar el juego de presiones, en este entorno Brasilia conseguía mayor margen de acción para ejercer su poder de influencia.³⁵ También le otorgaba máxima libertad para fijar las reglas del juego, que luego podría utilizar en el marco más restringido del ALCA.³⁶ Su participación activa en la producción normativa le permitió conseguir autonomía y eficacia mayores en el proceso de negociación y evitar el enfrentamiento directo con Washington.³⁷

Brasilia había señalado que apoyaría una negociación entre grupos de países, sugiriendo asimismo la búsqueda de un acuerdo de tipo “4 + 1” entre el Mercosur y Estados Unidos.³⁸ En realidad, desde la segunda

³² Roberto Rodrigues, ministro de Agricultura brasileño, declaró: “Hay expectativas sobre un ALCA bien balanceado, pero sólo si se incluye la compensación”, la declaración proviene de un artículo de la revista *Bloombeg*, “Brazil to seek Compensation for US Farm Tariffs”, 21 de noviembre de 2003.

³³ *Ibid.*, p. 3. Eduardo Gudynas, “Trade and Integration in the Americas: Regular FTAA or Diet FTAA?”, *Americas Program*, Silver City, NM, Interhemispheric Resource Center, 11 de noviembre de 2003, p. 3.

³⁴ Donald R. Mackay, “Challenges Confronting the Free Trade Area of the Americas”, *Document Focal*, Ottawa, 2002.

³⁵ Celso Lafer, “Brazilian International Identity and Foreign Policy: Past, Present, and Future”, *Daedalus*, Boston, American Academy of Arts and Sciences, vol. 129, núm. 2, 2000, p. 229.

³⁶ Laura Carlsen, “US Unlikely to Achieve its FTAA Objective in Miami”, *op. cit.*, p. 2.

³⁷ Monica Hirst, “La política de Brasil hacia las Américas”, *op. cit.*, p. 5.

Cumbre de las Américas (Santiago de Chile, 1998) Brasil mostró mayor interés en una negociación de tipo bloque-bloque.³⁹

Análisis de la estrategia brasileña

Todos los intentos de Brasil para ser un líder eran percibidos por la comunidad latinoamericana como una estrategia hegemónica; además estaba poco interesado en cooperar con países con un nivel de desarrollo similar al suyo; acostumbraba a actuar solo en la arena internacional.⁴⁰ Para entender mejor cómo hoy Brasil defiende sus intereses y conserva su autonomía (especialmente en el campo comercial), tendríamos que mirar hacia los años setenta, cuando desarrolló una estrategia tipo *pragmatismo responsable* para diversificar sus relaciones exteriores.⁴¹ Durante este periodo, la diplomacia brasileña buscó socios para proteger mejor sus posiciones; en otros términos, disminuir su dependencia económica frente a Estados Unidos. El ministro de Asuntos Exteriores de esta época, Luiz Felipe Lampreia, declaró: “Queremos tener un comercio fuerte y balanceado para no depender de las relaciones económicas con un socio comercial”.⁴² Al inicio de los años ochenta, el fin de los regímenes militares y la adopción de reglas civiles en Brasil y Argentina puso fin a varias décadas de rivalidad y permitió establecer una cooperación productiva en el Cono Sur para mejorar las estrategias de defensa de los intereses comunes.⁴³ Al concretizarse esta solidaridad regional nació el Mercosur y se creó una

³⁸ Eduardo Gudynas, “Trade and Integration in the Americas: Regular FTAA or Diet FTAA?”, *op. cit.*, p. 3.

³⁹ Maria Regina Soares de Lima, “Brazil’s Response to the ‘New Regionalism’”, *op. cit.*, pp. 148-153. Pedro da Motta Veiga, “Brazil in Mercosur: Reciprocal Influence”, Riordan Roett (ed.), *Mercosur: Regional Integration, World Markets*, Lynne Rienner Publishers, 1999, p. 32. Henry Kissinger, *Does America Need a Foreign Policy?...*, *op. cit.*, p. 105.

⁴⁰ Maria Regina Soares de Lima, “Brazil’s Response to the ‘New Regionalism’”, *op. cit.*, pp. 138-141.

⁴¹ Monica Hirst, “Democratic Transition and Foreign Policy: The Experience of Brazil”, en Heraldo Muñoz y Joseph S. Tulchin (ed.), *Latin American Nations in World Politics, Foreign Relations of the Third World*, núm. 3, Boulder, Colorado, Westview Press, 1984, p. 221.

⁴² Joël Monfils, “La politique du Brésil en matière d’intégration régionale”, Tesis, Quebec, Université Laval-Département de Science Politique, 1997, p. 53.

⁴³ Monica Hirst, “Democratic Transition...”, *op. cit.*, 1984, p. 221.

comunidad de intereses que pesó mucho durante las negociaciones de Cancún y Miami.⁴⁴

Al principio el Mercosur no estaba destinado exclusivamente a consolidar el peso de los países del Cono Sur en el diálogo asimétrico del ALCA. El bloque tenía también como objetivo permitir a los países miembros prepararse mejor para enfrentar las nuevas prioridades de la agenda internacional, como la liberalización de los mercados, la consolidación de los bloques regionales o las negociaciones multilaterales en campos cada vez más sensibles. Cuando el ALCA empezó a tomar importancia en la agenda estadounidense, Brasil buscó desarrollar el Mercosur con el fin de reforzar su acción diplomática.⁴⁵ La política exterior brasileña respecto a América del Sur se volvió poco a poco la piedra angular de su estrategia para consolidar su presencia y su capacidad de negociación.⁴⁶ En estas circunstancias, la integración no fue electiva sino más bien producto de la necesidad o de la obligación.⁴⁷ Hoy Brasil se responsabiliza por la sobrevivencia, el reforzamiento y ampliación del Mercosur con el fin de impedir cualquier dislocación del bloque y conservar cierta dinámica.⁴⁸ La consolidación y ampliación de esta cooperación justifican su postura de potencia regional y el papel que pretende jugar en la arena internacional; sobre todo en las negociaciones del ALCA.⁴⁹ De la misma

⁴⁴ Michel Duquette, *Building New Democracies: Economic and Social Reform in Brazil, Chile and Mexico*, Toronto, University Press of Toronto, 1999, pp. 145-151. Jeffrey Cason, "On the Road to Southern Cone Economic Integration", *Journal of Interamerican Studies and World Affairs*, Beverly Hills, California, Sage Publications, vol. 42, núm. 1, 2000, pp. 24-29.

⁴⁵ Jeffrey Cason, "On the Road...", *op.cit.*, pp. 24-29. M.R. Soares de Lima, "Brazil's Response...", *op.cit.*, p. 148. Thomaz Guedes da Costa, "Strategies for Global Insertion: Brazil and Its Regional Partners", en Joseph S. Tulchin y Ralph H. Espach (ed.), *Latin America in the New International System*, Boulder, Colorado, Lynne Rienner Publishers, 2001, p. 102.

⁴⁶ Maria Regina Soares de Lima, "Brazil's Alternative Vision", en Gordon Mace y Jean-Philippe Thérien (ed.), *Foreign Policy...*, *op. cit.*, pp. 136, 148-150.

⁴⁷ Thomaz Guedes da Costa, "Strategies for Global...", *op.cit.*, pp. 98-99. Jeffrey Cason, "On the Road...", *op.cit.*, p. 36.

⁴⁸ Maria Regina Soares de Lima, "Brazil's Alternatives Vision", *op. cit.*, p. 148. Thomaz Guedes da Costa, "Strategies for Global..." *op.cit.*, pp. 106-107. Rubens A. Barbosa, "A View from Brazil", *op.cit.*, pp. 150-151. Albert Fishlow, "Brasil and Economic Realities", *Daedalus*, Boston, American Academy of Arts and Sciences, vol. 29, núm. 2, 2001, p. 352.

⁴⁹ Edgar J. Dosman y Kenneth N. Frankel, "Brazil and Canada: What is to Be Done?", *Document Focal*, Ottawa, 2002, pp. 5-6. Michael Reid, "Brazil's Unfinished Search for

manera, permite a Brasil cimentar su coalición, pero también proyectarla más allá de las negociaciones porque aminora la probabilidad de absorción del Mercosur por el ALCA. La llegada de la administración Bush y los acontecimientos del 11 de septiembre en Nueva York han revitalizado esta coalición organizada en torno de Brasil. América Latina ha perdido su carácter prioritario en la agenda de política exterior de Estados Unidos; además, las economías de la región tuvieron que hacer frente a una ola proteccionista adoptada por Washington, particularmente para productos clave como el acero y la agricultura.⁵⁰ Estas medidas unilaterales deterioraron la credibilidad de Washington y aceleraron el descontento, debido a la importancia de esos productos en las exportaciones latinoamericanas.⁵¹

Después de la reunión de Belo Horizonte, en 1997, la postura defensiva en el proceso de negociación del ALCA fue reemplazada por una estrategia ofensiva. Durante el encuentro, Brasil consiguió un acuerdo sudamericano que privilegiaba la elaboración de una postura de bloque en torno de posiciones comunes, como oponerse a la voluntad de Estados Unidos de adelantar la fecha de inicio del ALCA. Por primera vez Washington encontraba resistencia al desarrollo del proyecto hemisférico. Al conseguir consenso, se reforzó la idea de que Brasil gozaba de fuerte peso político y se posicionaba como líder regional.

Debido a la solidez coyuntural del Mercosur, en la víspera del encuentro de Miami, Brasil quería reivindicar una negociación tipo bloque-bloque; este marco le permitiría lograr reconocimiento de su coalición y así reforzar su peso. Por este motivo, paralelamente a las negociaciones del ALCA, buscó conservar de manera continua la posición del bloque subregional: trató de convencer a sus socios de que una unión fuerte les ayudaría a ser más eficaces en sus demandas de concesiones, tal como lo afirma Juan Forero (2003), periodista del *New York Times*: “El líder brasileño ha utilizado durante semanas lenguaje explícito para describir la necesidad de un frente unido para forzar las concesiones.” El presidente Lula declaró: “No estamos diciendo que no queremos nego-

Stability”; *Washington Quarterly*, Washington, Center for Strategic and International Studies, Georgetown University, vol. 21, núm. 4, 1998, pp. 79-92.

⁵⁰ En marzo de 2002, la administración estadounidense decidió aumentar los derechos aduaneros impuestos sobre el acero basándose en el principio de salvaguardia de la OMC. En mayo los subsidios agrícolas aumentaron (*US farm bill*) también sobre dicho principio.

⁵¹ Jagdish Bhagwati, “Don’t Cry for Cancun”, *op. cit.* p. 2.

ciar con Estados Unidos [...] pero debemos integrarnos primero para negociar con ese país.”⁵² Sin embargo, los costos que Brasilia tenía que asumir para conseguir el apoyo de los demás países latinoamericanos eran importantes: los líderes de la región temían una posible hegemonía brasileña y seguían interesados en la posibilidad de firmar un acuerdo con Estados Unidos. La estrategia brasileña en la coalición siempre fue mantener un alto nivel de relaciones diplomáticas con algunos países específicos, susceptibles de reforzar la defensa de sus intereses y la cohesión del Mercosur, promover el respeto mutuo a pesar de las divergencias, tranquilizar a los miembros de la coalición tratando de convencer a los países más pequeños que el grupo tomaría a su cargo la defensa de sus reivindicaciones y creando un entorno en el cual los líderes siguieran percibiendo que conservaban relativo margen de libertad en la elaboración de su política exterior (es decir, vendiendo la idea de un *regionalismo abierto*), implicarse en el arreglo de conflictos nacionales y desarrollar lazos constructivos con el fin de alcanzar interdependencia entre los Estados.⁵³ Esta compleja estrategia pudo llevarse a cabo gracias a la gran eficacia de la diplomacia brasileña, que fue capaz de organizar la coalición sin que Washington la considerara amenaza para sus intereses en América Latina.⁵⁴

La Conferencia Ministerial de Cancún permitió a Brasil verificar la solidez de su coalición y reforzarla. Mejoró la credibilidad del presidente Lula frente a los líderes latinoamericanos; además, su gran visión le permitió ampliarla más allá de la región. Brasil terminó asumiendo la defensa de todos los países que se oponían a las políticas comerciales con

⁵² Juan Forero, “Brazil Pushes for South American Trade Pact”, *New York Times*, 17 de septiembre de 2003.

⁵³ Por ejemplo, se podría mencionar el programa *Iniciativa para una Integración Física*, que tiene como objetivo promover el desarrollo de una infraestructura de comunicación sudamericana. Cabe mencionar que este cambio de actitud cuestiona su principio tradicional de *no intervención* en los asuntos internos de los demás países. Véase: Juan Forero, “Brazil Pushes for South American Trade Pact”, *New York Times*, 17 de septiembre de 2003. Michel Duquette, pp. 138-144. Meter Hakim, “The Reluctant Partner”, *Foreign Affairs*, vol. 83, núm. 1, 2004, p. 3 <<http://foreignaffairs.org/20040101faessay83111/peter-hakim/the-reluctant-partner.html>>. Eduardo Gudynas, “New Tensions and New Options”; *Americas Program*, Silver City, NM: Interhemispheric Resource Center, 1 de noviembre de 2003. Thomaz Guedes da Costa, “On the Road...”, *op. cit.*, pp. 106-107.

⁵⁴ Monica Hirst, “Democratic Transition...”, *op. cit.*; Edgar J. Dosman y Kenneth N. Frankel, “Brazil and Canada...”, *op. cit.* Henry Kissinger, *Does America Need...*, *op. cit.*, p. 101.

sesgo proteccionista, adoptadas por los países desarrollados, sobre todo en el campo agrícola.⁵⁵ Esto permitió a la diplomacia brasileña conseguir una victoria al bloquear el avance de las negociaciones. A la luz de este nuevo esquema, Brasil pudo posicionarse como un actor muy influyente para las negociaciones comerciales futuras.⁵⁶ Los beneficios en términos de prestigio han consolidado la coalición en las negociaciones del ALCA.⁵⁷ Según Riordan Roett, director del Western Hemisphere Program de la Universidad Johns Hopkins: “Mientras más tiempo puedan mantener esa coalición [...] mientras impliquen que están hablando por las chinas, sudáfricanas, argentinas e indias de este mundo, están en posición mucho más influyente que aquella que tenían hace siete u ocho meses.”⁵⁸ Brasil ha logrado así desarrollar un nuevo equilibrio con el cual pudo difundir la idea de que el ALCA no es un destino, sino sólo una opción.⁵⁹ Brasil se empeña en modificar la confianza exclusiva que tienen los gobiernos de la región en Estados Unidos; para esto, se concentra en reforzar las relaciones diplomáticas entre los miembros de la coalición, pero también busca desarrollar alternativas comerciales y defender los intereses de todos los socios; busca además incrementar su margen de acción para influir en la política exterior de sus socios frente al ALCA.⁶⁰

Durante las negociaciones de Miami la coalición no se debilitó, lo cual contradice las expectativas neorrealistas que asumen que los países

⁵⁵ El embajador brasileño en Washington, Barbossa, declaró “Por primera vez contamos con el apoyo de un grupo considerable de países en desarrollo —el G21— que concentra 65% de la población mundial, y 50% de la producción de agricultura en el mundo”. Declaración encontrada en un artículo de BBC News, “Brazil Takes Cotton War to US”, del 30 de octubre de 2003.

⁵⁶ Andrew Downie, “US-Brazilian Pact Breathes New Life into Trade for Now”; *The Christian Science Monitor*, 21 de noviembre de 2003.

⁵⁷ Nancy Birdsall, presidente del Center for Global Development declaró: “Hoy existe un potencial en Latinoamérica cuyo mensaje es: “Constituimos hoy un mercado más grande y más atractivo.” Declaración encontrada en un artículo de *New York Times*, “Brazil Pushes for South American Trade Pact”, del 17 de septiembre de 2003 escrito por Juan Forero.

⁵⁸ Declaración encontrada en un artículo de *The Christian Science Monitor*, “US-Brazilian Pact Breathes New Life into Trade for Now”, del 21 de noviembre de 2003 escrito por Andrew Downie.

⁵⁹ Monica Hirst, “Democratic Transition...”, *op. cit.*, pp. 5-6. Henry Kissinger, *Does America Need...*, *op. cit.*, p. 36.

⁶⁰ *Ibid.*, pp. 102-103.

en desarrollo difícilmente aceptan posicionarse en una relación de dependencia.⁶¹ En realidad, el proceso de negociación ayudó a Brasil a consolidar su coalición sobre una base ideológica común como en Cancún. El núcleo duro de esta coalición lo formaban Argentina, Paraguay, Venezuela y algunos países del Caribe que apoyaron la propuesta de un ALCA light.

Interpretación de la posición estadounidense

Inicialmente Estados Unidos se opuso al proyecto ALCA light; en esto lo apoyaban varios países latinoamericanos como México, Chile y Perú. Las presiones que ejerció Estados Unidos sobre algunos gobiernos fueron exitosas: países como El Salvador, Colombia, Perú, Guatemala y Costa Rica decidieron retirarse del G21 que se redujo al quedarse solamente los socios del Mercosur, Venezuela y algunos países del Caribe.⁶² Para debilitar la coalición brasileña, Washington declaró que iba a emprender negociaciones bilaterales con los países que aceptaran los términos de la negociación previstos por el ALCA.⁶³ La ratificación por el Congreso estadounidense del acuerdo de libre comercio con Chile (que entró en vigor el 1 de enero del 2004), confirmó esta nueva visión adoptada por la administración Bush. La estrategia de aislamiento parecía funcionar y Estados Unidos pensaba que era suficiente para disminuir el peso de Brasil en el proceso de negociación del ALCA; además, Washington estimaba que con pocas concesiones podría lograr un acuerdo, y al mismo tiempo desestabilizar la coalición. Según Bhagwati, el error de esta estrategia fue hacer concesiones en el campo de la propiedad intelectual antes del inicio de las negociaciones; en efecto, era imposible utilizarlas como herramienta de presión, lo que explica por qué Brasil pudo mantener la postura inicial de su coalición.⁶⁴ Estados Unidos, por otro lado, culpó a Brasil del posible fracaso en las negociaciones; buscaba presionarlo; sin embargo, a pesar de

⁶² Eduardo Gudynas, "Trade and Integration...", *op. cit.*, p. 3.

⁶³ Karen Hansen-Kuhn, "Citizen Groups...", *op. cit.*, pp. 2-3. Jagdish Bhagwati, "Don't Cry for Cancun", *op. cit.*, p. 1.

⁶⁴ *Ibid.*, p. 3.

estas iniciativas y de la asimetría en las fuerzas, fue Estados Unidos y no Brasil quien tuvo que modificar su postura inicial.

La pérdida de credibilidad de Estados Unidos y el resultado de las negociaciones de Cancún respaldaron la posición brasileña. Además, el contexto latinoamericano en ese momento parecía muy inestable: tasa de crecimiento muy baja, crisis financieras en el Cono Sur y tensiones crecientes en las sociedades sudamericanas. Esto repercutió de manera negativa en la agenda de política exterior latinoamericana de Estados Unidos, concentrada en promover la democracia y propiciar reformas neoliberales.⁶⁵ Dicho entorno alentó la desconfianza respecto a Estados Unidos. Según una encuesta publicada durante el encuentro de Miami por la agencia *Zogby International*, 87% de los latinoamericanos tenían una opinión negativa del presidente Bush; según *Latino Barómetro*, 53% tenía una percepción favorable a Estados Unidos contra 67% en el 2000.⁶⁶ El fracaso de Washington en el caso del ALCA puede interpretarse como el ajuste, a la posición inicial, frente a una coyuntura poco propicia para su desarrollo durante las negociaciones de Miami.

Además, según Washington, aunque Brasil no tenga la fuerza suficiente para modelar completamente la política exterior de los países latinoamericanos, es el único país de la región que tiene la capacidad para adelantar eficazmente su agenda en América Latina.⁶⁷ Al reforzar su coalición, se impone como el propagador más importante de ideas y el barómetro de la evolución política y económica en América del Sur. Hoy los resultados que pueden acarrear sus políticas tienen un efecto *spillover* en toda la región.⁶⁸ Si Brasil tiene problemas, repercutirá en la región, lo cual afectará a Washington. En consecuencia, existe interdependencia creciente entre Brasil y Estados Unidos: el último se vuelve cada vez más vulnerable. Por primera vez, en el contexto de sus relaciones con los países latinoamericanos, Washington tiene que aprender a considerar los intereses brasileños. Su capacidad para adaptar su agenda y cooperar

⁶⁵ Stephen Johnson, "Latin America: Deepening Democracy, Strengthening Security, Advancing Trade", *The Heritage Foundation*, 2003 <http://www.heritage.org/Research/Features/agenda_latin.cfm>

⁶⁶ Richard Boudreaux, "Bush Visits Neighbors No Longer So Friendly"; *Los Angeles Times*; 12 de enero de 2004.

⁶⁷ Peter Hakim, "Two Ways to go Global", *op. cit.*, p. 4.

⁶⁸ *Idem.*

con Brasil determinará el éxito de sus objetivos en la región. Una relación conflictiva sería dañina para sus intereses en América Latina, y repercutiría en la arena internacional en algunos asuntos. Entonces vale más construir una relación productiva con Brasilia, lo que finalmente refuerza el liderazgo regional brasileño.⁶⁹ Por considerar que el grado del éxito de la agenda depende de Brasil, desde su elección, el nuevo presidente Lula se ha beneficiado de los favores de Washington. Por ejemplo, es el único jefe de Estado opuesto a la guerra en Irak que ha sido recibido por el presidente Bush en la Casa Blanca. Esta actitud estadounidense fue confirmada en Miami, cuando Estados Unidos evitó presionar a Brasilia, modificó su agenda inicial y aceptó la de negociadores brasileños apoyados por una parte de la comunidad latinoamericana. En el contexto del proceso de negociación, es posible que esta nueva estrategia pueda favorecer los intereses de Washington.⁷⁰ En la administración estadounidense crece la percepción de que el éxito de sus intereses en América Latina depende en gran parte de la buena administración interna y regional de Brasil y no necesariamente de su éxito en las negociaciones o de una política activa.

Estados Unidos supo ajustarse al nuevo contexto. La elección se limitaba a la sencilla alternativa: ningún acuerdo ALCA o un ALCA light.⁷¹ La postura actual de Washington consiste en cuidar su relación con Brasil, y al mismo tiempo intentar desagregar gradualmente la coalición brasileña.⁷² Ahora, Washington pretende adelantar su agenda no en un marco hemisférico sino de manera bilateral, tal como lo sugiere el acuerdo logrado en Miami. El concepto de integración hemisférica apoyado por Estados Unidos se ha modificado; se basa cada vez más en acuerdos bilaterales.⁷³ Al considerar la intransigencia de Brasil y su capacidad para resistir, Robert Zoellick, representante comercial estadounidense, anun-

⁶⁹ *Idem.*

⁷⁰ *Idem.*

⁷¹ Paul Blustein, "Trade Talks End in Vague Accord", *Washington Post*, 21 de noviembre de 2003.

⁷² Simon Romero, "U.S. pushes a series of smaller trade pacts for the Americas", *International Herald Tribune*, 20 de noviembre de 2003. Véase también Laura Carlsen, "US Unlikely...", *op.cit.*, p. 2, y Karen Hansen-Kuhn, "Citizen Groups...", *op. cit.*, p. 3.

⁷³ Sylvain Turcotte, "Les négociations hémisphériques: les États-Unis reculent et acceptent les propositions brésiliennes", *Observatoire des Amériques*, UQAM, Chronique 3-21 de noviembre, 2003, p. 1.

ció oficialmente que su país iba a empezar negociaciones con Colombia, Bolivia, Perú, Ecuador y otros cinco países de América Central. De igual forma, iniciará conversaciones con Panamá y la República Dominicana: “Algunos países están dispuestos a moverse más rápido [que Brasil...] Para aquellos que quieran hacer más y alcanzar más, estamos dispuestos a avanzar.”⁷⁴ “Estados Unidos y estos países centroamericanos comparten metas ambiciosas similares en las negociaciones del ALCA, y el acuerdo CAFTA fortalece el libre comercio hemisférico.”⁷⁵ Se trata de debilitar la influencia regional de Brasil y disminuir en el futuro la capacidad de los países latinoamericanos para organizarse en el campo económico y político.⁷⁶

CONCLUSIÓN

El gran ganador en el encuentro de Miami es Brasil; a pesar del contexto asimétrico del proceso de negociación, ha logrado conseguir lo que quería inicialmente: un acuerdo de tipo *tailor-made* a la medida de cada uno de los países implicados.⁷⁷ Sin embargo, es claro que las negociaciones buscaron evitar el enfrentamiento abierto; esto generó un acuerdo abierto y “vago” (llamado ALCA light).⁷⁸ Este resultado abre la puerta para futuras negociaciones en los campos que Estados Unidos buscó apartar —como los subsidios agrícolas— y para aquellos que Brasil logró extraer de la agenda de las negociaciones, como el tema de la propiedad intelectual, la inversión extranjera o la transparencia en las compras gubernamentales: “Los asuntos difíciles han sido aplazados, no resueltos.”⁷⁹ Estos temas no fueron totalmente excluidos, pero su negociación fue postergada para poder llegar a un acuerdo y así poder cumplir con el deseo de la administración Bush.

⁷⁴ Andrew Downie, “US-Brazilian Pact...”, *op. cit.*, p. 2.

⁷⁵ David Armstrong, “Devil in the details...”, *op. cit.*, p. 2.

⁷⁶ Eduardo Gudynas, “Trade and Integration”, *op. cit.*, p. 3.

⁷⁷ Andrew Downie, “US-Brazilian Pact...”, *op. cit.*, p. 3.

⁷⁸ David Armstrong, “Devil in the details”, *op. cit.* El ministro brasileño de Asuntos Exteriores, Celso Amorim, afirmó: “No venimos a vencer a nadie” (Jane Bussey, “Trade Draft Criticized as Diluted”, *The Miami Herald*, 20 de noviembre de 2003).

⁷⁹ Harley Shaiken, director del Centro de Estudios Latino Americanos de Berkeley’s en Andrew Downie, “US-Brazilian Pact...”, 2003.

Durante las negociaciones de Cancún (Ronda de Doha en el marco de la OMC) y Miami, Washington se dio cuenta de que lo perjudicaba entablar una relación conflictiva con Brasil; podría afectar su política latinoamericana debido a la influencia creciente en la región del gigante sudamericano; por lo tanto, una relación de cooperación constructiva con Brasilia se convierte cada vez más en el parámetro clave para adelantar y finalizar el proyecto ALCA (al igual que otros proyectos multilaterales). En Miami, la única opción de Estados Unidos para impedir fuertes tensiones con Brasil era ajustar sus intereses. Esto abrió una ventana de oportunidad y el grado de iniciativa brasileño que Washington estaba dispuesto a aceptar era relativamente importante.⁸⁰ El profesionalismo de su ministerio de Asuntos Exteriores, el famoso Itamaraty, permitió a Brasil aprovechar esta situación. Sin embargo, el contexto de las negociaciones podría evolucionar; el acuerdo alcanzado en Miami ofrece la posibilidad de negociaciones bilaterales sobre los puntos previstos en el proyecto inicial del ALCA. La administración Bush ya empezó a negociar con varios países de las regiones centroamericana, caribeña y andina; en consecuencia, un tipo de negociación a la carta, como lo propone el acuerdo, modificaría los factores que aseguraron la victoria brasileña en Miami, como la posibilidad de crear y mantener una coalición fuerte o la obligación de negociar un acuerdo similar para todos. En el mediano plazo, la mayoría de los analistas prevén importantes fracturas en la coalición liderada por Brasil; según ellos podría reducirse al núcleo formado por los países del Mercosur y Venezuela.

Al parecer, del análisis de las estrategias adoptadas por Brasil y Estados Unidos cabe concluir que la visión neoliberal es más apropiada para explicar el resultado logrado en las negociaciones de Miami. Varios factores explican este resultado. Primero, el proceso de negociación otorgó a Brasilia una ventaja: tuvo un derecho de veto muy importante, reforzado por su liderazgo en la coalición que había formado en Cancún y la estructura de la negociación le permitió mantener su coalición inicial. Segundo, las instituciones en el campo económico facilitan posibles concesiones para que los actores logren sus metas de largo plazo. El marco institucional de Miami se dividía en varios campos; esto favoreció la búsqueda de compromisos y dio mayores oportunidades a la diplomacia

⁸⁰ Peter Hakim, "Two Ways to go Global", *op. cit.*, p. 3.

brasileña. Washington tuvo que hacer concesiones en algunos temas para avanzar en otros. Estados Unidos deseaba un acuerdo de libre cambio, por lo que evitó la ruptura del proceso y aceptó retirar numerosos temas, tal como lo solicitaba Brasil. Por otra parte, es necesario destacar la importancia del marco institucional multilateral (o sea el proceso de negociación de la OMC) que influye mucho en el contexto institucional hemisférico. Este marco global ha permitido auspiciar negociaciones más reducidas, propicias para que se afinen las posiciones, se analicen las reacciones de los diversos actores y se verifique la solidez de las diferentes estrategias. El encuentro de Cancún, que podemos considerar también como una victoria de Brasil, reforzó la estructura de la coalición brasileña, clarificó las diferentes posiciones en los campos específicos y radicalizó la postura de Brasilia, tras la Segunda Cumbre de las Américas (Santiago de Chile, 1998). Estados Unidos ha tomado conciencia de que puede utilizar las instituciones como factor de estabilidad. La modificación de su estrategia inicial puede interpretarse como el deseo de consolidar su agenda económica hemisférica. Tal como fue presentada al principio, la propuesta de Washington hubiera debilitado la economía brasileña; esto generaría consecuencias en la región y, al final, desestabilizaría los intereses estadounidenses. Ver a las instituciones como herramienta de estabilidad es realmente un cambio importante de la política estadounidense relativa a los países de América Latina. Washington tomó conciencia —al parecer— de que es importante conseguir consenso en el marco institucional de las Cumbres de las Américas para defender mejor sus intereses. Tal fue el caso durante las negociaciones de Miami. Sin embargo, esto no significa que Estados Unidos abandone por completo sus propuestas iniciales; al contrario, los objetivos persisten; lo que cambió es la estrategia para promoverlos, basada ahora en una perspectiva de largo plazo. Esto nos lleva a la recomendación siguiente: el análisis del poder de Estados Unidos en las negociaciones hemisféricas debería considerar más el factor tiempo: Brasil ganó la batalla en Miami, pero Estados Unidos sigue siendo una gran potencia, y dispone de muchos recursos. Tiene gran capacidad de acción en el largo plazo.

Dos preguntas quedan pendientes para el futuro de las negociaciones. ¿Cuál es el nivel de *disidencia* que Washington podría aceptar en el futuro de un socio como Brasil? ¿Cuál es el nivel de sacrificios que Brasil está dispuesto a aguantar para estar a tono con los intereses de Estados

Unidos? Finalmente, durante el encuentro de Miami, Brasil y Estados Unidos buscaron defender sus intereses divergentes en un asunto: el ALCA; sin embargo, existen otros en los cuales hay sincera y fuerte cooperación.⁸¹ A partir de ahora, Estados Unidos deberá elaborar una estrategia para cada tema con el fin de conseguir la cooperación brasileña. De la misma forma, tendrá que aprender a concentrarse en una agenda positiva y privilegiar así la negociación, ahí donde cabe consenso .

⁸¹ *Idem.*

INTEGRACIÓN CONTINENTAL DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

Philippe Faucher
Sarah-Myriam Martin-Brûlé

El acceso a una abundante fuente de energía se considera factor esencial para el crecimiento económico sustentable y para la seguridad. Sujetos a la disponibilidad de recursos en el territorio nacional o presionados por la necesidad de importar, los países definen políticas y regulaciones —basándose por lo general en los monopolios públicos— para asegurarse de que los inversionistas privados y los consumidores cuenten con una fuente confiable y costeable de energía. Las políticas y regulaciones solían tener clara tendencia proteccionista; la liberalización comercial y la integración de mercados han cambiado esta perspectiva. Las preocupaciones colectivas de seguridad y confiabilidad —el origen y el destino de los intercambios, la oferta y la demanda, el transporte y las interconexiones, los incentivos para la inversión, las reglas de propiedad, el acceso a la tecnología y la protección ambiental, todos basados en la política energética— se definen cada vez más según la perspectiva multinacional o regional. Este proceso es visible en Norteamérica, sobre todo con la institucionalización progresiva del Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos, seguido en 1994 de la ratificación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) que resultó en una mayor integración de la economía mexicana al mercado de Norteamérica.¹

El TLCAN, aunque ratificaba *de facto* la convergencia de los mercados, contribuyó a la liberalización de los sectores estratégicos, entre los que

¹ En América del Norte, es contrastante el alcance y profundidad de la integración del mercado entre Canadá y Estados Unidos y entre México y sus socios. Cuando nos referimos a un “modelo norteamericano de integración”, los lectores deben tomar en cuenta que esta denominación incluye tanto los mercados energéticos como los demás sectores.

está la energía. La liberalización comercial, la desregulación de los mercados, la expansión de las cadenas de transporte, y el desarrollo de los centros de comercio que este tratado fomentó, contribuyeron a un importante aumento del comercio. Con la creciente interdependencia energética, los tres países acordaron, en 2001, durante la Cumbre de las Américas, crear un grupo de trabajo trilateral de Norteamérica para explorar cuestiones de interés común y para incrementar el comercio y la colaboración.² Hoy Norteamérica representa el mayor mercado energético integrado que jamás haya existido. Las regulaciones energéticas aún son específicas de cada país; sin embargo, las directrices son cada vez más transparentes, y conforme aumentan las inversiones a través de las fronteras, se armonizan más. Puede decirse que la cooperación energética en Norteamérica es más avanzada que “cualquier otro aspecto de la vida diaria”.³ El aumento en el comercio regional también parece estar progresando en Europa, Asia y Sudamérica. Esta última región ha visto aumentar significativamente la producción durante los últimos veinte años (4% comparado con 2% de Norteamérica), el consumo (21% comparado con 17% de Norteamérica) y el comercio energético, que entre los países sudamericanos ha crecido constantemente.⁴

La inversión creciente de las grandes firmas extranjeras multinacionales (Occidental Petroleum, Chevron Texaco Corporation, Exxon, Shell, entre otras), las fusiones y adquisiciones que siguieron a la desnacionalización de muchos monopolios estatales (la multinacional española Repsol adquirió Yacimientos Petrolíferos Fiscales [YPF] de Argentina; Petrobras de Brasil adquirió Perez Companc de Argentina, entre otras), además de la construcción de nuevas infraestructuras que permiten el acceso a las reservas nacionales de otros países, transformaron los mercados energéticos en la región.

A la par de esos cambios, se han firmado varios acuerdos tras la creación de la Comunidad Andina y el Mercosur, y empezaron, por otro

² North-American Energy Working Group <<http://www.nrcan.gc.ca>>

³ Joseph M. Dukert, “The Quiet Reality of North American Energy Interdependence”, *Options Politiques/Policy Options*, junio-julio, 2004, p. 4. Joseph M. Dukert citado en Earl H. Fry, “The Impact of Federalism on the Evolution of the North American Energy Sector”, Paper presented at the *North American Forum on Integration (NAFI); Forging North American Energy Security*, Monterrey, 1 y 2 de abril, 2004, p. 2.

⁴ British Petroleum, 2004. *Statistical Energy Review* <www.bp.com>

lado, las negociaciones para crear una zona de libre comercio hemisférico (ALCA).⁵ Estos acontecimientos recuerdan los pasos que se siguieron para construir un mercado energético integrado en Norteamérica (principalmente entre Canadá y Estados Unidos). Surgen así las siguientes preguntas: ¿Podría la integración del mercado energético norteamericano ser repetida en Sudamérica? ¿Podría este modelo expandirse para incorporar a todo el continente americano?

El presente texto tratará de contestar a estas dos preguntas utilizando tres tipos de observaciones que son recurrentes en la integración de los mercados. La integración de mercados puede apreciarse por la importancia de los flujos comerciales que se deben a la proximidad física (geográfica), y por la complementariedad de la oferta y la demanda expresada en la densidad de interconexiones entre las cadenas nacionales. El segundo factor considera directamente la evolución de los flujos regionales de comercio energético (exportaciones e importaciones) y de inversiones (en exploración, producción y transportación nacionales y extranjeras) realizadas para permitir estos cambios. Finalmente consideramos la evolución de los distintos marcos regulatorios. La integración se mide también en función de la construcción de un ambiente regulatorio armonizado, expresado por la proximidad de las relaciones Estado-mercado en los países, y en los objetivos y las prioridades comunes.⁶ En nuestra opinión, a pesar de la situación geográfica y los intercambios —que

⁵ Un número de acuerdos, específicamente de comercio energético, ha sido firmado en el sur del hemisferio. El Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina identificó tres áreas principales de acción: la construcción de mercados energéticos (electricidad y gas) integrados mediante redes y marcos regulatorios; el posicionamiento internacional de la subregión en los mercados internacionales de hidrocarburos, y la promoción en los países andinos del desarrollo privado empresarial en *clusters* y servicios energéticos con alto valor agregado <<http://www.comunidadandina.org/ingles/services/energy.htm>> La posibilidad de un Acuerdo de Libre Comercio de las Américas ha estado en la mesa desde 1994 <http://www.ftaa-alca.org/alca_e.asp> En diciembre de 1999, Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay (Mercosur) firmaron un memorándum de entendimiento sobre intercambio de gas.

⁶ Edmar de Almeida, Luiz Fagundes y Nicholas Trebat, "Drivers and Barriers to Cross-Border Gas Trade in the Southern Cone", 2004 <www.depfe.unam.mx/p-cientifica/coloquio-erdal/22GEdmardealmeidaLtt.pdf> Dani Rodrik, Subramanian Arvind y Francesco Trebbi, "Institutions Rule: The Primacy of Institutions Over Geography and Integration in Economic Development", 2002 <<http://www.nber.org/papers/9305>>

llevan a una creciente integración de mercados energéticos en Sudamérica— la diversidad de los marcos regulatorios nacionales (relacionados con la inversión y los derechos de propiedad) supone que los mercados energéticos en el área tienen más un comportamiento de índole internacional que regional, como se da en el caso norteamericano.

La premisa fundamental es la siguiente: la apertura al mercado es la condición para la integración. En el caso de la energía, la convergencia de los mercados energéticos la conducen los países productores; lo hacen en función de la definición del interés nacional que tengan (su preferencia por ganancias y crecimiento, por grandes oligopolios nacionales y extranjeros) y por el peso de Estados Unidos, que conserva una influencia fundamental en la región, por ser el mayor mercado en términos de importaciones y consumo de petróleo, gas y derivados. Por lo tanto, la cuestión de la energía en América rebasa el tema de las fuerzas del mercado. Por ser la energía un ingreso fundamental en la producción económica es un agente de desarrollo; y por ser la energía esencial para el funcionamiento de muchas de las actividades en nuestras sociedades es asunto de seguridad. Por estas razones, las negociaciones comerciales en este sector son determinadas por principios de soberanía, según lo especifican los intereses domésticos. En Norteamérica, la integración regional de los mercados (como se estableció en el TLCAN) resultó en la erosión de la autoridad exclusiva del gobierno central sobre el comercio internacional en favor de autoridades locales y de actores privados, especialmente las multinacionales estadounidenses. Para los países en desarrollo, las fuerzas del mercado en ese sector estratégico tienen una composición compleja que alía a los actores privados, las demandas del Estado (necesarias para atraer la inversión y ganar mayor acceso a la tecnología) y aquello necesario para la seguridad y el crecimiento económico en asuntos como el control de la producción energética, el transporte y los precios para la oferta local de mercados.⁷ En muchos países sudamericanos, la política energética se define todavía en relación con el mercado

⁷ De acuerdo con Susan Strange, el mercado no puede jugar un papel fundamental en la economía política a menos que lo autorice alguien que ejerza la autoridad. De ahí que el funcionamiento de los mercados refleje la distribución de costos de oportunidad, entre los cuales el peso es acorde a la fuente de poder. Susan Strange, *States and Markets: An Introduction to International Political Economy*, Nueva York, Basil Blackwell Inc., 1998, pp. 23-42.

nacional. La multiplicación de interconexiones aumenta la interdependencia de los mercados y de las fuerzas económicas; esto debería llevar a la integración regional. Sin embargo, en nuestra opinión, si permanece la definición política de los modelos de desarrollo nacional, no habrá en el futuro inmediato réplica del modelo norteamericano de integración de mercados en el sector energético.

Desarrollemos este argumento de la siguiente forma. Primero se presenta un breve resumen del modelo de integración energética norteamericana. Se recordará cómo se han desarrollado las cadenas regionales y los flujos comerciales, y examinaremos los cambios en la estructura de los mercados energéticos que siguieron la desregulación y el desarrollo de los dos acuerdos comerciales (el Acuerdo de Libre Comercio de 1989 y el Tratado de Libre Comercio de América el Norte de 1994). Conforme se consideren los poderes residuales y las responsabilidades de las autoridades públicas, se mostrará cómo la liberalización del mercado requirió mayor ajuste en la capacidad regulatoria del gobierno.

En segundo lugar, se estudiarán las características del mercado energético en Sudamérica. Se examinará la complementariedad creciente entre la oferta y la demanda energética en la región, subrayando cómo el desarrollo de la infraestructura facilita los intercambios a través de las fronteras. Al considerar la evolución de los flujos de comercio energético y las inversiones necesarias para satisfacer la demanda y mejorar las facilidades de producción, el propósito es describir las estrategias de los países sudamericanos en términos de apertura del sector a actores privados. Se analizará asimismo el papel de las empresas del gobierno y las modalidades con las que mantienen una autoridad exclusiva sobre el sector mediante la propiedad formal del recurso y una legislación proteccionista; autoridad utilizada para reforzar la permanencia de políticas segmentadas en la región, definidas nacionalmente, y políticas energéticas exclusivas.

Posteriormente, se considera la posibilidad de una extensión del modelo norteamericano en escala continental. La complementariedad de la oferta y la demanda energética en el ámbito hemisférico será analizada en relación con las agendas específicas de los dos países clave de la región (Estados Unidos y Brasil). Se discutirá la cuestión de la seguridad energética de Estados Unidos —con creciente dependencia de las importaciones energéticas— así como los requerimientos de desarrollo de Bra-

sil (que planea la autosuficiencia energética para 2006). Estas dinámicas conflictivas, en opinión de los autores, crean obstáculos (como lo hacen para el comercio de otros bienes) para una mayor integración.

Concluiremos con el carácter excepcional del modelo de integración de los mercados energéticos de Norteamérica. De acuerdo con Moravcsik, la solución negociadora de Nash sugiere que el actor que menor ganancia obtendrá en la cooperación, menor concesión ofrecerá para alcanzar el acuerdo. Seguiremos esta lógica para resaltar la baja probabilidad de que los gobiernos sudamericanos comprometan su paradigma nacional en favor de las políticas energéticas orientadas regionalmente.⁸

EL MERCADO ENERGÉTICO NORTEAMERICANO⁹

Desarrollo de cadenas regionales

El apagón sin precedentes que afectó a ocho estados estadounidenses y a la provincia de Ontario, en agosto de 2003, es frecuentemente citado como perfecto ejemplo de la magnitud de la interconexión energética y la interdependencia en Norteamérica. En pocos segundos, un problema mecánico en la red de suministro eléctrico, *electricity grid*, en Ohio, ocasionó apagones subsecuentes en Estados Unidos y en el sur de Canadá, dejando a más de 50 millones de canadienses y estadounidenses en la oscuridad.¹⁰

⁸ “Entre más prefiera un gobierno cierto acuerdo, mayor es el incentivo para ofrecer concesiones y compromisos. Inversamente, los gobiernos con alternativas unilaterales atractivas valoran menos los acuerdos y son menos propensos a hacer concesiones y al compromiso”, Andrew Moravcsik, *The Choice for Europe: Social Purpose and States Power From Messina to Maastricht*, Nueva York, Cornell University, 1998, p. 62.

⁹ Esta primera sección retoma aspectos desarrollados en Philippe Faucher y Sarah-Myriam Martin-Brûlé, “Las implicaciones para Canadá de la integración regional de los mercados energéticos”, *Foro Internacional*, vol. XLIV, núm. 2, abril-junio, 2004, pp. 229-246.

¹⁰ “El apagón comenzó unos minutos después de las 16:00 horas, tiempo del este, y la energía no se restableció sino hasta cuatro días después en algunos lugares de Estados Unidos. Algunas partes de Ontario sufrieron apagones durante más de una semana antes de que la energía se restableciera. Los costos totales en Estados Unidos se estiman entre 4 000 millones y 10 000 millones de dólares. En Canadá, el pib cayó 7% en agosto, hubo una pérdida neta de 18.9 millones de horas de trabajo, y los embarques de manufactura reflejaron pérdidas en

En los últimos diez años, la infraestructura energética de los estados norteamericanos, provincias canadienses, y en menor medida de los estados mexicanos, ha crecido de forma constante, haciendo que los mercados energéticos de Norteamérica estén más conectados que nunca.

El hecho de que 80% de todos los canadienses vivan a 200 kilómetros de Estados Unidos, y de que existan grandes concentraciones en ambos lados de la frontera entre México y Estados Unidos, fomenta una dinámica norte-sur en detrimento de los intercambios este-oeste.¹¹

Hoy, además de las cadenas de camiones y barcos entre los países norteamericanos, siete tuberías cruzan la frontera entre Canadá y Estados Unidos y dos entre Estados Unidos y México. Desde 1990, cinco pipas de gas natural empezaron a operar y diez puntos de interconexión se han puesto en distintos suministros localizados en provincias canadienses y mercados estadounidenses en el oeste, el noroeste y en California. Quince estaciones de interconexión de gas natural se colocaron en la frontera México-Estados-Unidos.¹²

El sistema de electricidad norteamericano, comúnmente llamado “red nacional”, abarca tres diferentes interconexiones. La interconexión este incluye dos tercios de Estados Unidos oriente y Canadá, desde Saskatchewan este hasta las provincias atlánticas. La interconexión oeste incluye el lado occidental de Estados Unidos (excluido Alaska), las provincias canadienses de Alberta y British Columbia, y una parte de Baja California Norte, México. La tercera interconexión incluye la mayor parte del estado de Texas.¹³

dólares canadienses de 2.3 miles de millones. U.S.-Canada Power System Outage Task Force, “Final Report on the August 14th, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations”, Department of Energy of the United States and Natural Resources Canada, abril, 2004, p. 1. <<https://reports.energy.gov/BlackoutFinal-Web.pdf>>

¹¹ Joseph M. Dukert, “The Quiet Reality...”, *op. cit.*, pp.1-4. También, véase E. H. Fry, “The impact of Federalism...”, *op. cit.*, p. 4.

¹² Los gasoductos operados son la *Alliance Pipeline, the Northern Border Pipeline, the Maritimes & Northeast Pipeline, the TransCanada Pipeline System y Westcoast Energy*. De estas interconexiones entre Estados Unidos y México ocho pertenecen a Pemex. Véase “Forging North American Energy Security”, *Final Report*, Monterrey, 1 y 2 de abril, 2004 <<http://www.fina-nafi.org/eng/conf04/img/NAFI-final-report-2004.pdf>>

¹³ Véase U.S.-Canada Power System Outage Task Force, 2004, “Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations”, p. 5 <<https://reports.energy.gov/BlackoutFinal-Web.pdf>>

Según la Asociación Canadiense de Electricidad, las redes nacionales que conectan Estados Unidos y Canadá permiten a las provincias canadienses comerciar más electricidad con Estados Unidos que entre ellas, con la ventaja de que el flujo de energía puede ir en cualquier dirección (norte o sur) para cubrir las distintas necesidades estacionales de las provincias o los estados. En 1999, dos empresas en Alberta, una en British Columbia, otra en Quebec y otra más en Newfoundland, adquirieron permisos para vender directamente en Estados Unidos, bajo precios de mayoreo. En 2003, Alberta, Saskatchewan, Manitoba y Ontario eran importadores netos de electricidad en Estados Unidos, mientras que British Columbia, Quebec, New Brunswick y Nueva Escocia eran exportadores netos.¹⁴

Construidas solamente para fines de emergencia, tres redes conectan México con California y se han establecido numerosos puntos de interconexión entre estados mexicanos y el estado de Texas.¹⁵

De acuerdo con Dukert: “Dentro y fuera del gobierno —tanto nacional como regionalmente— la colaboración energética se ha formalizado a tal grado que ni los medios de comunicación, ni las autoridades no energéticas, ni siquiera los académicos lo saben apreciar.”¹⁶ Diversos niveles de autoridad intervienen sobre los recursos naturales para su exploración, explotación, producción y transporte. En Canadá, el gobierno federal se responsabiliza del comercio exterior y de la regulación comercial interprovincial; en cambio, la responsabilidad sobre la exploración, explotación y conservación de los recursos no renovables pertenece a las provincias (art. 92). En la unión americana, los estados determinan el acceso de sus ciudadanos a la energía, pero el gobierno federal controla el comercio. En México, los artículos 27 y 28 constitucionales confirman la centralización del gobierno federal. Sin embargo, a pesar de la autoridad del gobierno central por la cantidad creciente de comercio energéti-

¹⁴ En efecto, los factores energéticos dentro de un país pueden causar reacciones significativas en el otro a pesar de que estos cambios sean en distintas arenas. Dukert proporciona el ejemplo de una nevada en Canadá en febrero, que ayudó a Nueva York a sobrevivir al calor del mes de julio. Joseph M. Dukert, “The Evolution of the North American Energy Market”, *Policy Papers on the Americas*, vol. X, Study 6, 19 de octubre, 1999, p. 4.

¹⁵ Energy Information Administration (EIA), 2004.

¹⁶ Joseph Dukert, “The Evolution...”, *op. cit.*, p. 4.

co y la interdependencia entre estados mexicanos, estadounidenses y provincias canadienses, estas entidades políticas utilizan cada vez más las oportunidades de mercado e impulsan su integración a través de las fronteras para facilitar su propio desarrollo regional.

La teleconferencia del primer ministro de Nueva Escocia, John Hamm, con el vicepresidente de Estados Unidos, Dick Cheney, en diciembre de 2001, así como la reunión extraordinaria en junio de 2002 entre el último y el primer ministro de Alberta, Ralph Klein, para promover las ventas energéticas son ejemplos clave del compromiso asumido por los gobiernos de las provincias en materia de recursos naturales.¹⁷

También se reunieron los gobernadores de Nueva Inglaterra y los primeros ministros del este de Canadá (Northeast International Committee on Energy, NICE) así como los primeros ministros del este con los gobernadores de la misma región, para firmar resoluciones acerca de sus mercados energéticos regionales. Estos son sólo algunos ejemplos recientes de un proceso en expansión: “A pesar de que los estados norteamericanos tienen prohibido constitucionalmente ser parte en tratados internacionales [...] han integrado al menos 400 acuerdos con sus contrapartes canadienses.”¹⁸ Referente a esto, el ejemplo de la provincia canadiense de Alberta es relevante: ha firmado siete acuerdos energéticos con estados estadounidenses; el último de ellos en 2002, con el estado de Alaska.

Un desarrollo regional creciente se ha llevado a cabo entre México y los estados estadounidenses. Earl H. Fry reporta que la Conferencia de Gobernadores Fronterizos se realiza anualmente desde 1980 y reúne a líderes de California, Arizona, Nuevo México, Texas, Baja California, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Sonora y Tamaulipas. En la Conferencia de Gobernadores Fronterizos de 2003, se adoptaron cuatro resoluciones energéticas para facilitar el desarrollo de infraestructuras y la convergencia de las políticas regulatorias en esta materia.¹⁹

¹⁷ Conference Board of Canada, 2002, p. 81.

¹⁸ Earl H. Fry, “Globalization and North American Federalism: The Expanding Role of Canadian Provinces and U.S. States in the International Economy”, abril, 2002 <<http://wwics.si.edu/NEWS/digest/glbname.htm>>

¹⁹ Para hacer un reporte del “estado de la energía fronteriza” que describe las facilidades energéticas en la región fronteriza y discute las diferencias políticas y reguladoras

Comercio e inversiones

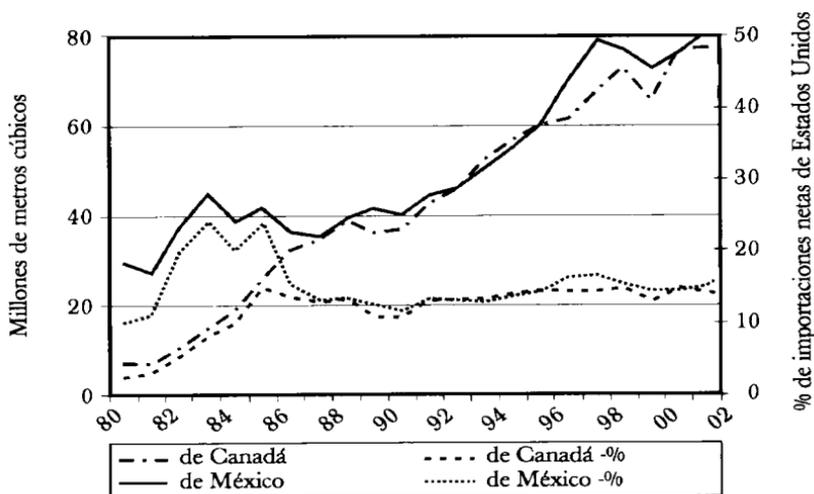
Estados Unidos es cada vez más dependiente de las importaciones energéticas para satisfacer el consumo doméstico. Hasta la elección del presidente George W. Bush en 2001, el reporte del Grupo Nacional de Políticas Nacionales Energéticas (National Energy Policy Development Group) expresaba la preocupación de la administración sobre la creciente dependencia de Estados Unidos. Datos de la OCDE muestran que 39% de toda la energía consumida en 1999 en Estados Unidos fue importada, comparada con 26% en 1990. En 2003, el petróleo crudo y las importaciones de productos derivados alcanzaron 12.2 millones de barriles diarios, que representan más de 62% de su demanda total. La vulnerabilidad del país por un posible rompimiento en la oferta o el aumento repentino en los precios es preocupación fundamental e incentiva al gobierno a buscar fuentes seguras y ofertas accesibles de energía.

Los vecinos inmediatos de Estados Unidos, Canadá y México son productores clave y exportadores de petróleo y sus derivados. Entre 1990 y 2000, tanto la producción como las exportaciones a Estados Unidos aumentaron sustancialmente. En total, estos dos países proporcionaron 32% de las importaciones totales de petróleo en 2004, una cantidad equivalente a 16% del consumo doméstico total. El petróleo canadiense y sus derivados exportados al mercado estadounidense fueron valuados en 16.7 miles de millones de dólares en 2000; para ese mismo año, las exportaciones mexicanas representaron 12.8 miles de millones de dólares.²⁰

El nivel de integración de los mercados energéticos se fortalecerá cuando se amplie el intercambio en dos direcciones: que Estados Unidos exporte volúmenes críticos de energía tanto a Canadá como a México. En 2003, Estados Unidos exportó 32 821 millones de pies cúbicos de

relacionadas con el desarrollo de la infraestructura; para promover a los diez estados fronterizos como una región ideal para probar nuevas políticas energéticas y programas que den soluciones coordinadas a las necesidades futuras de energía, para fortalecer las actividades regionales e internacionales de organizaciones relacionadas, para apoyar la solicitud de fondos del Banco de Desarrollo de América del Norte para desarrollar un prototipo de planta energética que maximiza la energía y minimiza las emisiones del aire y el uso del agua para proveer a las plantas en la región fronteriza <http://www.edd.state.nm.us/BordGov/2003_english.html>

²⁰ Energy Information Administration (EIA), 2004.



Gráfica 1

Importaciones netas de crudo de fuentes norteamericanas, 1980-2001

Fuente: André Plourde, "The Changing Nature of National and Continental Energy Markets", C.R.U.I.S., 2002 Conference "Canadian Energy Policy in the Sustainable Development Era", Ottawa, Ontario, 17-18 de octubre, 2002, p. 32.

gas natural a México, con incremento de más de 500% desde 1994 y de 140% desde 2002. En los últimos diez años Estados Unidos también ha sido creciente exportador de productos de petróleo refinado a su vecino del sur. En cuanto a Canadá, las provincias importaron más de 144 000 millones de dólares, en 2003, en petróleo y derivados, de los estados de la unión americana. El intercambio entre Canadá y Estados Unidos en este sector genera más de 50 000 millones de dólares al año.²¹

Inversión, fusiones y capital empresarial entre firmas de diferentes nacionalidades norteamericanas han apoyado la integración del mercado petrolero y de gas.²² Las fusiones y adquisiciones han reducido el

²¹ Véase EIA, 2004 <www.eia.doe.gov> Consultar también, E. H. Fry, "The impact of Federalism...", *op. cit.*

²² En 2001, las firmas estadounidenses compraron más de 35 000 millones en petróleo

número de compañías activas y han aumentado (como resultado de la desregulación) la propiedad extranjera en la producción petrolera y la refinación. Inversiones de Estados Unidos representaron 66% de la inversión extranjera directa en Canadá, en 2001. Una quinta parte de la inversión extranjera directa (ied) ha sido invertida en energía y en minas: excede más de 65 000 millones de dólares canadienses. Cerca de 50% de la producción de gas y petróleo en Canadá es de propiedad extranjera, mucha bajo control estadounidense.²³

En México, Pemex retiene el monopolio en la exploración y producción de hidrocarburos, garantizadas por el artículo 27 de la Constitución mexicana que reserva la propiedad de hidrocarburos al Estado. Sin embargo, la participación extranjera en el sector está permitida en contratos de servicios y representación y en contratos de perforación.

Además, como señala Isabelle Rousseau en este volumen, conforme aumentó la competencia internacional en el sector energético, implicando mayores costos de producción para las compañías que no se adaptaran, Pemex ha requerido mayor flexibilidad para mantener su estatus de principal productor de petróleo. Para asegurar sus inversiones e intercambios, México ha tenido que avanzar hacia una mayor integración energética con Canadá y Estados Unidos. El país se ha abierto parcialmente en su sector de gas natural con el sector privado, al dar en concesión el segmento del gas natural a empresas privadas. Las medidas recientes, establecidas por la administración de Vicente Fox, para atraer mayor inversión extranjera en el *upstream* en hidrocarburos (petróleo y gas natural) mediante contratos de servicios múltiples, parecen confirmar esa postura de flexibilidad favorable a la mayor armonización con los dos socios del norte.²⁴

canadiense y gas natural, incluidas la compra de Conoco Phillip's del Golfo de Canadá por 8.9 miles de millones y la adquisición de Devon Energy's (U.S.) de Canada's Anderson Exploration por 7.1 miles de millones. Véase Energy Information Administration, Country Overview <<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/canada.html>>

²³ Alain Lapointe, "Intégration du marché nordaméricain de l'énergie", *Cahiers du CETAI-Gestion internationale dans le secteur de l'énergie*, Montreal, École des Hautes Études Commerciales, 2002, p. 12.

²⁴ Para ayudar con el proceso mientras se evitan las limitaciones constitucionales, Pemex sugirió un plan para utilizar contratos de servicios múltiples. Refiriéndose al artículo 6 de la Ley del Petróleo de 1958 que otorga a Pemex el derecho de atraer contratistas para

Hacia la homogeneización regional de la regulación energética

Según Susan Strange (1996), por la integración de la propiedad de estos países con la liberalización comercial (en el caso de Canadá y Estados Unidos) los Estados tienen que compartir su papel de autoridad con otros actores estatales y no estatales; deben abandonar algunas funciones a los mercados mundiales y a las firmas multinacionales. Según el modelo de integración norteamericano, el gobierno central iba a perder autoridad en favor de otras instituciones.²⁵ El libre comercio, por tanto, significa que la regulación restante aplicada en el mercado más amplio se vuelve con tiempo la regla en los más pequeños. Si esta tendencia se confirma, Canadá y México deberán continuar progresivamente ajustando sus regulaciones respectivas a los estándares estadounidenses.²⁶ Además, dado que las fuerzas del mercado operan con poca restricción, el control sobre los actores privados puede esfumarse; es posible que no haya institución política alguna capaz de ejercer una autoridad regulatoria significativa.²⁷

mejorar la eficiencia operativa, dado que ellos no tienen interés en la producción, Pemex quiere atraer a las empresas extranjeras al campo de gas de la Cuenca de Burgos, en donde se espera que se duplique la producción, para reducir la dependencia de México en las importaciones de gas. Otros proyectos incluyen el campo de gas de Cantarell y mejorar las refinerías del país. Alrededor de 70 compañías parecen interesadas en participar, incluidas Chevron-Texaco Corp., Royal Dutch-Shell Group, BP PLC, Schlumberger Ltd., y Halliburton Co. <<http://www.fe.doe.gov/international/mexiover.html>> En efecto, las autoridades mexicanas [...] estiman que durante el periodo 2000-2009 la inversión total necesaria para satisfacer la creciente demanda energética será de 239 000 millones de dólares, de los cuales 59 000 millones serán requeridos por la industria eléctrica, 140 000 millones para la exploración y producción de crudo, 21 000 millones para la industria de gas natural y 19 000 millones para refinación” <http://www.wto.org/english/tratop_e/tptr_e/tptr_e.htm>

²⁵ No deseamos proporcionar una generalización, sino enfocarnos exclusivamente en el comercio energético en el contexto norteamericano, sin inferir que nuestras observaciones y razonamiento pueda aplicarse a otros sectores o regiones. Las fuerzas de la desregulación del mercado permiten realineamientos en la distribución de la autoridad.

²⁶ Véase los textos de Isabelle Rousseau, Achraf Behnhassine y Ángel de la Vega, en esta publicación.

²⁷ Este último razonamiento es una propuesta que se encuentra en Brunelle Dorval; Rachel Sarrasin y Christian Deblock, “Libre-échange et gouvernance: le Canada et la politique de continentalisation”, Cahier de Recherche 01-01, Groupe de recherche sur l’intégration continentale. Ponencia presentada durante el coloquio “Evolution des système sjuridiques, bijuridisme et commerce international”, Facultad de Derecho, Universidad de Ottawa, 21 de octubre de 2000, p. 4. Véase también el texto de Ángel de la Vega en este volumen.

Para concluir

La integración del mercado energético norteamericano involucra menos una liberalización del comercio que una integración regional en la administración de recursos. La operación del mercado implica dar libertad a las compañías para decidir sobre la disponibilidad del producto y dejar que los mercados internacionales determinen los precios locales y los ingresos finales del gobierno mediante impuestos.

Las estrategias para explorar petróleo y gas, y para explotar y transportar los recursos en Canadá y Estados Unidos han sido desarrolladas mediante la integración de los actores privados por empresas de propiedad conjunta canadienses y estadounidenses. En cuanto a México, según los analistas externos, el monopolio público sobre la propiedad y la explotación de los recursos naturales ha limitado el proceso de desregulación. Sin embargo, México requiere energía para su propio crecimiento y no sólo para exportación (lo cual le otorga ingresos fiscales apreciables). A la par, se requiere gas para reemplazar el combustóleo en la producción de electricidad, y petroquímicos para abastecer a la industria local. En breve, el desarrollo del sector energético mexicano probablemente requiera dar prioridad a la expansión de su estructura local de producción para apoyar y satisfacer las necesidades de su mercado interno.²⁸ En un contexto distinto, la situación de Canadá recuerda que el costo de México por tener acceso a tecnologías energéticas y a la eficiencia del mercado hemisférico puede ser muy alto con relación a lo que está preparado a pagar, situación que sospechamos es compartida por muchos países latinoamericanos.

INTEGRACIÓN SUDAMERICANA DE COMERCIO ENERGÉTICO

Desarrollo de cadenas regionales

En la última década la complementariedad de las necesidades ha sido incentivo crucial para construir infraestructuras transfronterizas que po-

²⁸ P. Faucher y S. Martin-Brûlé, "Las implicaciones para Canadá...", *op. cit.*, pp. 245-246.

Tabla 1
 INFRAESTRUCTURA DE OLEODUCTOS EN EL CONO SUR

Proyecto	Origen	Destino	Longitud km	Díámetro m	Capacidad MMm ³ /día*	Capacidad MMp ³ /día**	Inversión millones Dó.	Fecha de término	Fecha de oper. a capacidad total
<i>De Argentina a Chile</i>									
Gas Andes	Mendoza	Santiago	480	0.61	10	353	325	Ago-97	Ago-04
Gas Atacama	Nordeste	Mejillones	925	0.51	8.5	300	750	Jul-99	Jul-03
Norandino	Noroeste	Antofagasta	1 066	0.45	8	282	530	Oct-99	Oct-03
Gas del Pacífico	Neuquen	Concepción	500	0.61	8.78	310	342	Dic-99	Dic-05
Methanex	Austral	Negro Punta	200	0.3	4.53	160	100	Dic-96	Dic-01
<i>De Argentina a Bolivia</i>									
Argentina-Bolivia	Noroeste	Río Grande	700	0.61	39.66	1 400	n.d.	Jul-96	Dic-10
<i>De Argentina a Uruguay</i>									
Argentina-Uruguay	Buenos Aires	Montevideo	215	0.61	6	212	135	Dic-99	Dic-01
<i>De Argentina a Brasil</i>									
Uruguaiana	Uruguaiana	Porto Alegre	615	0.61	12	424	250	Dic-00	Jul-04
TGM	Network	Uruguaiana	275	0.35	3.82	135	250	Dic-01	Dic-06
<i>De Bolivia a Brasil</i>									
Bolivia-Brasil	Santa Cruz	São Paulo	3 000	0.81	30	1 059	1 880	Jul-99	Dic-04
	Río Grande	Cuiabá	626	0.45	3.99	141	210		
<i>De Perú a Bolivia</i>									
Perú-Bolivia	Camisea	Santa Cruz	1 300	0.76	18.41	650	800	Dic-05	Dic-10

Fuente: reportes de compañía y estimados DEBR.

*MMm³/día: miles de millones de metros cúbicos por día.

**MMp³/día: miles de millones de pies cúbicos por día.

Fuente: "Developing natural gas network a key to economic growth in South Americas Southern Cone", *International Petroleum Encyclopedia*, 2000.

drían vincular mercados nacionales “compatibles”. Hasta 1996, sólo una conexión permitía el comercio energético transfronterizo; hoy, más de once han sido construidas; de éstas, entre 1996 y 1999 siete unieron a Argentina con Chile. En términos de electricidad, desde mediados de los noventa, siete líneas de interconexión han sido establecidas entre los países andinos y más de diez líneas de transmisión conectan ahora los estados del Cono Sur.

Recordando el proceso de Norteamérica, los gobiernos han realizado esfuerzos para armonizar sus regulaciones en cuanto a estas infraestructuras; sin embargo, la institucionalización que acompañó el desarrollo de la cadena regional permaneció en manos de los gobiernos centrales y los acuerdos alcanzados conservaron un nivel protocolar (se alcanzaron acuerdos formales pero no hubo mecanismos para ponerlos en marcha).

En 1994, la Sexta Junta de Ministros de Energía de Países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) aprobó el establecimiento del Comité Andino para la Coordinación Energética (CACE). Incluyó a los países de la CAN, la Corporación Andina de Fomento (CAF) y la Organización Latinoamericana de Energía (Olade); tenía como objetivo coordinar, complementar e integrar el sector energético de la subregión. Las áreas de interés de este comité incluyen: promover el comercio, la integración física y la modernización del sector energético, la eficiencia energética, la conexión entre energía y medio ambiente, el intercambio de información y tecnología, la armonización en la legislación energética y el desarrollo energético en el sector agrícola. Muchos proyectos de la Olade y actividades en la subregión se fundaron en el marco de las actividades de la CACE. En 2002, los líderes sudamericanos firmaron un acuerdo que comprometía a sus países a una mayor integración. La cumbre llevó al “Consenso de Guayaquil”; se enfocaba en todos los aspectos de la integración, incluidas la integración física del transporte y las redes de poder en la región. Recientemente, en junio de 2003, la Comunidad Andina aprobó el Plan de Acción del Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina. Entre otros, el Plan de Acción proponía incorporar la interconexión del gas natural como un nuevo elemento de la política de integración de la energía andina; también avanzar en la interconexión eléctrica, promover y operar los servicios energéticos especializados e identificar oportunidades concretas para consolidar

los existentes y promover redes nuevas y complejas para la cooperación nacional y subregional entre compañías.²⁹

Comercio e inversión

El aumento en la complementariedad de la oferta y demanda energética de los países sudamericanos ha sido una fuerza motriz en la integración regional del mercado energético.³⁰ Las reservas petroleras se concentran en Venezuela y Colombia, mientras que Brasil, Chile y Bolivia son los mercados clave para las importaciones. Si el gas natural está fuertemente concentrado en Bolivia y Argentina, la mayor demanda es de Brasil y Chile. Argentina, Bolivia y Paraguay han facilitado la disponibilidad de grandes volúmenes de electricidad a Uruguay, Chile y Brasil, que complementan su oferta doméstica de energía importando fuentes primarias y secundarias de los países vecinos.

Por otro lado, el creciente nivel de consumo de energía en la región ha contribuido significativamente a una mayor integración. El petróleo sigue significando más de 60% del consumo de energía de la región, mientras que el gas se ha vuelto el componente más dinámico del crecimiento en la demanda energética, promediando 4% anual.³¹ Un firme aumento en la producción industrial (4% desde 1999 en contraste con 3% de crecimiento económico promedio durante el periodo 1990-2000) y la expansión en el uso de gas natural para la generación de energía se consideran los factores clave en este aumento de la demanda energética.³²

²⁹ Action Plan of the Council of Andean Community Ministers of Energy, Electricity, Hydrocarbons and Mines, aprobado en esta reunión en Bogotá, Colombia, el 19 de junio de 2003 <http://www.comunidadandina.org/ingles/services/energy_2.htm>

³⁰ E. de Almeida, L. Fagundes y N. Trebat, "Drivers and Barriers...", *op. cit.*, pp. 591-596.

³¹ Energy Information Administration (EIA), 2004.

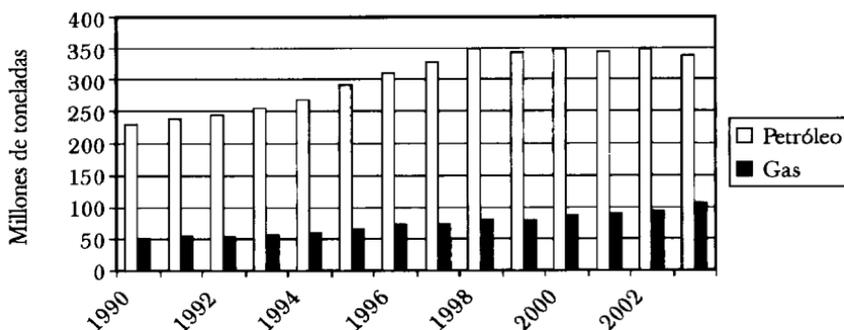
³² Luisa Palacios, "The Petroleum Sector in Latin America: Reforming the Crown Jewels", *Les études du CERI, (Centre d'Etude et de Recherche Internationales), Science-Pb*, núm. 88, París, septiembre, 2002 <<http://www.ceri-sciences-po.org/publica/etude/etudes88.pdf>> Según la Agencia: "Las preocupaciones ambientales concurrentes fortalecen la demanda de gas natural para la generación y otros usos. Los principales destinos latinoamericanos para el gas natural, Brasil y Chile, tienen problemas de contaminación sustanciales." Véase "Latin America's Emerging Regional Natural Gas Pipeline Network" <<http://www.eia.doe.gov/emcu/pgem/boxp2.pdf>>

Tabla 2
COMPLEMENTARIEDAD DE LA OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA
ENTRE LOS PAÍSES SUDAMERICANOS, 2004

	<i>Reservas petroleras (barriles)</i>	<i>Producción petrolera (bpd)*</i>	<i>Consumo petrolero (bpd)</i>	<i>Reservas de gas (pies cúbicos)</i>	<i>Producción de gas (pies cúbicos)</i>	<i>Consumo (pies cúbicos)</i>
Argentina	2.9 (miles de millones)	796000	411000	27.5 billones	1.31 billones	1.1 billones
Bolivia	440.5 millones	40700	53000	24 billones	143 (miles de millones)	41 (miles de millones)
Brasil	8.3 (miles de millones)	1.57 millones	2.17 millones	8.1 billones	210 (miles de millones)	339 (miles de millones)
Chile	150 millones	14000	240000	3.5 billones	40 (miles de millones)	228 (miles de millones)
Colombia	1.84 (miles de millones)	560206	261000	4.5 billones	218 (miles de millones)	218 (miles de millones)
Venezuela	77.8 (miles de millones)	2.6 millones	350000-400000	148 billones		1.1 billones

*bpd: Barriles por día.

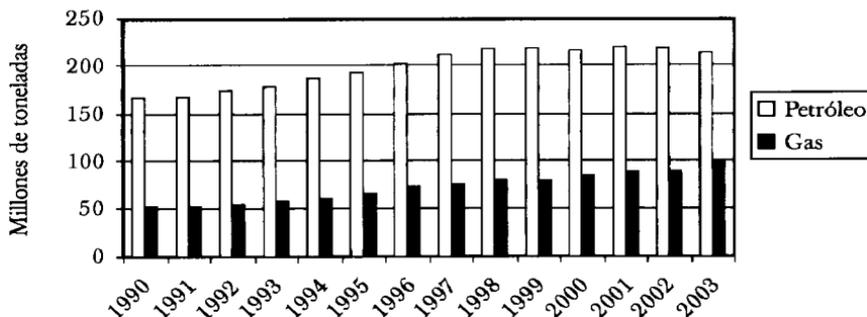
Fuente: AIE, 2004.



Gráfica 2

Producción latinoamericana de petróleo y gas

Fuente: BP, Energy Statistical Review, junio, 2004 <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/publications/energy_reviews/STAGING/local_assets/downloads/spreadsheets/statistical_review_of_world_energy_full_report_workbook_2004.xls> Los países considerados son Argentina, Brasil, Colombia y Venezuela.



Gráfica 3

Consumo latinoamericano de petróleo y gas

Fuente: BP, Energy Statistical Review, junio, 2004 <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/publications/energy_reviews/STAGING/local_assets/downloads/spreadsheets/statistical_review_of_world_energy_full_report_workbook_2004.xls> Los países considerados son Argentina, Brasil, Colombia y Venezuela.

La enorme necesidad de energía ha fomentado el creciente comercio intrarregional. Por ejemplo, las exportaciones de gas natural de Bolivia a Brasil pasaron de menos de 100 millones de pies cúbicos por día en 1999 hasta los 400 millones por día en 2003. En Chile, las importaciones netas del gas natural argentino habían aumentado enormemente: menos de 75 000 millones de pies cúbicos en 1995 hasta más de 225 000 millones de pies cúbicos en marzo del 2004 (al recibir 70% de las exportaciones de gas natural de este país).³³

Invertir en energía sigue siendo un gran reto para los países sudamericanos, por la particularidad de la industria y por el alto nivel de endeudamiento de la mayoría de los gobiernos sudamericanos. La energía es un sector de capital intensivo y su costo marginal de producción aumenta constantemente. Nuevos recursos de petróleo y gas, generalmente localizados en áreas remotas, contribuyen a incrementar la magnitud de las inversiones necesarias. La exploración de nuevos recursos, el desarrollo de yacimientos energéticos, la extracción y la transportación del petróleo y gas al mercado (con todos los requerimientos de financia-

³³ Energy Information Administration (EIA), 2003 <<http://www.gasandoil.com/goc/news/ntl42034.htm>>

miento de plataformas costeras, caminos, puertos y oleoductos) suman cantidades considerables.³⁴

Los gobiernos pueden recurrir a dos opciones: acercarse a instituciones internacionales o cambiar sus políticas energéticas para atraer la inversión privada, nacional y extranjera, en el sector. La necesidad de inversión privada requiere liberalizar las políticas energéticas; esto implica que los gobiernos deben ceder una parte de autoridad al sector privado.

No obstante, en ocasiones estos intercambios son considerados valiosos, principalmente porque existe el acceso a las reservas nacionales de energía. La falta de inversión dificulta la exploración y explotación de la energía y reduce el valor comercial de las reservas de países como México. El ex secretario de Relaciones Exteriores de la administración de Vicente Fox y actual candidato presidencial, Jorge G. Castañeda, hace ver la ironía que implica negarse, en nombre del “Bien del Estado”, a permitir la inversión privada en el sector energético para luego verse obligados a importar los recursos.³⁵

Las modalidades de la liberalización del mercado varían según las necesidades de cada Estado y las preferencias de sus gobernantes. Frecuentemente se considera que el grado de apertura del sector energético es inverso al grado de dependencia del Estado ante los ingresos de este sector, por lo cual los países más propensos a la liberalización son los países importadores.

La industria del petróleo es el centro de la economía venezolana; representa más de las tres cuartas partes de sus ingresos totales de exportación, aproximadamente la mitad del total de ingresos del gobierno, y un tercio del producto interno bruto (89 000 millones). Sin embargo, durante la década de los años noventa, se tomaron varias medidas con el

³⁴ John F. Jr. Imle, “Multinationals and The New World of Energy Development: A Corporate Perspective”, *Journal of International Affairs*, núm. 53 (1), p. 263.

³⁵ El director del proyecto en México en el Centro de Estudios Estratégicos e Internacionales y editor de *The NAFTA Debate*, Delal Baer, da un argumento similar citando a México como ejemplo. Según este autor, “A pesar de que México mantiene una de las mayores reservas de gas natural, tiene que importarlo de Estados Unidos”. Al insistir en la ironía, el autor cita a un economista que observó que “Un empresario mexicano puede ir a Texas a invertir en la producción de gas natural, pero ese mismo empresario no puede hacer lo mismo en su país”, Delal Baer, “Mexico at an Impasse”, *Foreign Affairs*, Nueva York, Council on Foreign Relations, Inc., enero-febrero, vol. 84, núm. 1, 2004, pp. 101-112.

fin de abrir el sector a los intereses privados. Petróleos de Venezuela (Pdvsa) ocupa el segundo lugar en el mundo entre las compañías petroleras integradas. La presión de los países exportadores de petróleo, miembros y no miembros de la OPEP, fue un fuerte incentivo para la apertura parcial de la industria: Venezuela necesitaba capital para asegurar que su sector energético siguiera siendo competitivo internacionalmente. En 1992, abrió parcialmente los hidrocarburos, atrayendo 49% de la inversión extranjera directa del país; en 1995, la apertura se aceleró; el gobierno aceptó dar a los inversionistas extranjeros la posibilidad de alianzas estratégicas con Pdvsa. La compañía se convirtió en el mayor receptor de inversión extranjera directa (ied) del país (25% de Estados Unidos, 9% de España). Sin embargo, al no tener una estrategia alternativa al modelo de desarrollo basado en el petróleo, se suscitó un revés. La adopción de la Nueva Ley de Hidrocarburos en 2002 aumentó las regalías pagadas por las compañías privadas de 20 a 30% a un previo 1 a 16.66%, y garantizó a Pdvsa al menos 51% de participación en cualquier proyecto referente a la exploración, producción, transportación y almacenamiento inicial de petróleo. Venezuela sigue siendo el sector energético más cerrado en Sudamérica.³⁶

La compañía central de energía brasileña, Petrobras, juega también un papel fundamental en la economía del país, generando 35.5 miles de millones de dólares en ventas que suman más de 6% del pib de Brasil en 2002 (556 000 millones de dólares). Sin embargo, la industria petrolera brasileña se ha flexibilizado mucho más que la venezolana. El principal incentivo para liberalizar el sector ha sido el crecimiento constante de la demanda doméstica, con 34% de aumento en la demanda por petróleo desde 1993 y un aumento de 250% en gas natural en los últimos diez años.³⁷ La apertura ha sido progresiva: 1995 marcó el fin del monopolio estatal en actividades de exploración, distribución y refinación de gas y petróleo. En 1997, la Ley del Petróleo estableció que cualquier compañía sin importar el origen del capital podría operar en exploración, producción, transportación, refinamiento e importación-exportación de petró-

³⁶ Energy Information Administration, 2004.

³⁷ En comparación, el consumo de energía de Estados Unidos ha visto 17% de aumento en los últimos diez años, pasando de 17 236 mmbd a 20 071 mmbd en 2003; Venezuela ha visto un aumento de 22% de 430 mmbd a 526 mmbd. BP, *Annual Statistical Review*.

leo. En las áreas de refinación y transporte, cualquier compañía que cuente con una estructura administrativa en Brasil y sea reconocida por la ley de este país podrá hacer una solicitud para ejercer la autoridad regulatoria. Además, la ley redujo la participación del gobierno en Petrobras a 51% y confirmó que la compañía podía asociarse en todas las áreas de petróleo y gas, dentro y fuera del país. En 1998, se creó la Agencia Nacional de Petróleo (ANP); es el marco regulatorio responsable de asegurar la oferta de los derivados del petróleo y su objetivo consiste en introducir y respaldar la competencia en el sector energético.³⁸ Como órgano de la Oficina del Presidente para asesorar sobre normas y reglas del sector, la ANP solicitó a Petrobras ajustarse a un plan para explorar y desarrollar las cuencas existentes. Finalmente, se otorgaron a Petrobras derechos para las cuencas en desarrollo, fijándole una fecha límite para explorar un grupo adicional que totaliza aproximadamente 7% de las cuencas del país. Lo demás, 73%, se puso en venta con cierto éxito para atraer al sector privado y generar ingresos. En agosto del 2000, el Estado vendió 28.5% de sus acciones en una subasta exitosa que dejó 4 000 millones de dólares; el Estado se quedó con 55% de participación en la empresa estatal. Petrobras ha esbozado un ambicioso camino de inversión (más de 33 000 millones de dólares de 2000 a 2005) para convertirse en una compañía energética competitiva.³⁹

En Colombia, la necesidad de más de 15 000 millones de dólares para invertir en el *upstream* (con el fin de mantener su producción y su autosuficiencia), ha sido un fuerte estímulo para abrir el sector energético. Colombia aprobó una Enmienda Constitucional en 1994, que permite las inversiones en asociación con Ecopetrol. A pesar de ello, en los

³⁸ De acuerdo con Palacios, "Hasta 2000, el gobierno poseía 84% de las acciones y 53% del capital total. El 10 de agosto del 2000, el gobierno vendió 180.5 millones y acciones por 7.3 miles de millones de reales brasileños, 40% de estas acciones se vendieron en Brasil y 60% fuera dada la implementación de los recibos de depósito estadounidenses llevada a cabo por Petrobras en Nueva York. Con esta venta, hoy el gobierno posee 33% del capital de Petrobras, pero aún mantiene una mayoría de derechos (56%)". Véase Luisa Palacios, "The Petroleum Sector...", *op. cit.*, p. 18.

³⁹ Stephen W. Lewis, "Deregulating and Privatizing Brazil's Oil and Gas Sector", *Critical Issues in Brazil's Energy Sector*, The James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University, marzo, 2004. Peter Kingstone, "The Long (and Uncertain) March to Energy Privatization in Brazil", *Critical Issues in Brazil's Energy Sector*, The James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University, marzo, 2004, p. 28.

diez años posteriores, en parte por la incertidumbre política en la región, la inversión extranjera directa continuó decreciendo, pasando de 778 millones de dólares en 1996 a 105 millones en 2002. En 2004, el gobierno intentó reestructurar Ecopetrol dividiéndolo en tres entidades para ahorrar alrededor de 23 millones de dólares en gastos. Ecopetrol podrá explorar y producir hidrocarburos independientemente o en asociación con inversionistas privados, mediante la nueva Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), creada a mediados de 2003. El gobierno anunció su intención de extender los contratos existentes. Después de 2004, los contratos de asociación pueden ser reemplazados por los contratos de concesión entre la recién creada ANH y las compañías multinacionales.⁴⁰

Argentina ha sido un modelo de economía de mercado en el sector energético; desde 1992, privatizó los sectores de gas y petróleo (tanto el *upstream* como el *downstream*). Argentina abandonó su compañía estatal verticalmente integrada, al obligarla a competir con distintas compañías nacionales y extranjeras, en todos los ámbitos de la industria.

En Bolivia, la privatización del sector petrolero comenzó en 1994 con la aprobación de la Ley de Capitalización y finalizó en 1996 cuando la compañía se dividió en dos unidades compartidas entre la estadounidense Amoco y la Argentina YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos). Se hizo el diseño de capitalización: parte del YPFB quedó como propiedad de bolivianos, mediante el sistema de fondos de pensiones de capitalización.

Desde 2001, a pesar de la inestabilidad política y económica en algunos de estos países, las compañías del sector energético en Sudamérica están entre los principales destinatarios de la inversión extranjera directa (ied). A fines de 2002, las ocho compañías de gas más grandes en el Cono Sur (muchas de ellas extranjeras) estaban controlando 74.3% de las reservas de gas, 66% de producción, 46.7% de capacidad de gas y 30.4% del mercado de distribución. Las principales compañías energéti-

⁴⁰ El resultado fue que en octubre de 2003, 120 compañías domésticas e internacionales participaron en la oferta internacional para la exploración de 15 áreas <http://db.eiu.com/search_view.asp?doc_id=DB1337794&action=go&topicid=CO&pubcode=&search=energy&date_restrict=&hits=25&x=25&y=3> Véase también L. Palacios, "The Petroleum Sector...", *op. cit.* Asimismo: Colombia Foreign Investment Report, 2002 <http://www.coinvertir.com/documentos/reportofforeigninvestment_15_32_23.pdf> y <<http://www.ustr.gov/reports/nte/2004/colombia.pdf>>

cas son Oxy (Occidental Petroleum Corporation), Chevron Texaco, BP, y Repsol-YPF. Fusiones y adquisiciones entre las compañías sudamericanas aparecen como potencial nada despreciable para una mayor integración. En 2003, Petrobras pagó mil millones de dólares por adquirir 59% del grupo de energía privada Perez Companc; tiene la intención de gastar otros dos mil millones durante los siguientes cinco años para aumentar la producción internacional; principalmente en Venezuela, pero también en Perú, Bolivia y Ecuador. Anteriormente Petrobras intercambió bienes con valor de mil millones de dólares con el gigante energético español-argentino Repsol-YPF para compartir su precio al por menor de gasolina y el negocio de refinería.⁴¹

EL PREDOMINIO DE LOS MARCOS NACIONALES REGULATORIOS EXCLUSIVOS

A pesar de la creciente participación de los actores privados que según se considera son los principales conductores de la integración del mercado, los Estados en los países de América del Sur siguen siendo los principales actores en este sector estratégico. La exclusividad en la propiedad pública del recurso continúa siendo un asunto constitucional. Los poderes monopólicos del Estado también se extienden a la exploración, producción, transformación y transportación. La participación privada, nacional y extranjera, es en muchos casos autorizada para la comercialización y la venta al por menor.

Como se mencionó, la liberalización del mercado energético tiende a darse primero en los países importadores. Contrariamente, la probabilidad es menor en los países productores de gas y petróleo: los gobiernos dependen de la renta para gran parte de sus ingresos.

⁴¹ E. de Almeida, L. Fagundes y N. Trebat, "Drivers and Barriers...", *op. cit.*, p. 606. Mike Zellner y Greg Brown, "Top 100 M&As: deals are down, but a powerful few remain to fight for Latin America's most attractive assets –Regional Report– mergers and acquisitions-Illustration", *Latin Trade, Freedom Magazines International*, marzo, 2003 <http://www.findarticles.com/p/articles/mi_m0BEK/is_3_11/ai_99289563>

Tabla 3

DÓLARES AL GOBIERNO POR BARRIL DE PETRÓLEO PRODUCIDO

<i>País</i>	<i>Compañía</i>	<i>1999</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>
Venezuela	Pdvsa	4.75	8.07	8.34
México	Pemex	20.52	28.06	24.66
Brazil	Petrobras	10.05	14.63	13.54

Fuente: EIA, 2004, y Mark Weisbrot y Simone Baribeau, "What Happened to Profits?: The Record of Venezuela's Oil Industry", 6 de abril, 2003 <<http://www.vheadline.com/readnews.asp?id=5622>>

Si uno quisiera compararlas con el modelo norteamericano, las regulaciones sudamericanas ofrecen tres desventajas: 1) impiden la competitividad de los mercados nacionales de energía, 2) aumentan el riesgo de proyectos transfronterizos iniciados por actores privados y 3) disminuyen el peso del mercado relativo a las preferencias políticas.

Si bien es cierto que de alguna manera ha habido mayor liberalización durante la última década, el progreso sigue siendo muy lento, y en algunos casos ha habido retrocesos.

*Falta de competitividad de los mercados
nacionales de energía liberalizados*

La propiedad del Estado sobre la industria representa obstáculos para la presencia y expansión de actores privados en el sector energético nacional.

Cinco obstáculos impiden la competencia en la industria. 1. El control estatal sobre el recurso actúa como desincentivo para la inversión privada en actividades relacionadas.⁴² 2. Los servicios (producción, transporte y distribución) permanecen igualmente inaccesibles y no son sometidos a competencia. 3. Las infraestructuras de transporte siguen siendo incapaces de apoyar un mercado competitivo, y de asegurar al mismo tiempo el acceso equitativo a todos los productores y consumidores. 4. Los precios de venta no son determinados por el mercado.⁴³ 5. Faltan

⁴² Por ejemplo en Brasil, a pesar del establecimiento de una autoridad regulatoria independiente, el monopolio de información de Petrobras, en producción y transmisión de combustible, y la falta de alternativa y fuentes creíbles de datos y análisis, desincentivó a los inversores potenciales. Véase S.W. Lewis, "Desregulating and privatizing...", *op. cit.*

⁴³ A pesar de la liberalización de los precios del combustible, incluidas las importaciones, el gobierno federal de Brasil sigue ejerciendo su autoridad para establecer precios de

incentivos para compensar las barreras de entrada, para atraer suficientes inversiones (las estrategias que el Estado emplea para asegurar el dominio de su propia compañía actúan como desincentivos).⁴⁴

Proyectos transfronterizos de alto riesgo

Cada país tiene diferentes bienes, distintos entramados institucionales y estructuras de intereses; por lo tanto, las políticas y su respectiva tasa de desarrollo varían de un Estado a otro. La ausencia de consenso regional para las políticas energéticas nacionales provoca mayor riesgo para los actores privados que desean emprender proyectos transfronterizos. La explotación de energía implica una amplia gama de actividades y de ahí la fuerte interdependencia entre los agentes dentro de la cadena productiva. Además, para los proyectos energéticos, las inversiones de largo plazo requieren estabilidad política y seguridad. Si uno toma en cuenta los obstáculos inherentes al sector energético (altos costos, alta competencia entre fuentes de energía), las asimetrías en las regulaciones desincentivan a los actores privados para desarrollar proyectos transfronterizos; favorecen en cambio las garantías domésticas más conservadoras.⁴⁵

Interés económico y preferencias políticas

Los inversionistas privados nacionales o extranjeros no son actores fundamentales en la industria energética; esto, aunado a la difícil situación que experimentan los inversionistas extranjeros (dado que sus mandatos no incluyen apoyo explícito para el crecimiento y desarrollo nacional), limita la capacidad de los agentes privados para expresar sus preferencias en la arena política.

energía como una herramienta de política macroeconómica, con las consiguientes fluctuaciones en precios para el consumidor. Estrategias similares se utilizan en Venezuela y Bolivia. Véase *idem*.

⁴⁴ En Brasil, los escasos éxitos reales para las compañías en términos de encontrar petróleo, han llevado a sospechar que la ANP se reservó los yacimientos de más alta calidad para Petrobras. P. Kingstone, "The Long...", *op. cit.*, p. 28.

⁴⁵ A. Moravcsik, "The Choice for Europe...", *op. cit.* E. de Almeida, L. Fagundes y N. Trebat, "Drivers and Barriers...", *op. cit.*

André Furtado (en este volumen) ilustra este punto; analiza la participación limitada de las multinacionales en el desarrollo del sector energético en Brasil. En Argentina, desde la privatización, se dice que las exportaciones de petróleo y gas natural han “aumentado desmedidamente” —en parte como reacción al congelamiento de los precios, impuesto a las compañías extranjeras después de la crisis de 2001— evitando las leyes locales que implican que las compañías energéticas privadas garanticen primero la oferta al mercado doméstico y mantengan niveles adecuados de reservas. En este país, la producción de gas natural creció de 671 000 millones de pies cúbicos a principios de los años noventa a más de 1 765 000 millones en 2004; de éstos, 20% se destinó a la exportación. Según Marcela Valente, el modelo de privatización implementado en Argentina llevó a la disminución drástica de las reservas de gas natural: de 35 años, pasaron a sólo 10 años.⁴⁶

Los gobiernos han regulado la participación de los inversionistas extranjeros en la industria. Después de un periodo de privatización y desregulación, se está gestando un movimiento revisionista en el que los gobiernos vuelven a ganar el control sobre el mercado energético. En Venezuela, la nueva “revolución social” ha llevado al gobierno a retomar mayor control sobre la inversión extranjera directa. En Brasil, la tendencia hacia la mayor intervención estatal se ha traducido en ciertos requerimientos impuestos a las compañías de petróleo y gas natural para destinar un porcentaje de sus inversiones a la compra de bienes y servicios provistos por las compañías brasileñas. En efecto, Petrobras ahora requiere que 65% de bienes y equipo sea proporcionado por la manufactura brasileña.⁴⁷ Entre otros, el plan de Petrobras de comprar una refinería de Estados Unidos ha

⁴⁶ Marcela Valente, “Energy-Argentina: Focus on Exports Leaves Domestic Market Short”, *IPS News*, 1 de abril, 2004 <<http://www.ipsnews.net/interna.asp?idnews=23138>>

⁴⁷ En Brasil, el modelo de regulación industrial se parece a la estructura actual reguladora de Estados Unidos, con la regulación del mercado externo por el gobierno federal y la venta al por menor por los gobiernos estatales. Una diferencia clave es que en Estados Unidos el suministro de gas y los precios son competitivos y desregulados, mientras que en Brasil la producción se concentra en un monopolio. Cf. Chris Ellsworth y Eric Gibbs, “Brazil’s Natural Gas Industry: Missed Opportunities on the Road to Liberalizing Markets”, *Critical Issues in Brazil’s Energy Sector*, The James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University, 2004, p. 30 <http://www.rice.edu/energy/publications/docs/BrazilEnergySector_NaturalGasIndustry.pdf>

sido postergado en favor de inversiones domésticas, ya que las adquisiciones extranjeras no darían empleo a los brasileños. El ministro argentino de Energía, Julio Vido, anunció la creación de una compañía de petróleo estatal. Por su lado, el secretario de Energía, Daniel Camerón, dijo que el gobierno también aumentaría los impuestos a la exportación de petróleo crudo en 5 puntos porcentuales hasta 25% y en butano, propano y gas líquido en 15 puntos porcentuales hasta 20%. El gobierno culpa a las compañías de la crisis energética, pues argumenta que invirtieron muy poco en infraestructura. En Bolivia, el 18 de julio de 2004, se llevó a cabo un referéndum respecto a la soberanía energética para decidir si se debía nacionalizar nuevamente el gas. Aproximadamente 75% de los votantes (60% acudieron) votaron en favor de la aplicación de mayores impuestos a las firmas de energía extranjeras que operan en Bolivia, y a las exportaciones de gas a gran escala. El gobierno planea aumentar los impuestos sobre petróleo y producción de gas, probablemente mediante un impuesto complementario a los hidrocarburos para alcanzar un impuesto neto de 50%. Por otro lado, se prevé que el derecho a comercializar petróleo y gas natural se cancelará y que las compañías deberán renegociar sus contratos de privatización. Mediante una renovada compañía estatal petrolera, el gobierno planea jugar un papel más importante al decidir los términos de los contratos comerciales de ventas. Bolivia podría también imponer restricciones en el destino final de las exportaciones de hidrocarburos; podría prohibir, por ejemplo, su venta a Chile, como respuesta a la pérdida, en la guerra del siglo pasado, de un acceso a la costa del Pacífico. Los resultados del referéndum significarán un cambio sustancial en las reglas de las compañías petroleras privadas que operan en Bolivia (Petrobras, Repsol-YPF, BP, BG, Total Fina Elf y Royal Dutch-Shell).⁴⁸

La voluntad del gobierno de dar prioridad a la seguridad energética nacional y al desarrollo puede tener dos consecuencias para el desarrollo y la viabilidad de los proyectos transfronterizos. Por un lado, priorizar el suministro del mercado local a bajo costo energético en detrimento de los intereses del sector privado (que favorecen la exportación a precios

⁴⁸ "Bolivians 'back gas export plans'", *BBC News*, 19 de julio, 2004 <<http://news.bbc.co.uk/2/hi/americas/3903803.stm>> y "Bolivia: Mesa's Gas Gambit Pays off", *The Economist Intelligence Unit*, 26 de julio, 2004 <<http://db.eiu.com/reports.asp?valname=BLE726&deliveryKey=&pubcode=BL>>

internacionales) puede conducir a las autoridades a debilitar los acuerdos transfronterizos que ya existen, como pasó recientemente con las exportaciones de gas entre Argentina y Chile.

Argentina cuenta con la tercera mayor reserva de gas natural en Sudamérica. Su vecino Chile tiene tan sólo una pequeña cantidad de gas natural por lo que constantemente es sujeto de escasez eléctrica. En 1995, los dos países firmaron un acuerdo que revocó todas las restricciones referentes al volumen de gas exportado desde Argentina y a la cuenca en donde debería ser producido. Este acuerdo permitió que existieran tantos yacimientos como los que quisiera financiar el sector privado; también determinó que los precios del gas y los términos de la oferta serían negociados directamente entre compradores y vendedores.⁴⁹ Por ello, Chile debía contar con el gas natural de Argentina que sirve para la producción de hasta dos quintas partes de su energía eléctrica y dependía de su vecino en más de 90% de sus necesidades de gas. Más de 5 000 millones se invirtieron en los oleoductos transfronterizos, plantas de gas y conversión de industrias y hogares.

Cuando la economía argentina se colapsó, en 2002, los chilenos se preocuparon por el impacto que podría tener esta crisis financiera en el libre mercado del gobierno argentino. Preocupados por la transparencia en el sector energético y la igualdad de tratamiento a los consumidores chilenos, Chile empujó Argentina a firmar un protocolo adicional al acuerdo de 1995; buscaba crear un sistema de información nacional destinado a lograr la transparencia en ambos países.

A pesar de estos acuerdos, ante la escasez potencial de energía en marzo de 2004, Argentina decidió unilateralmente cortar sus exportaciones de gas. El corte amenazaba con afectar a muchos países sudamericanos; sin embargo, dada su alta dependencia del gas natural argentino, Chile sería el más afectado. Argentina esperaba un cambio de más de un cuarto de sus exportaciones de gas a este último país. Tres razones principales se asociaban a este proyecto: 1) la escasez de lluvias había reducido el suministro de energía, y frenaba la producción hidroeléctrica en la región; 2) el aumento de 25% en la demanda doméstica confor-

⁴⁹ Alejandro Jadresic, "Investment in Natural Gas Pipelines in the Southern Cone of Latin America", ponencia presentada durante la conferencia anual de Harvard en 1999. Proyecto japonés sobre energía y medio ambiente, enero, 1999, Tokio, Japón.

me el crecimiento económico se aceleraba seguido de una recesión profunda de cuatro años, y 3) la disminución de los incentivos por las compañías privadas para mantener el suministro, debido al control constante del gobierno sobre los precios domésticos de la energía.⁵⁰

Desde el punto de vista de Chile, la restricción argentina en la oferta de gas representaba una ruptura del acuerdo de 1995. “La confianza se ha roto” declaró el presidente chileno Ricardo Lagos en una nota formal de protesta al gobierno argentino. El acuerdo estipulaba que Argentina podía cortar el suministro en caso de emergencia; sin embargo, podría hacerlo sólo en la misma proporción en la que eran restringidos en su propio país. En este caso, las compañías recibirían sólo una cuarta parte de lo que acordaron en caso de emergencia:

El déficit argentino es de 5% y un recorte de 5% en Chile hubiera sido manejable, declaró Rudolf Araneda, de Gas Atacama, un generador de electricidad controlado por CMS Energy of the United States y la española Endesa. De hecho, del promedio de 777 millones de pies cúbicos de gas que Argentina exportaba a Chile diariamente (más de un cuarto de la energía consumida en Chile), las exportaciones serían reducidas en más de 3.3 millones de pies cúbicos.⁵¹

Ante un panel del Congreso, al insistir en la gravedad de la situación y justificar los planes del presidente Nestor Kirchner para combatir la escasez, el secretario de Energía, David Cameron, declaró: “Ésta es una crisis, no una emergencia.”⁵²

⁵⁰ Desde 2002, la devaluación y el congelamiento de precios del gas natural para consumidores residentes, resultó en grandes pérdidas para las compañías de los sectores energéticos. Los precios del gas natural en Argentina han caído entre 0.35 y 0.40 por millón de BTU (*British Thermal Unit*) aproximadamente a 1.40 por millón. Los bajos precios del gas natural desincentivaron a muchos productores de gas para invertir en el sector. Véase Energy Information Administration (EIA), 2004.

⁵¹ Véase “What Sort of Neighbour is This?”, *The Economist*, 13 de mayo, 2004, p. 14. “Energy shortages plague Southern Cone”, Alexander’s Gas and Oil Connections, *News and Trends Latin America*, Issue 9, vol. 9, 6 de mayo, 2004 <<http://www.gasandoil.com/goc/news/nt41810.htm>>

⁵² Uki Goni, “Argentina hit by energy shortage”, *The Guardian*, 17 de abril, 2004 <www.guardian.co.uk/argentina/story/0,11439,1193737,00.html>

En esta situación resalta la diferencia entre la integración de Sudamérica y la de Norteamérica, en donde dicha brecha unilateral sería denunciada por motivos de seguridad nacional.

Ante la amenaza de una crisis de energía, se esperaría que Chile diversificara el suministro de gas y comenzará a importar de su vecino Bolivia. Sin embargo, debido al diferendo marítimo del siglo XIX entre ambos países, se ha presionado al gobierno de Bolivia para que “ninguna molécula de gas ahora enviada a Argentina pueda mandarse a Chile”.⁵³ Esta situación confirma la observación de Moravcsik: “Las barreras a la negociación internacional eficiente [...] son más propensas a ser domésticas que interestatales”.⁵⁴ Estos eventos ilustran el grado en que las políticas domésticas prevalecen sobre las fuerzas del mercado.

Dado que Bolivia tiene en este momento uso limitado de su gas, ha llegado a un acuerdo regional con Brasil. A pesar de haber descubierto importantes reservas en su propio territorio, las autoridades brasileñas han optado por seguir importando el gas de Bolivia. Según David R. Mares: “Brasil siguió ganándose a Bolivia por razones geopolíticas y para mantener los recursos energéticos bolivianos como potencial reserva para el futuro.”⁵⁵

Las negociaciones entre Argentina y Bolivia para establecer un nuevo acuerdo para el intercambio de gas revelaron que el gaseoducto que unía a los dos países no tenía suficiente capacidad. Las autoridades argentinas se quejaron de que las compañías privadas que importaban gas participaban en las negociaciones.⁵⁶

Estos ejemplos resaltan la fuerza de los actores políticos en las regiones sobre las fuerzas del mercado: a veces detienen; a veces refuerzan la integración regional. El Estado sigue siendo el actor principal, a pesar de que la integración ya esté en marcha.

⁵³ *The Economist*, 13 de mayo, 2004.

⁵⁴ Andrew Moravcsik, “A New Statecraft? Supranational Entrepreneurs and International Cooperation”, *International Organization*, vol. 2, núm. 53, primavera, 1999, p. 301.

⁵⁵ David R. Mares, “Natural Gas Pipelines in the Southern Cone”, *Geopolitics of Gas Working Paper Series*, núm. 29, mayo, 2004, p. 5. Véase también, “A joint project of the Program on Energy and Sustainable Development at Stanford University and the James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University” <http://pesd.stanford.edu/docs/natural_gas/Southern_cone_final.pdf>

⁵⁶ Véase *El Cronista*, Argentina, 26 de julio, 2004.

¿HACIA UNA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA DE MERCADO?

La expansión de la integración norteamericana ha sido frecuentemente asociada con la creciente intención de Estados Unidos de ejercer su agenda de seguridad en el exterior, la cual incluye cuestiones claves como drogas, inmigración, medio ambiente, terrorismo, insurgencia, petróleo y gas.⁵⁷ Para la agenda energética, Estados Unidos prioriza el disponer de crudo, tener autosuficiencia creciente en petróleo y gas, diversificar sus fuentes de abastecimiento, desarrollar la producción de gas y electricidad mediante la construcción de una cadena de transporte, y establecer una estructura reguladora que tome en cuenta la innovación tecnológica. Según se dijo, la integración continental constituiría una forma de asegurar el apalancamiento de Estados Unidos en estas áreas.

Como principal consumidor de energía en el mundo, Estados Unidos es el primer destino de las exportaciones energéticas sudamericanas (aproximadamente 50% del total de las exportaciones petroleras).⁵⁸ Hay creciente comercio interregional en América. En 2002, más de 6 300 millones de dólares se importaron a Norteamérica desde otros continentes y más de 2 500 millones de dólares de petróleo se importaron desde los países sudamericanos. Se exportaron de América a los países sudamericanos 300 000 millones de dólares, y 779 000 millones de dólares se importaron del resto del mundo. Estados Unidos importa casi el doble de petróleo del continente americano que del Medio Oriente (en 2003, Estados Unidos importó poco más de 5 000 mbd de América y un poco menos de 3 000 mbd de Medio Oriente).⁵⁹

Recientemente las negociaciones del ALCA han intentado facilitar el comercio de los bienes y servicios energéticos con vista a desarrollar la infraestructura, establecer sistemas de regulación predecibles y transparentes, crear un sistema regulador, judicial y fiscal que estimule la inver-

⁵⁷ Nicola Philipps, "Hemispheric Integration and subregionalism in the Americas", *International Affairs*, vol. 2, núm. 79, 2003, pp. 327-349.

⁵⁸ Luisa Palacios, "The Petroleum Sector...", *op. cit.*, p. 5.

⁵⁹ Pierre Noël, "The United States and Latin American Oil: A Case Study in Normative International Economic Policy". Presentación ofrecida en el coloquio: *Energía, Reformas Institucionales y desarrollo en América Latina*, organizado por UNAM-Université Pierre Mendés France (Grenoble), México, D.F., 6-7 de noviembre, 2003 <http://www.ifri.org/files/CFE/PN_mexico.pdf>

sión privada local y externa en el sector energía, aumentar el acceso de la población rural a los servicios energéticos y apoyar las políticas y los programas que impulsan la renovación y la eficiencia energética.

Bajo el Tratado de Libre Comercio, los planes de energía están asegurados. El art. 603 confirma que no hay restricción ni impuestos a la importación o exportación de energía; éstas sólo serán permitidas si se respeta la proporción de la exportación total comparada con la proporción prevaleciente en el periodo más reciente de 36 meses. Además, Canadá y Estados Unidos estuvieron de acuerdo en no aumentar los precios y en asegurar que no habría interrupción en los canales de distribución.

Para Estados Unidos, dada la magnitud de sus intercambios con los países sudamericanos, la integración continental del ALCA es menos una cuestión de expansión comercial que el deseo de establecer una disciplina similar de carácter continental. Según Philips, el proyecto trata de inculcar ciertos modelos de comercio que “reflejen una serie de intereses extrarregionales y globales de la misma forma en que responden a prioridades regionales”.⁶⁰ Esta postura es repetida por Noël; según él, Estados Unidos busca exportar los regímenes de gobernanza de la OCDE.⁶¹

Las negociaciones del ALCA continúan reflejando disciplinas de comercio asimétricas entre Sudamérica y Estados Unidos. Tiene repercusiones en términos económicos mayores en el primero que en el segundo (por necesidad de obtener el acceso al mercado norteamericano y al mismo tiempo enfrentar la concurrencia de grandes empresas tecnológicamente muy avanzadas). Por lo tanto, el proyecto hemisférico puede ser riesgoso para los países en desarrollo: pueden obtener mayores ganancias con acuerdos bilaterales. En efecto, un Acuerdo de Libre Comercio formal elimina el riesgo de que el trato preferencial pueda ser revertido y podría servir de protección ante el proteccionismo arbitrario. Por ello, según la opinión de Pierre Noël, los países más pequeños y más dependientes tienen fuertes razones para aceptar los tratos desiguales con Estados Unidos: las concesiones que hacen son el precio que pagan por eliminar la

⁶⁰ Nicola Philips, “Hemispheric Integration...”, *op. cit.*, p. 333.

⁶¹ Pierre Noël, “Politique pétrolière américaine et sécurité énergétique”, en el seminario “US Oil Dependency and Energy Security”, Institut Français de la Recherche Internationale (IFRI), París, 30 de mayo, 2002, p. 16.

incertidumbre en su relación. Los acuerdos bilaterales también, al parecer, permiten mayor campo de acción para las negociaciones entre ambos países. Los países que como Chile son favorables a un libre comercio con Estados Unidos, prefieren los acuerdos bilaterales y no desean que avance la integración panamericana. Los cuatro países andinos, con quienes Estados Unidos negocia actualmente los Acuerdos de Libre Comercio, son productores de petróleo y gas (lo cual constituye casi 6% de las importaciones de Estados Unidos). Numerosos acuerdos bilaterales se han firmado entre Estados Unidos y Venezuela, Argentina, Bolivia y Ecuador.

Para los países más grandes y menos dependientes del comercio, el ALCA se considera “en un contexto de mayores aspiraciones y no sólo como un fin en sí”. El Sistema Económico Latinoamericano (Sela) reporta un bajo comercio entre Brasil y Estados Unidos; ninguno de ellos tiene interés en estar sometido a la arbitrariedad del otro (que el otro de repente lo excluya de su círculo de socios comerciales).⁶²

CONCLUSIÓN

El libre comercio, en una industria considerada como estratégica es funcional en una economía pequeña como la de Canadá, que disfruta de un estándar de vida comparable al de Estados Unidos. El modelo norteamericano se basa en el comercio entre socios desiguales. México se perfila crecientemente en esta dirección. Sin embargo, para los países sudamericanos, el libre comercio implica riesgos en cuanto a desarrollo y a seguridad. Una mayor integración implica liberalizar los mercados energéticos; por ello, varían las restricciones sobre los flujos comerciales. Esto beneficiaría a los consumidores mayores, como la economía de Estados Unidos. La desigualdad entre los socios podría dificultar el desarrollo de estos países. La situación del gobierno de Canadá (el grado de evaporación de su autoridad sobre el mercado energético nacional) sirve como recordatorio: el costo para los países sudamericanos por tener ac-

⁶² “Strategic Factors-Dependency, size & differing aims”, *Latin News-Latin American Special Reports, Latin American Newsletters*, 151 Emerging Markets, 15 de julio de 2004 <http://site.securities.com/doc.tml?pc=VE&doc_id=59270449&query=energy:market:integration&hlc=en>

ceso a tecnologías energéticas y a la eficiencia del mercado energético hemisférico puede ser más alto de lo que están preparados a pagar. La dificultad de la integración regional seguirá teniendo su origen en aquellos actores políticos que establecen un modelo de desarrollo que prioriza el crecimiento doméstico del mercado.

EL PETRÓLEO Y EL ALCA: DE LA DIFUSIÓN DE UN MODELO INSTITUCIONAL A LA TRANSFORMACIÓN DE LAS INDUSTRIAS PETROLERAS LATINOAMERICANAS

Achraf Benhassine

Paul Frankel consideraba hace más de cincuenta años que el petróleo es *una energía de referencia*, en la medida en que por sus propiedades técnicas es un recurso fósil fácil de extraer, transportar y transformar.¹ El petróleo, por sus usos múltiples en sectores tan variados como los de la producción de energía, de la fabricación y de la transformación de productos químicos o también la elaboración de combustibles para el sector de los transportes, ocupa un papel esencial en la satisfacción de las necesidades domésticas y económicas de los diferentes actores nacionales.²

Pero el petróleo es también un recurso natural no renovable y, por lo tanto, limitado y agotable. El crecimiento de su demanda y por consiguiente de su producción, arrastra la disminución del nivel de las reservas petroleras, sea en cuanto al yacimiento en un país o, globalmente, en relación con la industria petrolera mundial.

Es asimismo fácil identificar un lazo de causalidad entre, por una parte, la evolución del consumo de petróleo y sus efectos sobre el crecimiento de las economías nacionales y, por otra, el nivel de las reservas petroleras que disminuye a medida que se extraen cantidades de crudo cada vez mayores. Las fluctuaciones de la oferta y su corolario sobre la formación de los precios tienen incidencia directa sobre las estructuras

¹ Paul H. Frankel, *L'économie pétrolière. Structure d'une industrie*, París, Librairie de Médecis, 1948, p. 251 (Este libro es la traducción al francés de *The Essentials of Petroleum*, publicado en 1946.)

² Jean-Pierre Angelier, *Le pétrole*, París, Collection Cyclope. 1990, p. 112. Jean-Marie Martin-Amouroux, "L'économie mondiale de l'énergie", *Repère*, París, col. La Découverte, núm. 88, 1990, p. 124.

internas de las economías nacionales que las hacen más vulnerables a componentes para los cuales tienen poco o ninguna influencia.

El mercado, la democracia y el individualismo metodológico constituyen los principios sobre los cuales la economía estadounidense se apoya para dinamizar el desarrollo y el crecimiento de sus actividades productivas y comerciales.³ Cuando este marco liberal es alterado o fragilizado por un conjunto de fenómenos coyunturales o estructurales, son los mecanismos mismos del proceso productivo y comercial los afectados. A este respecto, Estados Unidos considera que todo lo que puede perjudicar, bajo la forma que sea, a la libre empresa y al desarrollo de la economía afecta la seguridad nacional; por esto, justifica la intervención de sus instituciones a fin de promover sus preferencias nacionales en cuanto a estructuras.⁴

En efecto, desde 1948, la producción petrolera doméstica ha dejado de ser suficiente para satisfacer las necesidades de la industria nacional. La demanda de este país es tal que está obligado a importar cantidades cada vez mayores de petróleo.⁵ Con el transcurso de los años esta dependencia no ha dejado de crecer, pero es solamente a partir del primer choque petrolero (y en el momento de su postura sobre el embargo durante unas semanas en 1974) que esto se convirtió en un problema de seguridad nacional.⁶

Desde entonces, la política exterior estadounidense creó las condiciones para evitar que se reproduzca una situación idéntica. Para esto, y con el fin de reabsorber la demanda creciente en petróleo y sus derivados, necesarios para el buen funcionamiento de la economía, cada admi-

³ R.O. Keohane, *After hegemony. Cooperation and Discord in the World Political Economy*, Princeton, Princeton University Press, 1984, p. 290. Morris A. Adelman, *The Genie out of the Bottle. World Oil since 1970*, Cambridge, Mass.-Londres, The MIT Press, 1995, p. 350.

⁴ F. Tugwell, *The energy crisis and the American Political Economy*; Stanford, CA, Stanford University Press, 1998. Pierre Noël, "Pétrole et sécurité internationale", IEPE, 1998 <<http://www.upmf-grenoble.fr/iepe/>>

⁵ R.O. Keohane, *After hegemony... op. cit.* H. J. Bull-Berg, *American international oil policy: causal factors and effects*, Londres, France Printer, 1987, p. 209. Pierre Noël, "La dépendance pétrolière américaine, 1973-1997", IEPE, 1998 <<http://www.upmf-grenoble.fr/iepe/>>

⁶ Morris A. Adelman, *The Genie out of the Bottle. World Oil since 1970*, Cambridge, Mass.-Londres, The MIT Press, 1995, p. 350. André Noushi, *Pétrole et relations internationales depuis 1945*, Paris, Armand Colin, 1999, p. 269. Daniel Yergin, *The Prize. The Epic Quest for Oil, Power and Money*, Nueva York, Simon & Shuster, 1991, p. 877.

nistración se ha comprometido a garantizar a los actores económicos nacionales un suministro regular de petróleo a bajo costo.⁷

¿Cuáles son los medios que las distintas administraciones estadounidenses han instalado para garantizar el flujo regular de petróleo procedente de fuentes situadas más allá de las fronteras de Estados Unidos? ¿Cuál es el papel del ALCA en esto? ¿Existe la voluntad de institucionalizar medios y prácticas dirigidos a la protección de las fuentes de suministro en un acuerdo regional como el Acuerdo de Libre Comercio de Américas (ALCA)? ¿Cuáles podrían ser las consecuencias de este acuerdo para los suministros petroleros estadounidenses?, y ¿cuáles son las consecuencias sobre las estructuras internas de las industrias petroleras nacionales de los países latinoamericanos?

Con un planteamiento de economía política analizaremos aquí el lugar del petróleo en el Acuerdo de Libre Comercio de las Américas bajo un doble ángulo: la expansión continental de la política petrolera estadounidense y sus incidencias sobre el futuro de las industrias petrolíferas nacionales latinoamericanas.

Mostraremos que el ALCA no es tanto el preludeo de un proceso de liberalización y desregulación de las industrias petrolíferas latinoamericanas, sino más bien su resultado. En efecto, este acuerdo permite institucionalizar un espacio estratégico para Estados Unidos, en el cual las reservas petroleras y los flujos de suministros se aseguran al conducir la convergencia de los sistemas petroleros nacionales hacia un modelo de referencia estándar inspirado fuertemente en el estadounidense. Eso no deja obviamente de tener consecuencia sobre las industrias petroleras nacionales latinoamericanas, que deben adaptar sus estructuras internas a las evoluciones de un nuevo marco institucional. Veremos entonces cómo el cambio en el modo de regulación interviene en la redefinición del papel y de las prerrogativas oficiales y cómo los sistemas petroleros de estos países se van transformando.

⁷ Morris A. Adelman, *The Genie out of the Bottle...*, *op. cit.*, p. 350.

CONSTITUCIÓN Y DIFUSIÓN DE UN MODELO DE REFERENCIA ESTÁNDAR

Una protección de las fuentes de suministro

La autoridad administrativa estadounidense se compromete a intervenir en dos ámbitos: en primer lugar, en el doméstico, al garantizar al conjunto de sus consumidores el flujo sin interrupción de petróleo a bajo precio; en seguida, más globalmente, al crear las condiciones óptimas de explotación, instalación y protección de las inversiones realizadas por las compañías petroleras transnacionales de origen estadounidense.⁸

Sin embargo, si bien esta intervención en el ámbito doméstico está incluida en los mecanismos de regulación interna, esto es mucho más complejo internacionalmente. El hecho de que los recursos petrolíferos se sitúen fuera del espacio institucional estadounidense conduce al gobierno a ejercer su influencia o su poder en direcciones favorables al interés nacional y al de sus ciudadanos.⁹ Chavagneux da una definición del poder que se adapta muy fácilmente a los objetivos de la política petrolera estadounidense: lo define como la capacidad de una persona o grupo de personas de influir sobre el estado de las cosas de tal manera que sus preferencias tengan prioridad sobre las preferencias de los otros.¹⁰

Susan Strange diferencia el poder que califica de relacional y el poder que califica de estructural. El poder relacional es el que tiene un protagonista particular (Estado) al forzar a otro protagonista (Estado) a hacer lo que no habría hecho si el primero no hubiera actuado.¹¹ Es un poder que se basa esencialmente en la disuasión y la fuerza. El poder estructural es el poder de trabajar y determinar las estructuras de la economía política en el seno de las cuales los otros protagonistas deberán forzosamente inscribirse.¹²

⁸ *Idem.* F. Tugwell, *The energy crisis...*, *op. cit.*, p. 310. Pierre Noël, "Pétrole et sécurité internationale", *op. cit.*

⁹ Morris A. Adelman, *The Genie out of the Bottle...*, *op. cit.*, p. 350.

¹⁰ Christian Chavagneux, "Peut-on maîtriser la mondialisation? Une introduction aux approches d'économie politique internationale", *Economie et Société, Relations économiques internationales*, Série P., núm. 4, 1998, pp. 25-68.

¹¹ Susan Strange, "International Political Economy: Beyond Economics and International Relations", *Economie et Société, Relations économiques internationales*, Série P., núm. 4, 1998, pp. 4-24.

¹² Véase el artículo de Nicolas Foucras en esta publicación.

*Y entre ellas, las principales fuentes de suministro
de la economía estadounidense*

Distinguimos —como lo ilustra la figura 1— tres sistemas petroleros interdependientes e imbricados los unos con los otros: un sistema petrolero doméstico en el cual las relaciones y la interdependencia cristalizan dentro de Estados Unidos; un sistema petrolero americano que engloba tanto el sistema petrolero doméstico como las fuentes de suministro aseguradas que representan cerca de 90% de las importaciones en petróleo crudo y alrededor de 53% de las necesidades requeridas para el funcionamiento de la economía estadounidense, y finalmente, un sistema petrolero mundial que agrupa el conjunto de los sistemas petroleros nacionales y cuya contribución a la economía estadounidense es poco importante respecto a las de los sistemas doméstico y americano.¹⁶

La existencia de un sistema petrolero americano no está peleada con la existencia de un sistema petrolero mundial. En efecto, la distinción

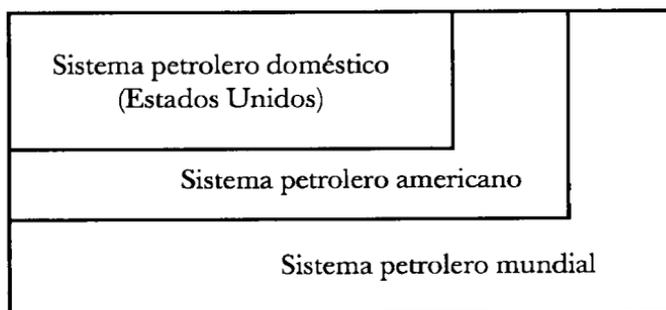


Figura 1

Los tres sistemas petroleros: doméstico, americano y mundial

¹⁵ Véase Pierre Noël, “La dépendance pétrolière...”, *op. cit.*

¹⁶ Véase “Annual Energy Outlook 2004”, Department of Energy, Washington, EUA. Entendemos por sistema petrolero las estructuras, los modos de funcionamiento y los servicios ligados a las actividades relativas a la producción, la distribución, el consumo y la utilización de recursos petroleros de un país o de un conjunto de países.

reside no tanto en las modalidades y los mecanismos de regulación, sino en la estructura y la orientación de los flujos petroleros. El sistema petrolero americano se dedica a abastecer y asegurar los flujos petroleros destinados a las estructuras productivas y comerciales de la economía nacional. Los Estados exportadores de petróleo, que pertenecen al sistema petrolero americano, consideran el mercado estadounidense como el segundo mercado —si no el primero— de valorización de su crudo, después —o antes, según los casos— de su propio mercado interior. Europa, Asia y China son grandes consumidores de petróleo y es importante para Estados Unidos delimitar un espacio seguro en el cual los suministros petroleros le sean destinados prioritariamente.

Pueden distinguirse tres grupos de países que componen el sistema petrolero americano:

1. El primer grupo lo constituyen países de África (Nigeria y Angola esencialmente) y otros (alrededor del Mar Caspio) cuya contribución total a las importaciones estadounidenses no excede 19% (“Annual Energy Outlook 2004”, Department of Energy, Washington, E.U.A.).
2. El segundo grupo son los países del Medio Oriente (como Arabia Saudí, Kuwait e Irak), que representaba en 2001 cerca de 28% de las importaciones totales de crudo. El entorno político, económico y de seguridad de estos países no permite a los componentes de la potencia estructural propagarse eficazmente.¹⁷ El ejercicio de la potencia relacional, identificada por la firma de tratados de seguridad recíproca (Arabia Saudí) y por el despliegue de bases militares (Kuwait e Irak, en adelante), constituye el recurso privilegiado en la medida en que los mecanismos de mercado no permiten el transporte regular de los flujos petroleros provenientes de estos países.¹⁸ No es tanto el volumen de las importaciones sino el control de las reservas petroleras más importantes del mundo lo que empuja a Estados Unidos a invertir tantos esfuerzos en la protección de estas fuentes petroleras.

¹⁷ Pierre Noël, “Puissance structurelle et dynamique de l’économie politique mondiale: la scène pétrolière depuis 1980”, IEPE, *Cahiers de recherche*, núm.10, 1996.

¹⁸ J. S. Nye, “U.S. Power...”, *op. cit.*

3. El tercer grupo incluye los países de América y Europa. Aquí los mecanismos del mercado bastan ampliamente para suministrar a la economía estadounidense hasta un máximo de 53% de sus importaciones totales de petróleo.

Los países de América –Canadá, México, Venezuela y Colombia–, que se agruparán en 2005 en torno del ALCA, representaban cerca del 47% de las importaciones petroleras totales de Estados Unidos para el mismo año 2001 (véase figura 2); constituyen así la primera zona de suministro de petróleo de la economía estadounidense. Forman parte integrante del sistema petrolero americano al permitir a Estados Unidos asegurar y diversificar sus fuentes de suministros, maximizar la producción y contener las fuentes de los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).¹⁹

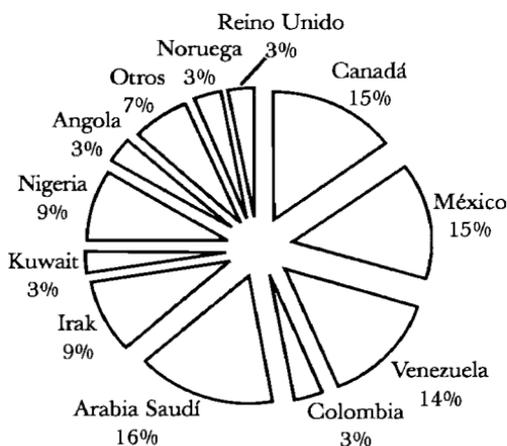


Figura 2

Importaciones de petróleo crudo a Estados Unidos por país, 2001

Fuente: Department of Energy, E.U.A. (DE, 2004).

¹⁹ James Appleyard, "The transformation of the global oil industry and its impact on international relations", Toronto, *International Journal*, verano, 1994, pp. 635-672. Morris A. Adelman, *The Genie out of the Bottle...*, op. cit., p. 350.

Varios factores contribuyen a valorizar a este grupo de países en la política petrolera de Estados Unidos. Así —como afirman Jesús Mora Contreras, para Venezuela, y Ángel de la Vega Navarro, para México— la proximidad geográfica, la productividad de sus pozos y la estructura de los costos confieren a estos países una ventaja comparativa con relación a otras fuentes de aprovisionamiento petrolero.²⁰ Al respecto, Isabelle Rousseau afirma: “En este marco, por razones combinadas de costos y de geopolítica, es lógico que Estados Unidos busque fomentar una integración continental y regional mayor en el plano energético.”²¹

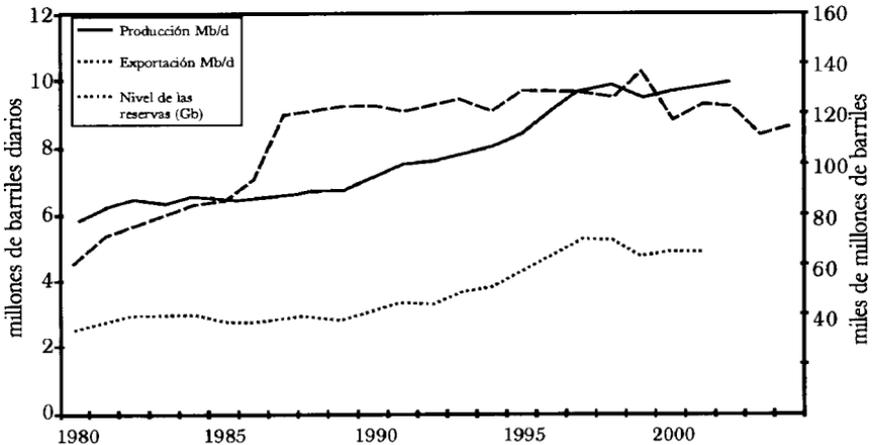


Figura 3

Producción, exportación y reservas en América Latina

Fuente: Enerdata Database world energy statics databases <www.enerdata.fr>

²⁰ Ángel de la Vega Navarro, “Balance y perspectivas del TLCAN en el plano energético, explorando nuevas construcciones institucionales y regulaciones en el plano transnacional”, *IV Congreso Europeo CEISAL de latinoamericanistas*, Bratislava, 4-7 de julio, 2004. Jesús Mora Contreras, “La nueva regulación de los hidrocarburos: ¿Base para una integración energética?”, *IV Congreso Europeo CEISAL de latinoamericanistas*, Bratislava, 4-7 de julio de 2004.

²¹ Isabelle Rousseau, “Mercado, seguridad y soberanía nacional: las dinámicas contradictorias de la política energética mexicana (hidrocarburos) en el marco de la integra-

América Latina posee en conjunto un potencial importante para incrementar su capacidad de producción, cuya actualización depende en parte de las elecciones políticas e institucionales que harán países como México o Venezuela.²² Como lo muestra la figura 3, los principales indicadores petroleros no han dejado de crecer desde hace más de un cuarto de siglo: en cuanto a la producción, se pasó así —en millones de barriles diarios— de 5.81 en 1980 a 9.91 mbd en 2002; y en exportaciones de 2.81 en 1981 a 5.25 mbd en 1998. El nivel de las reservas petroleras tuvo una evolución más contrastante: después del fuerte aumento a mediados de los años ochenta, el nivel de las reservas petroleras se estabilizó en alrededor de 130 tipos de gigabarril (Gb) durante los años noventa, antes de disminuir para alcanzar, en nuestros días, un umbral de 114.52 tipos de Gb.

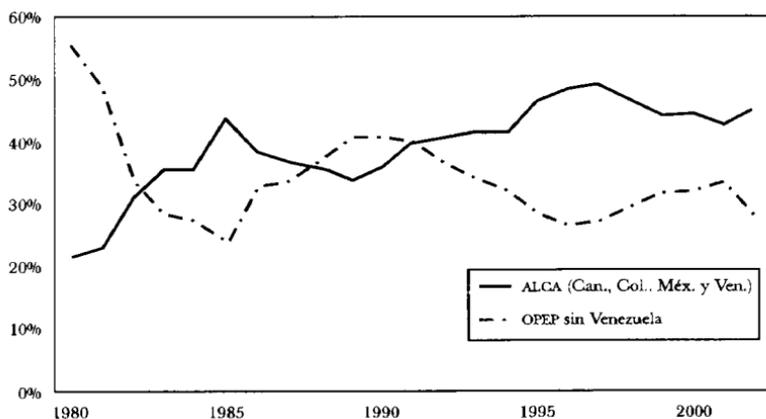


Figura 4

Evolución comparativa de las importaciones petroleras estadounidenses por región de origen

Fuente: Enerdata Database world energy statics databases <www.enerdata.fr>

ción del norte de América”, *IV Congreso Europeo CEISAL de latinoamericanistas*, Bratislava, 4-7 de julio, 2004.

²²Jean-Marie Martin-Amouroux, “L’intégration énergétique régionale: les expériences latino-américaines”. *Medénergie*, núm. 11, abril, 2004, pp. 24-31.

Para estos países, el mercado petrolero estadounidense constituye el mercado natural de valorización de su petróleo. En efecto, desde fines de los años setenta, registraron una fuerte progresión de sus exportaciones hacia Estados Unidos, de tal suerte que hoy cerca de un tercio de las importaciones petroleras de Estados Unidos proviene de países latinoamericanos. Estos países representan mucho más que un segmento en el enfoque global de la política petrolera exterior de Estados Unidos.

La figura 4 ilustra la evolución comparada de las importaciones estadounidenses procedentes de los dos principales componentes del sistema petrolero americano. Según datos del Department of Energy (DE) de Estados Unidos, reagrupamos en el seno del primer grupo, llamado ALCA, las principales fuentes de aprovisionamiento estadounidense en América (Canadá, México, Venezuela y Colombia); en un segundo grupo a los países de la OPEP, principalmente Arabia Saudí, Irak y Kuwait, excluyendo de allí a Venezuela, con el fin de no contabilizarlo en ambos grupos a la vez.

Las curvas de estos dos grupos de países evolucionan de manera opuesta: cuando la curva que representa a los países que se adherirán al ALCA crece, la curva de los países exportadores de petróleo del Medio Oriente disminuye, y viceversa. Sin embargo, la lectura de esta gráfica sugiere lo siguiente: una tendencia parece confirmarse desde 1991, que pone de manifiesto la preferencia abierta de Estados Unidos por las fuentes de suministros continentales.

Difusión de los componentes estructurales de la potencia petrolera estadounidense

Para Gilpin, entre más poderoso es un Estado más usa su poder y su influencia para desarrollar políticas que canalizarán las fuerzas económicas en direcciones favorables a sus propios intereses nacionales y de sus ciudadanos. Estados Unidos produce así normas e instituciones que reflejan, en gran parte, sus intereses, sus valores y sus ambiciones.²³

²³ Robert O. Keohane, *After Hegemony...*, *op. cit.*, p. 290. Robert Gilpin, *The Challenge of Global Capitalism. The world Economy in the 21st Century*, Princeton, Princeton University Press, 2000.

La inserción de los sistemas petroleros nacionales en un conjunto que se calificó como “sistema petrolero americano” es más el resultado de un proceso normativo que apunta hacia la seguridad de los flujos, que el prelude de la constitución de un espacio regional integrado. En efecto, para asegurar las fuentes de aprovisionamiento era necesario que los marcos reglamentarios y jurídicos de los Estados productores de petróleo fueran conformes con las reglas y normas propagadas por la potencia estructural estadounidense.

La difusión de la potencia estructural estadounidense se ha dado mediante canales de propagación derivados tanto del marco de las relaciones interestatales como de la acción de las instituciones internacionales.

Las relaciones que establece Estados Unidos con el conjunto de sus socios continentales se construyeron de manera gradual y con intensidades variables. Es necesario resaltar aquí que la consolidación de la potencia estructural estadounidense sobre el resto del continente no se hizo de manera uniforme y homogénea, sino en función de las preferencias de la economía dominante; es decir, la de Estados Unidos.²⁴

A partir de mediados de los años sesenta y hasta la fecha, se han firmado una serie de acuerdos bilaterales, desde los más “minimalistas” (como los acuerdos preferenciales y las asociaciones de cooperación, a lo sumo integracionistas) hasta los acuerdos de comercio e inversión, los acuerdos de libre comercio y los acuerdos multilaterales. Para Estados Unidos, el bilateralismo es una vía privilegiada —pero no exclusiva— para difundir los componentes estructurales de su potencia petrolera.²⁵

Los derechos económicos de los protagonistas petroleros privados —y en primer lugar de los inversionistas estadounidenses— adquieren mayor importancia para elaborar los cuadros de cooperación. En efecto, las disposiciones de estos acuerdos buscan crear un medio ambiente institucional propicio para su instalación y el desarrollo de sus actividades; también buscan impedir la amenaza que constituyen las revocaciones políticas en los Estados propietarios de reservas petroleras.

²⁴ Susan Strange, “International Political...”, *op. cit.* Gérard Kébabdjian, “Les théories de l’économie politique internationale”, col. La pensée économique contemporaine, París, Le Seuil, núm. 5, 1999, p. 308. Jean Veiller, *Problèmes d’économie internationale. Une nouvelle expérience: l’organisation internationale des échanges*, T. II, París, PUF, 1950, pp. 282-299.

²⁵ Susan Strange, “International Political...”, *op. cit.*, p. 6.

La Convención de Washington de 1965 introdujo mecanismos relativos al arbitraje internacional; un método privilegiado de resolución de los conflictos entre los Estados huéspedes y los inversionistas privados extranjeros. Los primeros tratados bilaterales de inversiones estadounidenses reanudaron las disposiciones de esta convención, basándose al mismo tiempo en el Centro Internacional de Solución de los Conflictos Relativos a las Inversiones (Cirdi), lo cual elevó el grado de protección de los derechos económicos de los inversionistas privados.²⁶ A principios de los años noventa, proliferó este tipo de tratados, y en particular, en materia petrolera entre Estados Unidos y los países de América Latina.²⁷

Los Tratados Bilaterales de Inversión (TBI) llamados de segunda generación, en comparación con los de principios de los años setenta, santifican los derechos económicos de los inversionistas privados estadounidenses. Las disposiciones del artículo 11 del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) se convierten, desde esta perspectiva, en referente para elaborar instrumentos multilaterales de inversión.²⁸ La entrada en vigor del ALCA, prevista para 2005, debería concretarse, por la extensión, al conjunto de las disposiciones del TLCAN, en cuanto a la solución de los conflictos relativos a las inversiones.²⁹

Otro canal de propagación de la potencia estructural estadounidense lo constituye la acción de las instituciones internacionales sobre la es-

²⁶ Referirse en este contexto a la tesis de Pierre Noël (2002) que analiza con un enfoque liberal las relaciones entre Estados Unidos y los actores privados en vista de la constitucionalización de un orden petrolero liberal.

²⁷ Pierre Noël, "Production d'un ordre pétrolier libéral. Une politique normative américaine dans les relations internationales entre 1980 et 2000", Thèse, IEPF, Grenoble, Université des Sciences Sociales Grenoble II, 2002, p. 436.

²⁸ Desde el inicio de los años noventa, los gobiernos y las instituciones internacionales han realizado esfuerzos importantes para elaborar los instrumentos multilaterales de inversión: si el Acuerdo Multilateral de Inversión falló multilateralmente, han surgido otros regionales (es el caso del capítulo XI del Alena y el protocolo sobre la inversión del Mercosur) o sectoriales, específicamente dedicados a las inversiones y al comercio energético, como el Tratado sobre la Carta de la Energía. Las líneas directoras del Banco Mundial constituyen un importante vector multilateral de difusión de un nuevo régimen jurídico.

²⁹ Pierre Noël, "Production d'un ordre...", *op. cit.*, pp. 90-94.

estructura de las economías e industrias petroleras nacionales de los países latinoamericanos.³⁰

No es necesario remontarse a la creación del Banco Mundial y del Fondo Monetario Internacional para constatar hasta qué punto las políticas y las orientaciones de estas instituciones internacionales están impregnadas de la cultura, los métodos y los conocimientos técnicos que permitieron a Estados Unidos convertirse en una potencia económicamente hegemónica.³¹ En efecto, las directivas y las recomendaciones de estas instituciones son portadoras de valores y conceptos inspirados en gran parte por una ortodoxia estándar de la ciencia económica que concede un papel fundamental a los mecanismos del mercado como elementos reguladores de las actividades productivas y comerciales.

La administración Reagan emprendió, a principios de los años ochenta, un extenso programa para reestructurar su sistema petrolero. “Liberalización” y “desregulación” han sido las palabras clave de este proceso de apertura. Las instituciones internacionales se convirtieron en el enlace de esta política liberal estadounidense, incitando fuertemente a los países petroleros latinoamericanos a emprender reformas similares.³²

Asimismo, Estados Unidos, por medio de las instituciones internacionales, no ha tenido ninguna dificultad para insertar las reservas petroleras de estos países en un sistema petrolero ampliado que no se limita únicamente a las reservas domésticas. Estas instituciones constituyen, a través de sus recomendaciones y sus planes de ajustes estructurales, un vector de difusión esencial de los componentes de la potencia estructural estadounidense en estos países.

Con el objetivo de difundir un único modelo de referencia

Por la acción combinada del bilateralismo y de las instituciones internacionales, convergen los marcos institucionales nacionales hacia un único modelo de referencia. Según las prerrogativas de la potencia estructural

³⁰ Susan Strange, “International Political...”, *op. cit.*, pp. 9-12.

³¹ Robert Gilpin, *The Challenge of Global Capitalism...*, *op. cit.*, p. 392.

³² Christian Deblock, “Régionalisme, multilatéralisme et nouvel ordre international: la ZLEA comme modèle institutionnel”, *Cahiers de recherche* 03-03, Centre d’Etudes Internationales et Mondialisation (CEIM), Montreal, UQAM, Montreal, 2003, p. 35.

estadunidense, estos marcos delimitan las relaciones contractuales entre los Estados latinoamericanos y las compañías petroleras transnacionales. El paso progresivo a una regulación administrada por los mecanismos de mercado y la difusión de normas liberales refuerza aún más la potencia estructural estadunidense y asegura los suministros de petróleo necesarios para el funcionamiento de su economía.

El ALCA constituye una etapa avanzada en el proceso de normalización de los marcos legislativos nacionales —en particular, los relativos a la administración y a la regulación de las actividades petroleras—. Las normas y reglas que rigen el sistema petrolero doméstico se imponen como referencias para el conjunto de Estados que comprometen o que se preparan a hacerlo, su industria petrolera nacional en un proceso de liberación y de desreglamentación. De hecho, a excepción de México, las legislaciones petroleras de los países cuyas reservas son parte del sistema petrolero americano se orientan cada vez más hacia los mismos principios que rigen el sistema petrolero doméstico.

El ALCA es un proceso evolutivo que podría asimilarse a la difusión de un régimen jurídico multilateral que protege los intereses de los inversionistas privados. Así, las compañías petroleras internacionales podrían actuar en un espacio seguro, en el que sus derechos como inversionistas privados extranjeros están preservados por las instancias arbitrales internacionales.

EL ALCA: DE LA INTEGRACIÓN A LA TRANSFORMACIÓN DE LAS INDUSTRIAS PETROLERAS NACIONALES

El ejercicio del poder estructural sobre los componentes principales de las economías nacionales y de las industrias petroleras de los países latinoamericanos permite a Estados Unidos integrar, por un lado, las reservas petroleras de estos países en el seno del sistema petrolero americano y, por el otro, actuar sobre la elasticidad de la oferta de esos países con el fin de responder eficazmente a las variaciones de su demanda doméstica en producto petrolero.³³

³³ Susan Strange ("International Political Economy: Beyond Economics and International Relations", *Economie et Société, Relations économiques internationales*, Cahiers de l'Ismea, París, serie P., núm. 4, 1998, pp. 4-24) evoca en el mismo sentido cuatro estructuras

En la medida en que el poder estructural estadounidense, como lo afirma Susan Strange, transforma las estructuras internas de las economías nacionales y de su industria petrolera, el ALCA se convierte en un proceso adecuado a los intereses estadounidenses.³⁴

La instauración de este acuerdo continental, de la misma manera que el TLCAN, es evolutiva; en contraste con los antecedentes que eran más bien acuerdos positivos.³⁵ Los acuerdos positivos son aquellos que determinan los sectores que van a liberalizarse; en cambio, en los acuerdos evolutivos, los participantes señalan los sectores que no desean abrir. La cuestión de la negociación permanente es una característica del acuerdo evolutivo. En esto, la lógica dicta que en el acuerdo los dos socios negocian con el fin de extraer de la lista los sectores que aún no son sujetos de liberalización; dicho de otra manera: se sigue negociando hasta que todos los sectores económicos sean totalmente liberalizados. Como lo subraya Deblock, es una disposición importante que está en el corazón del TLCAN y que estará presente igualmente en el marco del ALCA.³⁶

Para tal efecto, Estados Unidos provee un marco normativo en el que sus socios en el seno de esta agrupación continental procederán a reformar su política; de hecho, se trata de redefinir la naturaleza de las políticas públicas y, en primer lugar, todo lo que toca a las políticas de desarrollo nacional de esos países. Consiste también en instaurar un nuevo marco de relaciones entre los poderes públicos y los intereses privados, nacionales o extranjeros. Y, finalmente, se trata de garantizar un marco seguro para promover y desarrollar las actividades productivas y de mercado de los inversionistas extranjeros.³⁷

principales de la economía nacional, y entre ellas su componente petrolero, donde se ejerce el poder estructural. En primer lugar, la estructura de seguridad; es decir, el conjunto de acuerdos que fijan las condiciones para proteger y responder a las amenazas que pesan sobre la economía nacional. La estructura de producción se refiere al conjunto de acuerdos determinando quién produce, qué produce, cómo lo hace, con qué métodos y en qué condiciones. La estructura financiera reúne los acuerdos que deciden la disponibilidad de los financiamientos en las diferentes partes del mundo. Y, finalmente, la estructura cognitiva se refiere a todos los métodos que permiten almacenar, acumular y difundir la información.

³⁴ Susan Strange, *The Retreat of the State. The Diffusion of Power in the World Economy*, Cambridge University Press, 1996, p. 218.

³⁵ Christian Deblock, "Régionalism multilatéralisme...", *op. cit.*, p. 29.

³⁶ *Ibid.*, p. 35.

³⁷ Morris A. Adelman, A., *The Genie out of the Bottle...*, *op. cit.*

La difusión del poder estructural repercute directamente sobre las estructuras de las economías nacionales, transformándolas y modulándolas conforme a los intereses de aquellos que lo difunden.³⁸ Una de las transformaciones —no la menos importante— consiste en debilitar las prerrogativas de las autoridades públicas nacionales; esto es una de las consecuencias de un proceso tal como el ALCA. Asimismo se traduce en la redefinición del papel del Estado y de sus relaciones con los intereses privados; también implica limitar su campo de intervención en la gestión y la regulación de las operaciones económicas. Evidentemente, influye además sobre las estructuras de las industrias petroleras nacionales de los países latinoamericanos.

Una redefinición del papel de la autoridad pública

El cambio del marco normativo, en el sentido de una liberalización de las legislaciones en materia de organización de las industrias petroleras y de una apertura más o menos pronunciada a los inversionistas petroleros extranjeros, conduce a redefinir el papel de la autoridad pública en la gestión y la regulación de las actividades petroleras nacionales. Ésta es una reforma profunda de los regímenes contractuales y fiscales que lleva a redefinir las relaciones entre los Estados propietarios de los recursos petroleros y las compañías multinacionales.

Según Strange, el desbloqueo de los mercados nacionales tiene por efecto aumentar la competencia y fragilizar a los Estados nacionales,³⁹ que deberán adaptar sus políticas económicas en función de las restricciones que le impone la competencia y redefinir sus relaciones con el sector privado.

El recurso al arbitraje internacional contribuye a diseñar un nuevo marco de relaciones entre los Estados y los inversionistas petroleros privados. Esto, más que las disposiciones relativas a los TBI que se encuentran en el TLCAN y el ALCA, propicia que el cambio en el tipo de regulación se haga en favor de los intereses privados.⁴⁰

³⁸ Susan Strange, "International Political...", *op. cit.*, 1998, pp. 12-17.

³⁹ *Ibid.*, p. 14.

⁴⁰ Pierre Noël, "Production d'un ordre...", *op. cit.*, pp. 80-113.

En esta perspectiva y en favor primero de los tratados bilaterales y después de los instrumentos plurilaterales o multilaterales, un gran número de Estados se ha comprometido a someter sus diferencias con los inversionistas extranjeros al arbitraje internacional directo en el marco de instituciones especializadas tales como el Cirdi (evocado previamente), el Uncitral (United Nations Comissions on International Trade Law) u otras instituciones arbitrales tales como los tribunales de comercio de París o de Nueva York.⁴¹

Así, los Estados que suscriben un TBI estadounidense deben someter al arbitraje internacional todos sus diferendos con los inversionistas privados originarios de Estados Unidos. El Estado cocontratante no puede recurrir a sus propias jurisdicciones nacionales para resolver los conflictos con los inversionistas estadounidenses. En los TBI y los otros tratados o acuerdos que se inspiran en éstos, se especifica que las inversiones que controlan los intereses estadounidenses son considerados —en caso de resolución de diferencias— estadounidenses.⁴²

El inversionista privado estadounidense puede escoger por sí solo la modalidad de resolución de diferencias, apelando a los tribunales locales o a la convención Cirdi. A este efecto, dispone del derecho de iniciar unilateralmente un procedimiento de arbitraje, y esto sin informar a la contraparte, en este caso al Estado huésped.

El ALCA es un acuerdo regional que retoma las disposiciones de los TBI estadounidenses y modifica profundamente el marco de las relaciones entre las autoridades públicas y los intereses privados. La posibilidad de impugnar los mercados nacionales hace que ya no existan barreras a la libre circulación de los capitales, bienes y servicios entre los países miembros. Todas las barreras —institucionales, fiscales u otras— deben ser eliminadas en un periodo de dos años después de la entrada en vigor del acuerdo en 2005.⁴³

⁴¹ *Ibid.*, p. 99. El Cirdi y la Uncitral son mecanismos de arbitraje de litigio en materia de comercio entre Estados miembros establecido por la Comisión de Naciones Unidas para el derecho comercial internacional.

⁴² *Ibid.*, p. 106.

⁴³ Jean Marie Martin-Amouroux, "L'intégration énergétique régionale...", pp. 24-31. Alexandra Ricard-Gray, "Le contexte international et hémisphérique et les obstacles à la réalisation de la ZLEA", *Les notes d'information de l'observatoire des Amériques*, UQAM, Montreal, 2003.

Así, controlar el precio de los productos importados o exportados está formalmente prohibido. De esta forma, el Estado ya no podrá subvencionar cualquier producto petrolero destinado a sus propios consumidores. Los mecanismos del mercado deberán fijar el nivel de precios conforme a la oferta y demanda en producto petrolero.⁴⁴ Esto viene a alinear los precios domésticos con los precios internacionales de la energía y anula asimismo la ventaja comparativa que esos países petroleros podían tener sobre los países importadores de petróleo.⁴⁵

Los Estados se comprometen, como lo hacen en la OMC, sobre los principios del trato nacional y de la nación más favorecida, con el fin de que las reglas aplicadas al conjunto de las empresas sean las mismas, sin distinción y sin ninguna discriminación de nacionalidad ni de producto. Estos principios van hacia la liberalización real del régimen de las inversiones: cada Estado confiere a todo ciudadano de otro Estado el derecho de invertir sobre su territorio, en condiciones al menos equivalentes a aquellas que tienen los inversionistas nacionales. Esto establece igualdad entre las sociedades petroleras nacionales y las compañías petroleras transnacionales, cuando en realidad estas dos entidades tienen funciones y objetivos antagónicos.⁴⁶

Entre la limitación de los medios de intervención oficial y la santificación de los derechos económicos de los inversionistas privados

Con el fin de asegurar el flujo de insumos petroleros provenientes del sistema petrolero americano, Estados Unidos actúa mediante la difusión y la consolidación de su poder estructural; se empeña en elevar el derecho económico liberal por encima del derecho internacional público.⁴⁷ Los tratados bilaterales de inversión y los instrumentos multilaterales de inversión enmarcan las prerrogativas soberanas de los Estados respecto

⁴⁴ Jacques Percebois, *Economie de l'énergie*, París, col. Economica, Bibliothèque des matières premières, 1989, p. 689.

⁴⁵ Bernard Mommer, *Global Oil and the Nation State*, Oxford, Oxford University Press for the Oxford Institute for Energy Studies, 2002, pp. 168-181.

⁴⁶ *Ibid.*, p. 228.

⁴⁷ Susan Strange, "The Retreat of the State. The Diffusion of Power in the World Economy", Cambridge, Cambridge University Press, 1996, p. 218.

a los inversionistas extranjeros cuando se comprometen a ofrecerles: *a)* trato justo y equitativo; *b)* el más alto y constante grado de protección y de seguridad; *c)* no usar medidas irracionales o discriminatorias, y *d)* ningún trato inferior a aquel establecido por el derecho internacional.

El ALCA se traduce en la restricción de los medios de intervención de la autoridad pública en la gestión y regulación de las actividades petroleras y en la prioridad otorgada a los derechos económicos de los inversionistas petroleros privados, lo cual se logra por medio de dos principios: mediante las leyes nacionales del Estado contratante, al afirmar que éstas no pueden regular exclusivamente la relación contractual, y posteriormente, por la posibilidad que se ofrece a los inversionistas privados (principalmente estadounidenses) de apelar directamente al derecho, frente a un órgano internacional que presenta garantías sólidas de independencia y de efectividad del juicio.

Se vuelve difícil para los Estados latinoamericanos productores de petróleo hacer valer sus preferencias en cuanto a estructura sobre las perspectivas de rentabilidad que los inversionistas privados extranjeros esperan. En un marco aún más restrictivo que aquel de la Organización Mundial de Comercio, el ALCA permite a los Estados transgredir los principios antes mencionados al evocar las cláusulas de seguridad en caso de crisis y de agotamiento del recurso. Así, el Estado propietario de los recursos en tierra es sometido a fuertes restricciones:⁴⁸ *a)* las exportaciones no pueden ser reducidas por debajo de cierto volumen, determinado por la relación de las exportaciones con las reservas nacionales, que ha prevalecido durante los últimos 36 meses previos a la modificación; *b)* los precios de las exportaciones no pueden ser superiores a aquellos de los productos vendidos en el mercado interior, y *c)* la crisis no puede ser invocada para modificar los términos de la oferta a otro signatario del acuerdo.

Es una definición muy amplia del derecho económico de los inversionistas la que enuncia el marco del ALCA: la lógica del derecho económico liberal impera sobre la del derecho internacional público.⁴⁹ De hecho, esto anula el peso que las fuerzas del mercado consideran tener sobre la regulación de las actividades y los contratos petroleros, la desigualdad del estatus entre los Estados huéspedes y las personas privadas.

⁴⁸ Jean Martin Martin-Amoureux, "L'intégration énergétique...", *op. cit.*, p. 9.

⁴⁹ Pierre Noël, "Production d'un ordre...", *op. cit.*, p. 112.

Esta desigualdad de estatus se elimina conforme se institucionalizan las relaciones entre los Estados productores de petróleo y los intereses petroleros privados, confiriendo más obligaciones a los primeros y mayores derechos y protección a los segundos; de hecho, las obligaciones con las compañías petroleras estadounidenses limitan mucho sus acciones dentro de la regulación de las actividades petroleras nacionales. Así, los Estados ya no deben exigir del inversionista: que se provea de bienes y servicios en el mercado nacional; o que reserve una parte de su producción para el mercado local —o al contrario— para la exportación; tampoco deberán ejercer control en la transferencia de capitales hacia el extranjero.

El ALCA reconoce igualdad de trato, tanto en el plano comercial y productivo como en el plano institucional, de tal suerte que si hay competencia entre mercados nacionales hay también competencia entre los Estados que se enfrentan por lo menos en el plano legislativo y fiscal para atraer más inversionistas privados hacia su propio sistema petrolero. Esto evidentemente repercute sobre la estructura de las industrias petroleras nacionales.

Transformación de las industrias petroleras nacionales

Como contraparte de la inserción de sus reservas petroleras en el sistema petrolero americano, los Estados latinoamericanos productores de petróleo esperan del ALCA la instauración de un régimen preferencial con su socio estadounidense. El acuerdo continental permitirá así a los Estados productores poner a la venta su producción de crudo y sus productos petrolíferos, atraer más inversionistas petroleros estadounidenses, asegurar la transferencia de tecnología en beneficio de su compañía petrolera nacional y adquirir mayor solvencia con los organismos financieros internacionales. La liberalización, la apertura y la desregulación de su industria petrolera nacional tendría entonces por efecto insertar más a los demás componentes de su economía nacional en los intercambios comerciales intra e interregionales.

Una diferencia subsiste, sin embargo, entre lo que los sistemas productivos nacionales de los países latinoamericanos (y, entre ellos, los sistemas petroleros) esperan del proceso de integración y lo que el proce-

so de integración puede aportarles. Esto puede provocar problemas por la gran desigualdad de las economías de estos países. De hecho, un acuerdo tal como el ALCA no puede aportar a los países de América Latina remedios específicos para cada una de las economías de la región.

Las transformaciones conllevarán a debilitar las estructuras internas de las industrias petroleras nacionales y al retroceso significativo de la autoridad pública en el control y el desarrollo de las actividades vinculadas al petróleo. Nos unimos al análisis de Ángel de la Vega Navarro cuando afirma que “el concepto de una ‘política energética continental’, tiene por objeto asegurar accesibilidad y disponibilidad de los recursos energéticos, eliminando los obstáculos para su exploración, producción y transporte, y facilitando la presencia y acción de las compañías privadas mediante la instauración de entornos institucionales favorables”.⁵⁰

Estados Unidos no tiene razón alguna para buscar en el marco del ALCA otros objetivos petroleros que los enunciados por el Tratado de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos. La orientación de este proceso de integración energética dependerá mucho del comportamiento adoptado por dos países pivote, México y Venezuela, que contribuyen con cerca de 29% de las importaciones totales de Estados Unidos. En otros términos, si México y Venezuela no inscriben al sector petrolero en la lista de los sectores que forman parte del acuerdo, éste no será ni liberalizado ni desreglamentado.

Si estos dos países optan por cooperar en vista de preservar su industria petrolera nacional, la integración energética será limitada. En cambio, si México retira el monopolio de Estado a Pemex y autoriza a las compañías petroleras transnacionales a invertir en su territorio, incitará a Venezuela a hacer lo mismo. Una competencia fuerte entre estos dos países pivote terminará por un juego de suma cero, en el cual ni la industria mexicana ni la industria venezolana obtendrán beneficio real. Los intereses petroleros privados tendrán entonces un acceso privilegiado a los muy importantes recursos petroleros.

El resultado de este juego depende en gran medida de la capacidad de estos países para adaptar su industria petrolera nacional a las exigencias del ambiente internacional. Las relaciones entre los Estados petroleros y sus compañías petroleras nacionales deben evolucionar en un contexto

⁵⁰ Ángel de la Vega Navarro, “Balance y perspectivas del TLCAN...”, *op. cit.*, 2004, p. 7.

más sereno y menos confrontado. Nadie duda que el verdadero reto se sitúa a este nivel; es decir, en la redefinición de las relaciones entre los Estados y su compañía petrolera nacional.⁵¹

CONCLUSIÓN

Como he mostrado, la seguridad de las reservas ha estado en el centro de las preocupaciones de los diferentes gobiernos estadounidenses. Las estrategias que establecieron para garantizar el flujo regular de petróleo hacia las estructuras productivas y de mercado de su economía nacional provenían más del ejercicio del poder estructural que del ejercicio del poder relacional. En este sentido, la difusión de los componentes de este poder estructural busca la creación de un espacio estructurado en el cual las fuentes petroleras estarían aseguradas: es lo que hemos llamado el sistema petrolero americano.

Se evidenció también que las reservas petroleras de Canadá y de América Latina constituyen reservas privilegiadas para Estados Unidos, por lo cual es prioritario crear estructuras e instituciones para tenerlas bajo control. Gracias al bilateralismo, al regionalismo y al multilateralismo, las estructuras del sistema petrolero de Estados Unidos se transformaron en modelo de referencia para la gran mayoría de los sistemas petroleros nacionales de los países latinoamericanos. Esto ha tenido consecuencias profundas en la coherencia de los sistemas petroleros nacionales así como en la redefinición de las prerrogativas de los Estados nacionales. La competitividad de los sistemas petroleros nacionales tuvo por efecto priorizar los intereses económicos privados sobre las preferencias colectivas nacionales y poner los sistemas institucionales nacionales en competencia, unos contra otros.

A partir de nuestras conclusiones, sería interesante profundizar en el análisis en términos jurídicos, políticos y de gobernanza de empresa sobre el futuro de la relación dual que une al Estado, accionista único de un sector público estratégico, con su compañía nacional de hidrocarburos. Desde que las limitantes estructurales —de orden financiero esencialmente— se imponen a ambos actores, esto tiene incidencia sobre su com-

⁵¹ Bernard Mommer, *Global Oil...*, *op. cit.*, p. 232.

portamiento y sus estrategias. ¿Cómo evoluciona, en este contexto, la relación Estado-empresa petrolera nacional? ¿Cómo y cuáles son las respuestas aportadas por estos actores? ¿Será la privatización del sector petrolero el único elemento para responder a los efectos no deseados de estas limitantes estructurales? En otros términos: ¿Qué regulación petrolera?, y ¿para qué tipo de gobernanza de las empresas petroleras nacionales?

EL GAS NATURAL LICUADO: UN FACTOR EN LA INTEGRACIÓN CONTINENTAL

Sergio Benito Osorio Romero

Pareciera como si en esta época dominada por aquellas actividades que integran lo que se ha dado en llamar “nueva economía”, los recursos naturales sólo pudieran ocupar un lugar secundario. Sin embargo, los hidrocarburos, con sus implicaciones políticas y geoestratégicas, siguen influyendo poderosamente en la coyuntura de la economía y las relaciones internacionales. Es el caso del gas natural licuado (gnl), que podría ser uno de los factores más dinámicos en la integración política y económica del continente americano.

Es conocida la trascendencia que ha tenido el petróleo en la sociedad contemporánea: en cambio, el gas natural considerado durante mucho tiempo subproducto de la explotación petrolera, ocupaba un lugar secundario. Pero un conjunto de transformaciones tecnológicas y en la disposición geográfica de los hidrocarburos en el mundo han conducido a revalorar la importancia de este energético; además, la licuefacción del gas natural facilita su transportación y su crecimiento comercial hasta alcanzar magnitudes que incluso están modificando el curso de las relaciones entre los países.

En Iberoamérica, el reciente interés por el comercio del gas natural licuado se traduce en un buen número de proyectos, que han arrancado con el nuevo siglo: en Trinidad y Tobago, Perú, Bolivia y México, así como en otros países que se aprestan a incorporarse, como Venezuela. En general, es un fenómeno que cursa bajo el fortísimo influjo de la economía estadounidense y que aparece siempre atribuido de grandes dimensiones económicas e internacionales.

Precisamente, la naturaleza reciente y la magnitud continental de este fenómeno es lo que nos llamó a tratar de aprehender sus causas y evolución.¹

En Sudamérica (a excepción de Venezuela por su lejanía de los centros de consumo) los recursos gasíferos han fluído a través de una amplia red de gasoductos que abastecen principalmente a Chile, Argentina, Uruguay y Brasil. Para esta región, la disposición segura de este energético ha significado, más allá del valor estratégico del combustible, la oportunidad de diversificar y complementar la planta industrial de algunos de estos países, al ser usado como insumo en múltiples procesos petroquímicos de alto valor agregado. De tal forma que el propio crecimiento del mercado fue creando la certidumbre regional de “poseer” una seguridad energética perdurable.

La confirmación de grandes yacimientos de gas en Bolivia y Perú, a fines de los años noventa, atrajo la atención de empresas internacionales que de manera muy rápida pusieron en pie sendos proyectos para exportar esos recursos hacia Norteamérica. En poco menos de un lustro ampliaron las actividades extractivas y sus gasoductos alcanzaron la costa peruana, donde se edifica una planta de licuefacción, al tiempo que se aceleran los planes para construir instalaciones de regasificación en las costas mexicanas para internar el gas en ese territorio y en la costa este de Estados Unidos.

Con esos proyectos la mayor parte de las reservas bolivianas y peruanas serán conducidas a un mercado de características mundiales; en tanto que el consumo local ocupará un lugar marginal y sus beneficios económicos se limitarán a la captura de ingresos fiscales. Es de prever que el propio ritmo de explotación de esas reservas se intensificará, al depender de una demanda mayor como lo es la estadounidense y la mexicana. De suerte que los países sudamericanos deficitarios tendrán que buscar otras opciones para satisfacer sus necesidades, quizás importando gas de lugares tan remotos como Australia o Indonesia.

En este escenario, la hipótesis que formulamos en este ensayo es que la expansión del mercado mundial de gas natural licuado está alterando

¹ Aprecio el interés que la Dra. Isabelle Rousseau manifestó por este tema en el marco del simposio “El petróleo en el TLCAN y en las negociaciones del ALCA” que coordinó en Bratislava, durante el mes de julio de 2004.

la integración del mercado sudamericano de gas, sustituyendo su lógica de acuerdos políticos regionales. De modo que los esfuerzos llevados a cabo por los gobiernos y agencias internacionales desde la segunda mitad de los años noventa,² se agotarán en la medida en que la cohesión política de sus miembros continúe debilitándose y los flujos de gas se vinculen al comercio mundial.

Sin pasar por alto que la inversión y la formación de precios son temas centrales en todo proceso de organización industrial, consideramos que como siempre ocurre en el caso de los hidrocarburos, hay otros factores —los de índole política y geoestratégica— que al final resultarán de mayor trascendencia que los estrictamente económicos. Por eso, el trabajo se ordena alrededor de cuatro aspectos: los elementos que caracterizan al mercado de gas natural licuado, en especial la naturaleza y magnitud de la demanda estadounidense; la importancia de las reservas que se pretenden exportar desde Bolivia y Perú; el espacio y las consecuencias del gnl en el mercado mexicano, y la influencia que pudiera tener este comercio en los procesos de integración continental en América.

Cada uno de estos temas, por su propia importancia, pudieran dar lugar a amplios estudios particulares, pero aquí se abordan sólo con el propósito de construir un escenario que favorezca la comprensión de un fenómeno que considero tendrá gran importancia: la incorporación del gas boliviano y peruano al comercio global del gnl. Este hecho viene a interrumpir la integración sudamericana que cursaba a través del tendido de una amplia red de gasoductos, con efectos positivos para la economía y la sociedad de prácticamente todos los países de la región. Empero, este nuevo fenómeno también empuja hacia una integración, sólo que más rápida y que articula directamente a los productores con un (el) gran consumidor localizado fuera y muy lejos de su ámbito regional. De este modo, el comercio del gas sudamericano va a tener una repercusión que hace menos de una década era insospechada: el reforzamiento de la integración energética México-Estados Unidos.

² “Integración del mercado del gas natural en América del Sur”, Organización Latinoamericana de Energía (Olade), 2001 <<http://www.olade.org.ec/php/index.php?arb=ARB0000197>>

Cuadro 1

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA POR TIPO DE FUENTE (%) 2003

Petróleo	37.3
Carbón	26.6
Gas natural	23.9
Hidroeléctrica	6.1
Nuclear	6.1

Fuente: BP, *Statistical Review of World Energy, 2004*, en "Prospectiva del mercado de gas natural 2004 -2013", Sener, México.

Cuadro 2

PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL

País	Producción*		Participación (%)	toma (%)**
	1993	2003	2003	
E.U.A.	50 329.1	53 143.4	20.99	0.55
Canadá	13 443.0	17 456.6	6.89	2.65
México	2 456.5	3 520.3	1.39	3.66
Argentina	2 079.3	3 965.2	1.57	6.67
Bolivia	290.1	502.9	0.20	5.65
Brasil	435.2	976.8	0.39	8.42
Trinidad y Tobago	570.6	2 398.5	0.95	15.44
Venezuela	2 253.4	2 843.3	1.12	2.35
Rusia	55 754.7	55 957.8	22.10	0.04
Irán	2 620.9	7 640.3	3.02	11.29
Qatar	1 305.6	2 978.7	1.18	8.60
Arabia Saudí	3 868.5	5 899.5	2.33	4.31
Argelia	5 425.6	8 007.8	3.16	3.97
Australia	2 369.5	3 210.8	1.27	3.09
China	1 566.7	3 297.9	1.30	7.73
India	1 537.7	2 911.0	1.15	6.59
Malasia	2 408.1	5 164.4	2.04	7.93
Total	201 161.6	253 241.2	71.03	2.33

* millones de pies cúbicos diarios.

** Tasa de crecimiento media anual.

Fuente: construido a partir de BP, *Statistical Review of World Energy, 2004*.

EL COMERCIO DEL GAS NATURAL LICUADO

El consumo de gas natural en el mundo, si se observara su evolución desde mediados de los años sesenta, había mantenido un comportamiento discreto, similar al desenvolvimiento económico general, con aumentos promedio de 3% al año. Sin embargo, rápidamente se ha colocado como la tercera fuente de energía primaria con un aporte de 24%, sólo por abajo del petróleo (37%) y del carbón (26%), pero muy por encima de la hidráulica y la nuclear. (Véase cuadros 1 y 2.)

Cuadro 3
CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL

País	Consumo*				Participación (%) 2003	toma** (%)
	1965	1980	1993	2003		
E.U.A.	46 392.90	54 787.53	57 824.30	60 909.42	24.31	0.52
Rusia	n.d.	n/d	39 245.86	39 245.86	15.66	0.00
Inglaterra	77.37	4 332.71	6 208.93	9 216.68	3.68	4.03
Canadá	2 195.37	5 077.40	7 427.51	8 452.66	3.37	1.30
Alemania	280.47	5 551.29	6 421.70	8 268.90	3.30	2.56
Irán	706.00	667.32	2 572.55	7 775.67	3.10	11.70
Japón	193.42	2 524.19	5 444.90	7 398.49	2.95	3.11
Italia	783.37	2 456.49	4 526.14	6 934.27	2.77	4.36
Ucrania	n.d.	n.d.	8 984.58	6 528.08	2.61	-3.14
Arabia Saudí	58.03	938.11	3 868.49	5 899.45	2.35	4.31
México	831.73	2 495.18	2 562.88	4 390.74	1.75	5.53
Francia	531.92	2 533.86	3 123.81	4 236.00	1.69	3.09
Holanda	174.08	3 249.53	3 665.40	3 800.79	1.52	0.36
Indonesia	48.36	676.99	2 330.77	3 442.96	1.37	3.98
China	87.04	1 257.26	1 566.74	3 172.16	1.27	7.31
Argentina	406.19	1 112.19	2 282.41	3 346.25	1.34	3.90
India	19.34	116.05	1 537.73	2 911.04	1.16	6.59
Venezuela	657.64	1 431.34	2 253.40	2 843.34	1.13	2.35
Corea del Sur	n.d.	n.d.	618.96	2 601.56	1.04	15.44
Brasil	9.67	96.71	435.21	1 537.73	0.61	13.45
Chile	58.03	67.70	154.74	676.99	0.27	15.90
Perú	38.68	67.70	38.68	9.67	0.00	-12.94
Total	67 901.73	140 435.97	200 832.82	250 581.64	77.26	2.24

* millones de pies cúbicos diarios.

** Tasa de crecimiento media anual 1993-2003.

n.d.: no disponible.

Fuente: construido a partir de BP, *Statistical Review of World Energy*, 2004.

El gas natural es un insumo industrial de valor estratégico para la petroquímica y un combustible básico para la generación de electricidad, así como para otros procesos industriales y domésticos. En los últimos diez años su demanda aumentó casi en un tercio, concentrándose mayoritariamente en seis países: Estados Unidos, Rusia, Alemania, Canadá, Inglaterra y Japón; aunque también destacan Irán, China, India y Brasil, que duplicaron su consumo; particularmente Corea del Sur, lo multiplicó cuatro veces en ese lapso. (Véase cuadro 3.)

Cuadro 4
FLUJOS MUNDIALES DE GAS NATURAL, 2003

<i>Gasoducto</i> (miles de millones de pies cúbicos)									
Desde									
<i>Hacia</i>	<i>E.U.A.</i>	<i>Canadá</i>	<i>Argentina</i>	<i>Bolivia</i>	<i>Holanda</i>	<i>Noruega</i>	<i>Rusia</i>	<i>Argelia*</i>	<i>Tótal de importaciones</i>
E.U.A.		98.6							98.6
Canadá	7.8								7.8
México	9.0								9.0
Brasil			0.7	4.9					5.6
Chile			5.7						5.8
Francia					6.8	13.3	9.7		31.8
Alemania					20.5	26.4	33.2		89.8
Reino Unido					0.5	6.6			7.5
Total de exportación	16.8	98.6	6.7	5.0	42.2	68.4	131.8	33.8	454.9
<i>Gas natural licuado (gnl)</i> (miles de millones de pies cúbicos)									
Desde									
<i>Hacia</i>	<i>E.U.A.</i>	<i>Trinidad y Tobago</i>	<i>Qatar</i>	<i>Argelia</i>	<i>Nigeria</i>	<i>Australia</i>	<i>Indonesia</i>	<i>Tótal de importaciones</i>	
E.U.A.		10.7		1.5	1.4			14.4	
Francia				9.2	0.7			9.9	
España			0.1	1.9	7.5	4.2	0.1	15.0	
Japón	1.6	0.8	9.1	4.9		10.3	24.1	79.8	
Corea del Sur		7.9	0.2		0.2	6.9	26.2	33.4	
Total de exportación	1.6	11.9	19.2	28.0	11.8	10.5	35.7	168.8	

* Las exportaciones de Argelia se realizan a países que no están considerados en la lista, pero que suman el total indicado.

Fuente: BP, Statistical Review of World Energy, 2004.

Si la evolución general del consumo de gas ha sido moderada, la de su comercio ha sido muy rápida; entre 1995 y 2003, casi duplicó sus flujos (véase cuadro 4). Esto no sólo indica la extraordinaria expansión de la demanda sino también la drástica disminución en la capacidad de autoabastecimiento de los países importadores. Durante esos años, el comercio de gas natural a través de ductos aumentó en 53% y en su forma de gnl lo hizo en 82% (véase cuadro 5). Sobresale que la mayoría de los países que importan gnl duplicaron sus compras externas y Estados Unidos las multiplicó por veinte. En este último país el aumento de la demanda repercutió en un incremento acelerado de sus precios de gas que pasaron de dos dólares el millón de unidades térmicas británicas (utb) a cinco dólares en sólo cinco años. (Véase cuadro 6.)

Cuadro 5

COMERCIO MUNDIAL DE GAS NATURAL (MILLONES DE PIES CÚBICOS DIARIOS)

	1995	2003	Diferencia (%)	Participación (%)
Ducto	28 629.0	44 009.8	53.7	73
gnl	8 949.6	16 335.7	82.5	27
Total	37 578.6	60 345.5	60.6	

Fuente: BP, *Statistical Review of World Energy*, 2004.

La escasez y los altos precios han sido estímulo para la innovación tecnológica en todas las áreas relacionadas con la exploración y la extracción de petróleo y gas. Así, se inició la explotación de fondos marinos con más de tres mil metros de tirante (profundidad) de agua y los descubrimientos de yacimientos de gas seco no han cesado de crecer; lo han hecho incluso en mayor proporción que los de petróleo. En los últimos años se han perfeccionado procedimientos industriales, al grado que instalaciones criogénicas³ que antes requerían grandes inversiones y espacios, hoy permiten comprimir y almacenar grandes cantidades de gas,⁴ y colocar el

³ La criogenia es la técnica para producir bajas temperaturas. El Instituto Nacional de Modelos y Tecnología de Estados Unidos ha sugerido que se aplique el término criogenia a todas las temperaturas inferiores a -150° C. *Enciclopedia Encarta*.

⁴ Al reducir la temperatura a -161° C el gas es comprimido en una proporción de 1 por 600 partes.

fluido en barcos tanque con capacidad para cargar 138 000 metros cúbicos, suficiente para alimentar una planta de generación de electricidad de 500 mw durante poco más de un mes.

Cuadro 6
PRECIOS PROMEDIO 1990 - 2003
(USD / millón de BTU)

	<i>E.U.A. Henry Hub*</i>	<i>U. Europea CIF (Cost, Insurance, Freight)</i>	<i>Japón GNL</i>
1990	1.64	2.82	3.64
1991	1.49	3.18	3.99
1992	1.77	2.76	3.62
1993	2.12	2.53	3.52
1994	1.92	2.24	3.18
1995	1.68	2.37	3.46
1996	2.76	2.43	3.66
1997	2.53	2.65	3.91
1998	2.08	2.26	3.05
1999	2.27	1.8	3.14
2000	4.23	3.25	4.72
2001	4.07	4.15	4.64
2002	3.33	3.46	4.27
2003	5.63	4.4	4.27

*Henry Hub es una referencia para contratos de futuros en el New York Mercantile Exchange; el nombre deriva de un punto de confluencia de ductos en Luisiana.

Fuente: BP, *Statistical Review of World Energy*, 2004.

La reducción de los costos en los procesos de licuefacción de gas y en su transporte por barco ha permitido poner a disposición de mercados con alto poder adquisitivo grandes cantidades de un producto escaso y estratégico, depositado en yacimientos distantes. Si hasta la década pasada el comercio de gas natural había sido asunto nacional o regional, confinado al alcance de las redes de gasoductos y, por lo tanto, no se podía hablar de un mercado mundial del gas a semejanza del mercado internacional del petróleo, hoy puede decirse que esa circunstancia forma parte del pasado.

El comercio mundial de gas natural licuado aparece como un nuevo fenómeno, cuyo origen podría ubicarse en 1959, año en que zarpó el primer cargamento de metano en el barco "The Methane Pioneer", des-

de Lake Charles, Louisiana, hasta Canvey Island, Gran Bretaña.⁵ Pero no fue sino hasta 1964 cuando el comercio se sistematizó, al comenzar a operar en Arzew, Argelia, la primera planta de licuefacción de gas natural para exportación que suministraba regularmente los requerimientos de Inglaterra y Francia.⁶

Cuadro 7
IMPORTACIONES DE GNL 1995 -2003*

<i>Países</i> 1995	1998	2000	2003	<i>Participación</i>	<i>tcma</i> **	
						2003 (%)
Estados Unidos	48.53	231.42	612.18	1 387.82	8.50	52.07
Bélgica	453.82	410.11	440.45	304.64	1.87	-4.86
Francia	679.34	919.13	1 020.42	954.55	5.85	4.34
Italia0.00	197.60	483.37	533.85	3.27	21.99	
España	658.30	545.26	736.73	1 454.55	8.91	10.42
Turquía	126.07	320.12	385.25	482.59	2.96	18.27
Japón	5 725.26	6 356.88	7 195.85	7 714.74	47.25	3.80
Corea del Sur	881.92	1 324.18	1 812.92	2 536.76	15.54	14.12
Taiwan	336.34	505.50	589.83	723.41	4.43	10.05
Total	8 909.59	10 810.20	13 359.98	16 328.91	98.55	7.87

* millones de pies cúbicos diarios.

** tasa de crecimiento media anual 1995-2003.

Fuente: Construido a partir de BP, *Statistical Review of World Energy*, 2004.

Durante los cinco lustros siguientes, el comercio se mantuvo reducido a unos cuantos países, principalmente para abastecer a Japón y Corea del Sur desde distintos puntos en la cuenca del Pacífico. Aún ahora las importaciones de ambos países absorben 63% de este comercio (véase

⁵ “[...] desde el siglo XIX Michael Faraday experimentó con la licuefacción de diferentes gases; en 1873, Karl van Linde construyó el primer compresor refrigerado [...] y la primera planta comercial de gnl fue construida en Cleveland, Ohio, en 1941”, “History of Liquefied Natural Gas”, Dominion LTD <http://www.energy.uh.edu/LNG/LNG_introduction_06.asp>

⁶ Este puerto concentra la mayor capacidad de licuefacción en el mundo con tres plantas en Arzew y una más en Skikda, para reunir 19.6 millones de toneladas al año. Sonatrach, *Commercialisation Gaz & Développement International*, 4^{ème} édition, diciembre, 2004.

cuadro 7). No obstante, durante la última década, los flujos se multiplicaron y situaron a este producto en proporción muy cercana a un tercio de los intercambios mundiales de gas natural, al incorporar nuevas zonas de origen y destino hasta dar a esta actividad dimensión mundial.

Tecnológicamente la licuefacción de gas no es un procedimiento nuevo, pues desde los años cuarenta se utilizaba. Lo que sí es novedad son los múltiples procedimientos de ingeniería que han facilitado la ampliación de las instalaciones y la reducción de sus costos.

Las inversiones requeridas para la construcción de barcos y plantas de licuefacción han caído de manera extraordinaria en los últimos diez años. Mientras los costos de extracción de gas se redujeron 20%; las plantas de licuefacción y los tanques de almacenamiento lo han hecho de 30 a 45%; los fletes han caído 30%, y se espera una disminución mayor en la medida en que se duplique la capacidad de carga; asimismo, las plantas de regasificación y las líneas de distribución han bajado de 15 a 25%.⁷ Todo lo cual hace posible satisfacer con oportunidad las necesidades diarias de mercados tan importantes como el de Estados Unidos, al superar grandes distancias, y vencer obstáculos oceánicos gracias a la construcción de gasoductos transcontinentales.

En general, el negocio del gas natural licuado se integra a través de fases basadas en la complejidad técnica y el grado de control empresarial que inciden en el precio final: la exploración y el desarrollo de yacimientos de gas seco, 26%; gasoductos y unidades de licuefacción, 31%; barcos (fletes), 29%, y plantas regasificadoras, 14%. Todas las fases son operadas por un reducido número de consorcios con contratos de largo plazo (15 a 20 años). Como señalaran D. Yering y M. Stoppard: “es un negocio que permite saciar las grandes necesidades industriales con reservas localizadas en territorios alejados con avidez de ser monetizadas”.⁸

El dinámico comercio de gas obliga, entre otras cosas, a construir instalaciones de almacenamiento cada vez más grandes y próximas a los cen-

⁷ “The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook”, Energy Information Administration (EIA), 2004 <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/analysispaper/global/sources.html>>

⁸ Daniel Yergin y M. Stoppard, “El gas es el próximo premio”, *Foreign Affairs*, enero-marzo, 2004 <<http://www.foreignaffairs-esp.org/20040101faenespessay040112/daniel-yergin-michael-stoppard/el-gas-es-el-proximo-premio.html>>

tros de consumo. Empero, ciertas circunstancias políticas y medioambientales provocan resistencias sociales que llevan a los gobiernos a incrementar las exigencias de seguridad y prevención de desastres; por ello, las empresas que realizan estos negocios se han visto obligadas, en primer lugar, a posponer sus proyectos y, luego, a proyectar nuevos tipos de logística (estaciones bajo la superficie marina) que involucran cuantiosas inversiones, las que a su vez demandan garantías más firmes para mantener el suministro y la rentabilidad global de los proyectos en el largo plazo.⁹

La industria del gas natural licuado y su comercio forman un complejo que requiere analizarse de la manera más amplia posible. En tanto que sectores relacionados industrialmente como la electricidad y el gas viven procesos de desregulación, “desverticalización” y formación de mercados *spot*, el comercio del gas licuado, aún cuando comienza a reestructurarse todavía es una actividad que depende de los contratos de largo plazo.

Este comportamiento se debe en parte al hecho de que el gnl aún no es un sector maduro, y la viabilidad de sus proyectos todavía requiere de un alto grado de integración y certidumbre entre el proveedor y el consumidor. Es posible que en la medida en que madure siga el camino de la fragmentación, para que las empresas puedan explotar más intensivamente cada segmento del mercado. De cualquier manera, el despliegue de las habilidades organizacionales de las empresas que participen en este sector repercute en la normalización de los mercados internos y, por esta vía puede crear fricciones y conflictos sociales de gran magnitud como los que ahora ocurren en Bolivia, por decisiones comerciales que han adoptado las empresas que realizan la explotación de las reservas de gas natural de ese país (como se abordará más adelante).

EL INFLUJO ESTADUNIDENSE

Los cambios tecnológicos en la generación de electricidad llevaron en la última década del siglo xx a la proliferación del uso de turbinas alimentadas con gas para generar electricidad. La tecnología de ciclos combina-

⁹ “Terminal gnl Mar Adentro”, en Baja California, y “Port Pelican” en aguas profundas del Golfo de México, Chevron Texaco.

dos,¹⁰ con eficiencias térmicas mayores a 50%, dejó atrás las unidades tradicionales de vapor con eficiencias de 30%. La nueva tecnología redujo la escala, los tiempos de construcción y por supuesto la inversión, en beneficio de una rentabilidad que promovió la desregulación de los mercados de electricidad en todo el mundo.

La evolución del parque de generación de electricidad en Estados Unidos es muy ilustrativa para explicar el progreso del mercado del gas natural. Aun cuando la demanda de electricidad se redujo drásticamente en el último cuarto de siglo,¹¹ la incorporación de nueva capacidad no se detuvo. En los años sesenta, se instalaron 18 GW (gigavatios) por año; 20 en los ochenta, y en 2002 se llegó al máximo de construir 72 GW, es decir 8% de una base de generación que en ese año ascendió a 905 GW. La competencia y los altos precios al mayoreo estimularon el retiro de instalaciones antiguas; de los 187 GW que se agregaron entre 2000 y 2003, 95% consume gas natural y 59% son ciclos combinados.

Para los próximos veinte años se pronostica¹² que habrá una capacidad adicional de 356 GW; de esa cantidad, 62% consumirá gas. En otros términos, y como lo he señalado, la transformación de las plantas de electricidad hizo crecer la demanda de gas natural, lo que impactó en sus precios.¹³ Se prevé que para 2025, el consumo anual de este energético será de 29 000 millones a 34 000 millones de pies cúbicos (mmpc); es decir, 50% más que en 2002; de esa cantidad, el sector de la electricidad absorberá un tercio. En contraste, la extracción estadounidense de gas se ubicará entre 21 y 25 mmpc,

¹⁰ Consiste en utilizar la combustión del gas natural (turbina de gas) y el vapor que producen los gases de escape (caldera de recuperación y turbina de vapor) para generar electricidad. Ambos procesos funcionan de manera complementaria, lo que permite alcanzar rendimientos energéticos muy elevados, ya que se obtiene electricidad en dos etapas utilizando una sola fuente de energía <<http://www.gasnatural.com>>

¹¹ En los años sesenta la demanda de electricidad crecía a un ritmo superior a 7% anual (más del doble que la economía); sin embargo, distintos factores como el aumento de la eficiencia en los equipos eléctricos, la saturación de las aplicaciones, la adopción de normas de calidad más estrictas y de programas de ahorro de energía, redujeron su tendencia hasta 1.8%. Véase “Annual Energy Outlook 2004”, EIA, “Country Analysis Brief, USA: Electricity”, EIA <<http://www.eia.doe.gov/analysis/2001anal01.html>> y <<http://www.eia.doe.gov/cabs/usa.html>>

¹² *Idem.*

¹³ Desde 1.5 dólares el millar de pies cúbicos en 1995 hasta 5 dólares en 2003, con picos que han rebasado los 10 dólares.

que deberá complementarse con importaciones provenientes de Canadá (que sólo podrá aportar 3.7 mmpc hasta el 2010 y después descenderá hasta 2.6 mmpc, debido a la declinación de sus reservas) y de otras fuentes, en particular, con gas natural licuado de lugares muy distantes y diversos. (Véase cuadro 8.)

Cuadro 8
EXPORTACIONES DE GNL 1995-2003*

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	tona	Parti- ** ción (%)
Indonesia	3 206.0	3 463.9	3 454.1	3 492.8	3 755.0	3 444.6	3 076.7	3 321.5	3 448.7	0.7	21.1
Argelia	1 772.5	1 891.2	2 351.1	2 409.1	2 492.3	2 539.6	2 471.1	2 600.7	3 127.7	5.1	16.6
Malasia	1 249.5	1 707.8	1 944.7	1 877.0	1 988.3	2 029.1	2 023.1	1 985.4	2 265.0	7.8	13.9
Qatar	280.6	464.4	786.6	1 354.7	1 600.3	1 798.6	1 855.9	34.8	11.4		
Trinidad y T.	198.3	338.7	353.1	514.7	1 155.8	56.2	7.1				
Nigeria	71.5	541.3	757.6	758.5	1 140.2	99.1	7.0				
Australia	949.2	974.5	948.2	957.8	974.3	975.5	986.9	970.4	1 017.4	0.9	6.2
Brunei	813.6	839.4	793.4	783.7	813.7	848.1	870.8	884.3	935.6	1.5	5.7
Omán	238.3	718.9	770.2	891.1	45.6	5.5					
Emiratos											
Árabes Unidos	658.6	714.0	725.6	686.9	684.0	668.7	685.0	662.8	687.9	0.0	4.2
E.U.A.	155.0	173.7	164.5	174.2	159.6	159.2	173.2	164.5	158.6	0.0	1.0
Libia	145.3	115.8	106.4	87.1	92.9	77.2	74.5	61.0	72.6	-8.3	0.4
Total	8 949.6	9 880.4	10 768.6	10 933.0	12 016.7	13 215.0	13 830.8	14 511.9	16 328.9	7.8	

*millones de pies cúbicos diarios.

**tasa de crecimiento medio anual 1993-2003.

Fuente: BP, *Statistical Review of World Energy*, 2004.

La dependencia externa de su abasto está obligando a Estados Unidos a buscar alternativas que le permitan disminuir las tendencias de los precios en el mediano y largo plazo, pues con esos niveles de precios, el uso del carbón o de energía nuclear vuelve a ser viable. En este contexto, el mercado del gnl se está abriendo a velocidad vertiginosa en Estados Unidos; se piensa que en los próximos diez años este producto llegará a cubrir más de un tercio de las importaciones.¹⁴ Por la magnitud de sus compras externas el abasto de gas natural se está transformando para Estados Unidos en asunto de seguridad nacional que imprimirá gran

¹⁴ Las importaciones estadounidenses de gas licuado pasaron de 637 millones de pies cúbicos diarios en el año 2000 a 1 388 millones en 2003; se estima que, en 2010, llegarán a 2.2 mmpc, y significarán 39% de su abasto externo.

intensidad a su relación con todos aquellos países que posean reservas significativas de gas.

En este escenario, aparecen Perú y Bolivia, que distintas perspectivas colocan súbitamente como una fuente posible de energía para el abasto estadounidense.

LOS YACIMIENTOS DE CAMISEA Y TARIJA

Camisea

Entre 1983 y 1987 Petroperú y Shell¹⁵ descubrieron los yacimientos de gas natural de Camisea. Se encuentran en la selva amazónica del departamento de Cusco, en los campos Cashiriani y San Martín (llamados lote 88 o Camisea). Suman 8.7 miles de millones de pies cúbicos de gas y 411 millones de barriles de líquidos del gas. Las reservas totales de Perú ascienden a 40 000 millones de pies cúbicos: 20 000 millones se encuentran en la Selva Sur, 5 000 millones al noroeste y 15 000 millones en otras áreas; de ellas, las reservas probadas ascienden a 11 000 millones de pies cúbicos, en tanto que las probables y posibles sumarían 29 000 millones.

Camisea representa 79% del total de los recursos gasíferos presentes en Perú.¹⁶ Por estas magnitudes las autoridades peruanas decidieron impulsar un proyecto de exportación cuyo desarrollo tendría por lo menos una vida de 30 años. De hecho el proyecto se inició desde mediados de los años ochenta. El 9 de agosto de 2004,¹⁷ el gas estuvo listo para fluir en estaciones de Lima y el puerto del Callao, a través de un gasoducto de 740 kilómetros de longitud con capacidad para transportar, al principio, 450 millones de pies cúbicos por día.

La explotación del gas, su transporte, licuefacción y comercialización están a cargo del consorcio “Perú LNG”¹⁸ que comenzó a operar en di-

¹⁵ Esta última empresa llevaría a cabo un importante trabajo de exploración y se retiraría en 1998 por diferencias con el gobierno peruano relativas al dominio de las reservas.

¹⁶ “El proceso de evaluación ambiental y social del proyecto Camisea”, Banco Interamericano de Desarrollo (BID), julio de 2002 <<http://iadb.org>>

¹⁷ Véase Ministerio de Energía y Minas del Perú <www.minem.gob.pe/common/prensa/data/nothoy1315.pdf>

¹⁸ Está formado por Hunt Oil, 36% (E.U.A.); Pluspetrol, 26% (Argentina); SK

ciembre del año 2000. Recientemente, las empresas que lo conforman obtuvieron la concesión, por cuarenta años, para desarrollar el bloque 56 (llamado “Pagoreni”) que contiene reservas por 4 000 millones de pies cúbicos, con posibilidad de producir 600 millones de pies cúbicos diarios (mpcd) a partir del 2007.

Por otra parte, la extracción, el transporte y la transformación de hidrocarburos van a impactar en la alta diversidad de la Reserva de Apurímac y del Parque Nacional del Manú, circunstancia que genera un fuerte movimiento opositor de ambientalistas dentro y fuera de Perú, y que ha llevado al BID y a otros organismos financieros a establecer condiciones de protección ambiental adicionales. Pero en opinión de las organizaciones ambientalistas, las nuevas condiciones son satisfechas de manera muy parcial por las empresas: de tal suerte que en su opinión el proyecto afectará negativamente al medio ambiente de la región y en particular a la población indígena “voluntariamente aislada o descontactada de la región del bajo Urumbamba”.¹⁹

Dada la magnitud de los yacimientos de gas natural, las autoridades peruanas están intentando estimular el uso del gas en el consumo doméstico, la generación de electricidad, la petroquímica y hasta su uso como carburante a través de la exención al impuesto sobre el onsumo. La empresa Gas Natural de Lima y Callao (GNLC), filial de Tractebel,²⁰ se ha comprometido a conectar, en un plazo de seis años, a 70 000 consumidores. El gobierno, por su parte, busca ampliar la cobertura del suministro eléctrico con la construcción masiva de plantas de ciclo combinado; esto llevaría a fijar el consumo local en 400 mpcd en el año 2014.²¹ Con tal escenario, el consumo debería aumentar a tasas superiores a 20% anual, lo que implica una serie de inversiones —como las de infraestructura eléctrica— que aún no se han hecho. En este país, el esquema de precios del gas natural para grandes consumidores (como los generadores de electrici-

Corporation, 16% (Corea del Sur); Sonatrach, 10% (Argelia), y Tecpetrol, 10% (filial argentina de Techn-Italia).

¹⁹ BID, *op. cit.*

²⁰ Tractebel es una empresa trasnacional de origen belga que participa en los mercados de energía de América Latina; entre sus principales negocios está la generación de electricidad en Brasil y la distribución de gas en la región de Guadalajara, México.

²¹ Convenio de cesión de contrato Boot de distribución de gas natural de las provincia de Lima y el Callao, mayo, 2002.

dad) se estima en 1.94 dólares el millón de utb, tras la puesta en operación comercial del proyecto. Esto contrasta con los cuatro o cinco dólares que este mismo tipo de consumidores paga en países como México.²²

El eje del proyecto es la licuefacción de 625 mpcd de gas con vista a su exportación a Estados Unidos vía México, a partir del año 2008.²³ Por sí sola, esa demanda más amplia y lucrativa puede establecer la viabilidad financiera del aprovechamiento de las reservas peruanas de gas en el corto plazo. La exportación de gnl está planeada para un umbral de 20 años. Durante ese lapso, “Perú LNG” invertirá recursos por 3.3 miles de millones de dólares y podrá obtener ingresos, de la venta de gas y condensados a valor presente, por 8 000 millones, pagando regalías al Estado peruano por 2.3 miles de millones de dólares.²⁴

Tarija

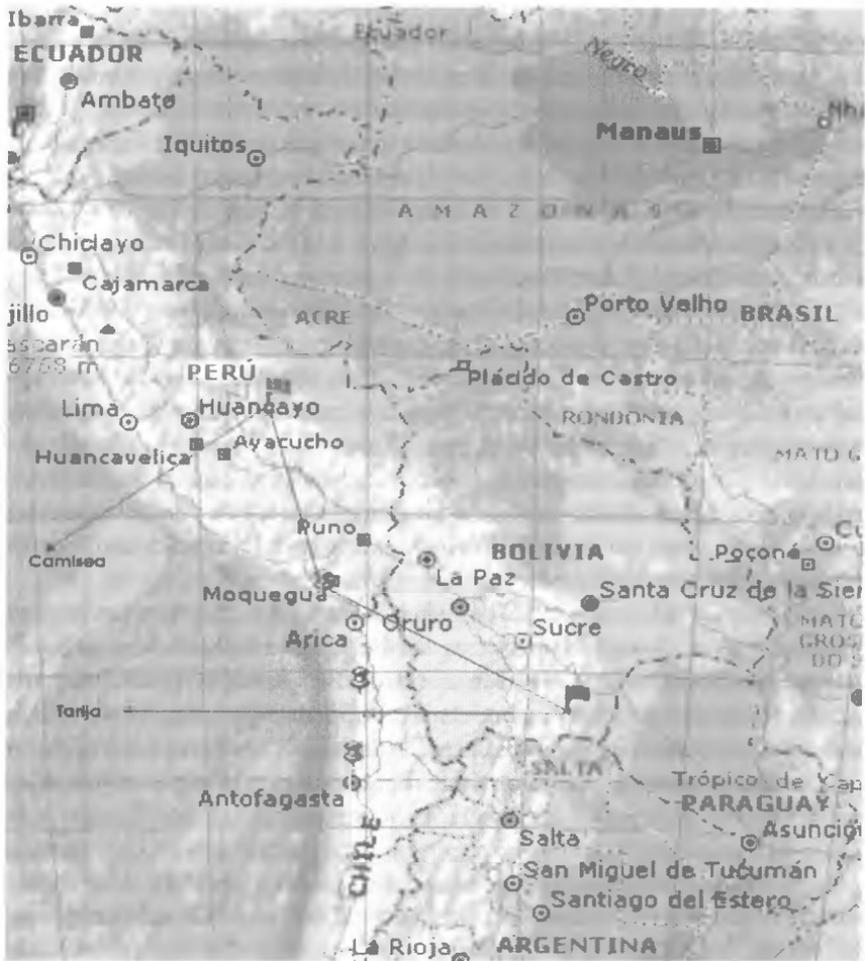
En la parte suroriental del Gran Chaco, departamento de Chuquisaca, se encuentra Tarija, que encierra la mayor parte de los 52 000 millones de pies cúbicos del gas boliviano.²⁵ La región se compone de cuatro campos: San Alberto, San Antonio, Margarita e Itau (véase mapa 1). Aun cuando la estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) había iniciado su prospección desde mediados de los años sesenta, es solamente a mitad de los ochenta cuando se realizan los primeros descubrimientos importantes (a profundidades de 2 200 metros). Sin embargo, a pesar del valor comercial de las reservas, las dificultades financie-

²² La contribución al Estado se deriva de un esquema impositivo de 37.24% sobre el valor del crudo y de 30% para el gas natural, ambos a boca de pozo. De tal modo que los ingresos públicos, la renta que recibiría el Estado peruano por la explotación de sus yacimientos de hidrocarburos, ascendería a una cantidad similar a los 115 millones de dólares al año. Véase Luis Ortigas, “El Proyecto de Camisea y su efecto en el Perú”, Universidad de Piura, Perú, 2004.

²³ Véase *República del Perú, integración peruano-boliviana: planteamiento del Perú sobre el proyecto del gas boliviano*, Ed. Ministerio de Relaciones Exteriores, Ministerio de Energía y Minas, 23 de agosto de 2002.

²⁴ *Ibid.*, p. 167.

²⁵ Las reservas probadas, a enero de 2004, son 27.6 miles de millones de pies cúbicos y las probables 24.7 miles de millones, lo que suma 52.3 miles de millones. Consultora Goldyyer and Mac Naughton.



Mapa 1. Los yacimientos de Camisea y Tarija

ras, de transporte y el escaso mercado, impidieron a la empresa explotar a gran escala los recursos encontrados.

El gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada inicia la privatización de los hidrocarburos en Bolivia con la Ley de Capitalización (1994) y, más tarde, con la aprobación del Congreso de la nueva Ley de Hidrocarburos.

ros en 1996. El resultado inmediato fue el desmembramiento de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos en diferentes empresas de exploración, transporte, refinación y servicios.

En estas nuevas circunstancias YPFB suscribió en 1996 diversos contratos de riesgo con Petrobras (50% para cada empresa) en los campos San Alberto y San Antonio, y se inició la perforación de pozos profundos (4 500 metros), la construcción de plantas de tratamiento de gas y el tendido de ductos.²⁶ Los resultados fueron extraordinarios: para enero de 2003, se contabilizaron reservas por 7.3 miles de millones y 5.9 miles de millones de pies cúbicos. En el campo Margarita (bloque Caipependi), YPFB se asoció con Repsol YPF (a través de Maxus Bolivia Inc.); se localizaron reservas por 13.4 mmpc. Con el mismo procedimiento, suscribió un contrato con Total Fina Elf para el campo Itau, cuyas reservas alcanzan los 4.1 mmpc. La magnitud de las reservas gasíferas de Tarija (23.7 mmpc) son, hasta ahora, las de mayor tamaño en su tipo en América del Sur y representan un interesante ejemplo de la colaboración entre una empresa estatal y entidades transnacionales.

La Ley de Hidrocarburos marginó a YPFB y sólo vinculó a las empresas extranjeras al pago de una tasa de 18% por concepto de regalías.²⁷ Las empresas privadas condicionaron sus inversiones a la casi desaparición de la empresa estatal y al control pleno sobre los yacimientos. Bajo el amparo de esa ley, las petroleras internacionales reconocieron sólo una pequeña parte de las inversiones que había realizado YPFB en el levantamiento de estudios, exploración y construcción de la infraestructura que permitieron la identificación y la exploración básica de los campos. Petrobras, por ejemplo, sólo reconoció en favor de YPFB, doce millones de dólares como costo de la perforación del pozo X9, en San Alberto, a una profundidad de 4 500 metros; cuando el valor reconocido internacionalmente para ese tipo de obras está en el rango de 60 millones de dólares; en esa situación, la empresa estatal no tuvo más remedio que liquidar sus unidades operativas.²⁸

²⁶ Pozos San Alberto (X9 y Sábalo X1): José Guillermo Tórrez Gómez Ortega, "Historia de cuatro campos".

²⁷ Véase Ley núm. 1689 (Hidrocarburos), Gonzalo Sánchez de Lozada, presidente constitucional de la república de Bolivia, 30 de abril de 1996 <www.sirese.gov.bo/MarcoLegal/Hidrocarburos/PDF/H_DS_24577.pdf>

²⁸ Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos surge en 1936, de la nacionalización

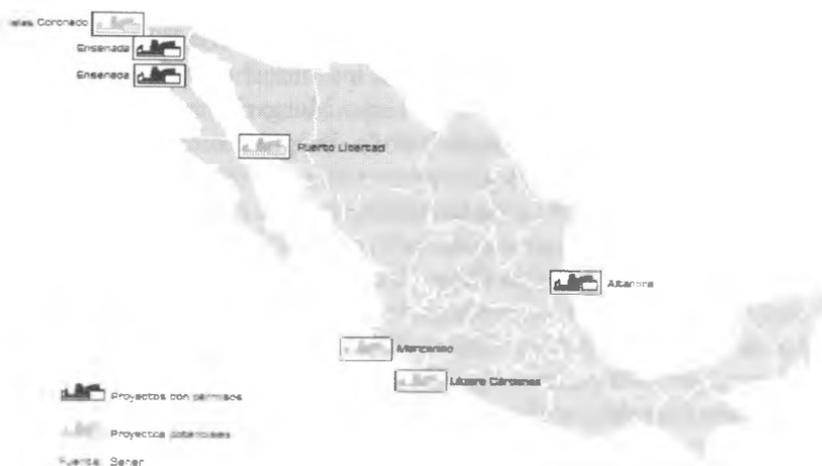
En 2001, se formó el consorcio “Pacific LNG”, con el fin de exportar gas natural a los mercados de México y Estados Unidos.²⁹ Las empresas participantes obtuvieron en sociedad los derechos sobre el bloque Caipependi; en particular sobre el campo Margarita que contiene una de las mayores reservas de gas de Bolivia. Propusieron construir un gasoducto (de 42 pulgadas) hasta un puerto chileno,³⁰ donde se construiría una planta de licuefacción y las instalaciones para embarcar el gas hasta las costas mexicanas (véase mapa 2). El proyecto incluía además la construcción de una planta de regasificación en Baja California y un gasoducto de 64 kilómetros, hasta entroncar con la red de Estados Unidos. Unos 800 millones de pies cúbicos diarios de gas boliviano alimentarían plantas de energía eléctrica en Baja California y el sur de California. La distribución final del gas estaría a cargo de las compañías Sempra Energy y CMS Energy que así formarían parte del consorcio “Pacific LNG”. Se estima que el proyecto comprometería una inversión de 5 000 millones de dólares y debería estar operando en 2008.

Este proyecto ofrecería ventajas económicas evidentes. El precio a boca de pozo oscilaría entre 0.70 y 1.10 dólares por millar de ptu, lo cual con el precio final en Norteamérica, arrojaría un beneficio extraordinario para los inversionistas. En cambio, para el Estado boliviano la recaudación fiscal, por regalías e impuestos, derivada de este enorme proyecto (incluido un posible ramal hacia Brasil) ascendería a 300 millones de dólares anuales. Esta cifra parece bastante limitada en relación con los

que hizo el Estado boliviano sobre los activos de la Standard Oil por fraude fiscal. En 1996, el presidente Sánchez de Lozada, bajo el “Plan para Todos”, inicia una reforma impositiva y de capitalización de las empresas públicas para aumentar sus recursos de inversión. En el caso de YPFB, el gobierno buscó socios extranjeros que debían aportar recursos equivalentes a 50% de los activos de la empresa, e inició nuevas sociedades bajo control de los nuevos socios; otro 50% sería colocado en acciones entre los bolivianos mayores de 18 años. Hasta ahora, YPFB sólo administra los contratos de riesgo compartido del Estado. Pero a partir del referéndum de 2004, se pretende revitalizar a YPFB, y la alternativa inmediata sería rescatar las filiales privatizadas cuyos administradores no han podido pagar los impuestos de ley. “Libro de Oro de YPFB”, YPFB <www.yxfb.gov.bo>

²⁹ Dicho consorcio está integrado por Repsol-YPFB (37.5%), British Gas (37.5%) y British Petroleum (25%).

³⁰ Hasta ese momento las opciones eran: Patillos a 698 km y Mejillones a 713 km de Margarita.



Mapa 2

Fuente: Prospectiva del mercado del gas natural 2004-2013, Sener, México.

beneficios que arrojaría el mismo proyecto y, sin duda, aún más considerando las necesidades de la sociedad boliviana. Tal es la paradoja, que sólo una reducida parte de la población boliviana tiene acceso al gas natural. Hay pequeñas redes en las ciudades que cubren a menos de 20 000 usuarios la mayor parte de los 8.4 millones de habitantes utiliza gas licuado de petróleo (glp) y leña en las comunidades rurales.

Desde que se hicieron públicas las expectativas sobre los beneficios que pudiera arrojar la explotación del gas, sobrevino una gran movilización social de organizaciones indígenas y regionales, al punto que se especuló en torno de la posible desintegración territorial de Bolivia.³¹ La movilización desembocó en la caída del presidente Gonzalo Sánchez de Lozada (2003) y en el arribo de Carlos Mesa Gisbert, quien debió con-

³¹ El 28 de enero de 2005 el Comité Cívico Pro Santa Cruz, formado por empresarios, sindicatos y alcaldes, constituye una Asamblea para integrar un gobierno autónomo. Un movimiento similar existe en la vecina provincia de Chuquisaca, en la ciudad de Tarija. Ambas provincias, además de ser el centro económico de Bolivia, poseen las principales reservas de hidrocarburos de ese país. Diario *El País*. España, 29 de enero de 2005.

vocar un referéndum sobre la exportación del gas (julio de 2004) que culminó con el reclamo mayoritario de nacionalizar nuevamente las riquezas de hidrocarburos de ese país.

Al mismo tiempo, amplios sectores de la sociedad boliviana entendieron que los grandes recursos carburíferos de su país hacían oportuno replantear su reivindicación histórica de contar con una salida al mar, perdida en el siglo XIX en la guerra con Chile (1879-1883). El propio presidente Mesa lo entendió así, y antepuso al proyecto de exportación, las negociaciones con Chile y Perú a fin de contar con un puerto bajo administración boliviana. De este modo, las consideraciones políticas son determinantes para la localización del punto de embarque del gnl.

Es conocido que Chile es uno de los países menos dotados de recursos energéticos en el continente y que depende de sus vecinos para satisfacer sus necesidades. En este sentido, el gobierno boliviano sabe que el gas es un poderoso instrumento para recuperar su salida al mar, y que una planta de licuefacción va a constituir un polo económico atractivo donde se instale. El puerto marítimo que despachará a los grandes buques con gas licuado crecerá con dinámica propia y alcanzará magnitud internacional. Por ello, la decisión del gobierno boliviano para concertar la exportación de gas desde un puerto peruano está orientada a obtener, al menos, un corredor hacia el Pacífico bajo soberanía boliviana y a negar estos beneficios a un país con el que mantiene una diferencia histórica.

Como efecto de las presiones sociales, el 8 de septiembre de 2004, el presidente Carlos Mesa envió al parlamento una nueva Ley de Hidrocarburos que restablece la propiedad estatal sobre los hidrocarburos y pretende fortalecer a la empresa estatal YPFB como eje de una nueva política energética del Estado boliviano. Sin embargo, este proyecto, aunque modifica los procedimientos fiscales, y abre la posibilidad para incrementar el monto de las regalías que pagan las empresas extranjeras, mantuvo las tasas impositivas vigentes, lo que dio nuevos bríos a la exigencia social —y particularmente de la población que habita las regiones gaseras— por la nacionalización plena de la industria de los hidrocarburos en Bolivia.

Esta decisión gubernamental estuvo precedida por el Convenio de Cooperación e Integración Económica suscrito por Perú y Bolivia, que delinea un acuerdo para que el gas boliviano pueda exportarse desde el

puerto peruano de Ilo.³² El convenio peruano-boliviano significa, en los hechos, vincular las reservas de ambos países; separándose del diseño original³³ establecido por las corporaciones poseedoras de los yacimientos, de la infraestructura y las vías de distribución del gas en el extranjero.

Por ejemplo, “GLN Perú” está vinculado con Sempra–Shell, que construye una planta de regasificación en Baja California (Costa Azul) para participar en el suministro de gas al oeste de Estados Unidos.³⁴ Para Repsol³⁵ estos proyectos significan su ingreso por primera vez al abasto de gas a Norteamérica; mientras, “Pacific GLN” está relacionada con Chevron-Texaco, que edifica una planta en Baja California (isla Coronado), y pretende fortalecer su presencia en el mismo mercado.

Pero el convenio peruano-boliviano encierra un problema geográfico que se traduce en un esfuerzo de inversión que las empresas operadoras no aceptan sufragar. Camisea y Tarija se encuentran separadas por más de 1 700 km, aunque son equidistantes del puerto de Ilo en un rango de 850 kilómetros. Se trata de una distancia de gasoductos mayor a la que se tenía prevista en cada uno de los proyectos. La decisión de los dos gobiernos, según las empresas, pudiera llevar a la postergación del proyecto boliviano.

En efecto, existen tres posibilidades adicionales para llevar gas natural licuado a las costas de Baja California. Desde Australia: Gorgon es un yacimiento con 12.9 mmpc que explotan conjuntamente Chevron Texaco, Shell y Exxon-Mobil; buena parte de ese gas iría a la planta que Chevron pretende construir atrás de la isla Coronado.³⁶ Desde Indonesia: Tangguh, en la provincia de Papua, contiene reservas por 14 mmpc y es explotado por British Petroleum para llevar gas a Fujian y Jianguo en

³² A 890 kilómetros de las reservas peruanas de Camisea (Margarita).

³³ “Gas: debate nacional”, en *Integración peruano-boliviana: planteamiento del Perú sobre el proyecto del gas...*, op. cit., p. 183. Semanario *Pulso*, La Paz, Bolivia, enero de 2004 <www.pulsobolivia.com>

³⁴ RES/147/2003 *Sempra y Pinhandle Eastern Pipeline Company CMS*, Comisión Reguladora de Energía, México <www.cre.gob.mx>

³⁵ Las reservas de gas boliviano, en los libros de esta empresa, representaron en 2003, 14% de sus ingresos en el rubro.

³⁶ Los permisos de las autoridades mexicanas de medio ambiente les fueron otorgados el 16 de septiembre de 2004 después de una larga controversia pública con organizaciones ambientalistas y algunos congresistas.

China, aunque parte importante se pretende vender a Sempra en Baja California (Costa Azul). Y desde Rusia: en Sakhalin II, donde Shell junto con Mitsubishi y Mitsui, construye una enorme planta de licuefacción con tres trenes de 3 000 millones de pies cúbicos (mmpc). El propósito es garantizar el suministro a Japón, pero también a California a través de la planta de Costa Azul que Shell compartirá con Sempra. La mayoría de estos proyectos está previsto que operen en 2007.³⁷

Dichos proyectos reflejan obviamente la competencia entre los grandes conglomerados transnacionales por adquirir una posición dominante en el mercado de la costa oeste de Estados Unidos, el cual recién se abre al gnL. Es en ese escenario que se ubica la pretensión peruano-boliviana de vincular sus reservas.

El conjunto de estos proyectos, incluidos los de Bolivia y Perú, representa la magnitud de la demanda futura de la cuenca del Pacífico; es decir, de California, pero también de Japón, Corea y China, y es claro que no se han proyectado con la idea de sustituirse. El extraordinario crecimiento de la economía China, en cambio, sí es un factor que pesa ya que está compitiendo por los suministros de materias primas no sólo con Japón sino también con Estados Unidos. Este último factor aumenta la presión para que no se retrasen los proyectos de Sudamérica, pues comparativamente son los más ventajosos para Estados Unidos en la cuenca del Pacífico.

En este sentido, la suma de las reservas bolivianas y peruanas constituiría el proyecto más grande del mundo con 26 mmpc y el más cercano al mercado estadounidense, lo que aumenta su valor estratégico. Por estas razones, la postura de los presidentes de Bolivia y Perú resulta comprensible para aumentar su capacidad de negociación por la renta económica que brotará de los yacimientos de sus países frente a las empresas y a los gobiernos de los países consumidores.

Por estas circunstancias, la viabilidad política de la exportación de las reservas de gas sudamericano se ha hecho muy compleja; sin embargo, es un proyecto necesario en los requerimientos de seguridad energética de Estados Unidos. A este respecto no sólo existen metas de suministro sino también plazos; no es gratuito que la gran mayoría de los proyectos

³⁷ "U.S. LNG Markets and Uses: June 2004 Update", EIA, p. 8 <<http://tonto.eia.doe.gov/oog/info/ngw/ngupdate.asp>>

de gnl en Estados Unidos coincidan en entrar en operación en 2007-2008: la razón pudiera estar vinculada con el momento en que comenzará la declinación de las reservas canadienses y, por lo tanto, el declive de las exportaciones de gas hacia Estados Unidos en el año 2010.

EL GNL EN LA POLÍTICA ENERGÉTICA MEXICANA

Al terminar el siglo xx, México mantenía suficiencia prácticamente plena en electricidad.³⁸ En gas sólo importaba proporciones menores a 10% de sus necesidades, y se consolidaba como uno de los principales exportadores mundiales de petróleo. En cambio, llegó a importar hasta una quinta parte de sus necesidades en productos refinados como gasolinas y combustóleo.

Históricamente, los objetivos de la política energética mexicana habían estado orientados a buscar la autosuficiencia en combustibles primarios, tal y como corresponde a un país dotado de abundantes yacimientos de hidrocarburos y que se había propuesto hacer de ellos una de las palancas fundamentales de su desarrollo económico. Por eso llama la atención que la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el principal consumidor de gas y suministrador de electricidad en el país, hubiese acordado abastecerse para la generación de electricidad de la importación de gnl, antes que coordinarse con Petróleos Mexicanos para el aprovechamiento de los recursos gasíferos nacionales.³⁹

El consumo de gas natural en México ha sufrido una transformación radical en muy pocos años. Mientras en 1995 la demanda de gas para la generación de electricidad representaba 27% del total, en el año 2000 se

³⁸ Importó 0.7% de su consumo de electricidad, aunque también realizó pequeñas exportaciones, sobre todo en la frontera sur. Véase *Prospectivas de electricidad, gas y petrolíferos: 2003-2012* y *Prospectivas de Electricidad, Gas y Petrolíferos 2004-2013*, Sener, México, D.F., 2003 y 2004.

³⁹ Con Shell-Gas, para la entrega de 5 000 millones de metros cúbicos al año, a partir del 2006, en el Golfo de México (Altamira); y con Semptra Energy, en Baja California (Costa Azul), para el abasto de 235 millones de pies cúbicos diarios, en 2008; y se espera que licite un tercer contrato para el suministro en la región occidental (Manzanillo, Colima). Véase "Shell", 1 de octubre de 2003 y "CFE-BP-01/05", 11 de enero de 2005, México, D. F. (Boletines de prensa.)

elevó hasta 40%, y en 2003 a 58%.⁴⁰ Esto se ha traducido en una expansión anual de 15% frente al consumo de las otras ramas industriales que ha permanecido estancado, o incluso ha disminuido durante algunos años (véase cuadro 9). Es bajo esta nueva circunstancia que la CFE opta por importar gas natural licuado para asegurar y estabilizar los flujos y los precios futuros del gas que alimentará las centrales de ciclo combinado, que en menos de una década soportarán 45% de la generación total de electricidad en el país.⁴¹

Paradójicamente, el Estado mexicano será el principal cliente y por ende, el promotor de los proyectos de importación de gas natural licuado en el país. En efecto, la política energética mexicana es peculiar.⁴² Sus leyes fundamentales establecen que la explotación de los hidrocarburos y la generación, distribución y suministro de electricidad son ámbito exclusivo del Estado. Para ello ha creado empresas (Petróleos Mexicanos, Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro) que han actuado durante más de cincuenta años como monopolios integrados verticalmente y autorregulados, dentro de la planeación energética de óptimo nacional que las sitúa entre las más grandes del mundo en sus respectivas áreas.⁴³ A pesar de las fallas de instrumentación o aun en cuestiones de planeación, estas empresas estatales han sido fieles a la misión de ofrecer combustibles y suministros al menor precio posible, y sería de esperar que pudieran actuar bajo la mayor coordinación posible en el aprovechamiento de los recursos energéticos de que dispone el país.

LAS NECESIDADES MEXICANAS DE GAS

A diferencia de Estados Unidos, donde el gnl llega para cubrir la declinación terminal de sus reservas, México es un país con amplios recursos

⁴⁰ Sin tomar en cuenta el autoconsumo de Pemex.

⁴¹ *Prospectiva del sector eléctrico nacional 2004-2013, op. cit.*, p. 71.

⁴² Véase en esta publicación los trabajos de Á. De la Vega, P. Faucher, A. Puyana, e I. Rousseau.

⁴³ Antonio Rojas Nieto, "Notas para un debate: la Constitución y la Reforma Energética", revista *Renglones*, Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Occidente, Guadalajara, México, núm. 52, noviembre-diciembre, 2002, pp. 38, 42.

por descubrir y cuya magnitud pudiera ser suficiente para transformarlo de importador en exportador neto de gas natural.⁴⁴

Como se ha señalado, la demanda de gas ha ido conformándose en relación con la generación de electricidad. Desde fines de los años noventa, dicha generación pasó rápidamente a concentrarse en la tecnología de ciclos combinados: pasó de 6%, a principios de los noventa, a 9% en el 2000, y a 27% en 2003, y se estima que ascenderá hasta 45% en el 2013.⁴⁵ Estos datos contrastan con las tendencias mundiales registradas por la Agencia Internacional de Energía (AIE), donde el carbón seguirá soportando 37% de la generación eléctrica y el gas natural 21%.⁴⁶ Aun cuando las autoridades mexicanas han insistido en que su decisión por concentrarse en los ciclos combinados forma parte de una tendencia internacional, el hecho es que tal orientación ha sido excesiva y significa un desajuste muy grave y repentino en la política nacional de combustibles.

A fines de los años noventa, se inicia el crecimiento acelerado de la demanda de gas. En 2003 se dispara hasta 18.7% e impulsa la demanda nacional a 5 273 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) magnitud que rebasa la producción nacional y atrae importaciones por 983 mmpcd; es decir, 18% del abasto nacional. De acuerdo con las proyecciones gubernamentales, en un escenario al 2013, la demanda total crecería a una tasa de 5% anual; de ésta, el consumo para electricidad (tras separar el autoconsumo de la actividad petrolera) podría llegar a representar 64%, en tanto que las otras actividades industriales y residenciales sólo representarían 30 y 4%, respectivamente.⁴⁷ La demanda total se elevaría hasta los 8.1 mmpcd, y la disponibilidad local sólo sería de 5.5 mmpcd. En otros términos, se requerirá importar 47% de las necesidades nacionales.

Como elemento de presión adicional sobre la oferta interna, el gas asociado al petróleo —que en 1994 representó 86% de la producción

⁴⁴ “[...] con la producción adicional de gas natural que se obtenga en la cuenca de Burgos y la exploración que se desarrolla en la costa del Golfo de México, en los próximos cinco años Pemex podría dejar de importar este energético y convertirse en exportador neto. Pemex tiene proyectado producir, en un periodo de tres años, mil millones de pies cúbicos diarios de gas natural, adicionales, en la cuenca de Burgos”. Raúl Muñoz Leos, director general de Pemex, Boletín de prensa Pemex, Austin, Texas, 2 de diciembre de 2002.

⁴⁵ *Prospectiva del sector eléctrico nacional 2004-2013*, op. cit., p. 20.

⁴⁶ *Idem.*

⁴⁷ *Ibid.*, pp. 44, 63 y 65.

total de gas— ha venido decreciendo debido entre otros factores al grave debilitamiento de la presión de los yacimientos; sobre todo de aquellos que generan los crudos ligeros que son los que contienen mayor proporción de gas.⁴⁸

Es necesario examinar con mayor aproximación las proyecciones sobre la demanda y las posibilidades de los recursos locales para abastecerla, porque sus magnitudes son tales que están llevando al gobierno a realizar cambios de fondo en la política energética mexicana.

Un primer aspecto es el de las reservas probadas de gas. En el año 2002, cambiaron los criterios de evaluación y las reservas mexicanas sufrieron una disminución abrupta: de 28 150 millones de pies cúbicos descendieron a 11 849 millones.⁴⁹ Esto significaba que su duración se reducía de 17 a sólo 7 años, si se consideraban los niveles de extracción de 2003; por ello, era prioridad el fortalecimiento de las actividades de exploración así como la incorporación de nuevas reservas.

Sólo en 2002 se anunciaron descubrimientos de tres yacimientos (Lankahuasa, Playuela y Hap) cuyo potencial sería equivalente a más de una cuarta parte de las reservas probadas de gas no asociado. También, ciertas zonas ya exploradas en Veracruz y Tabasco (Macuspana) han confirmado su potencialidad, pero no se han podido incorporar por falta de recursos aunque podrían aportar volúmenes muy importantes de gas en periodos relativamente cortos. Por ejemplo, en el año 2000 se extrajeron 1 290 millones de pies cúbicos diarios de gas no asociado, y en sólo cuatro años esa cifra se incrementó en 21% al pasar a 1 563 mpcd en 2004.⁵⁰ Por otra parte, por la cuenca de Burgos —la principal cuenca productora de gas no asociado— y en la medida en que avancen los trabajos de exploración y consolidación de yacimientos se considera que podrán revalorarse las reservas.⁵¹ Llama la atención que aun cuando la

⁴⁸ La relación de gas en la mezcla de crudos ha descendido de 1.2 a 0.92 partes de gas por unidad de petróleo crudo. En tanto que en 1998 la extracción de crudo ascendió a 3.070 millones de barriles diarios y 4.8 mmpcd de gas, en 2003 la extracción de crudo fue de 3.370 mbd y 4.4 mmpcd de gas húmedo asociado.

⁴⁹ Por razones de calificación financiera se migró de los criterios establecidos por la Society of Petroleum Engineers y World Petroleum Congresses a los que establece la Securities and Exchange Comision (SEC) de Estados Unidos. Véase Pemex, *Memoria de labores*, 2002, p. 46.

⁵⁰ *Indicadores petroleros*, Pemex, enero, 2005.

⁵¹ El 25 de enero de 2005 se informó del descubrimiento de un nuevo yacimiento en

mayoría de los nuevos descubrimientos se anunciaron en 2002, la Secretaría de Energía no los hubiese incluido en sus informes de 2003 y 2004.

Por otra parte, en 2003 la Dirección General de Pemex, por primera vez desde 1938, puso en licitación una parte del territorio para que empresas extranjeras llevasen a cabo la exploración y el desarrollo de yacimientos de gas seco en la cuenca de Burgos, al noreste del país, a través de un esquema denominado Contratos de Servicios Múltiples.⁵² Hasta ahora se han asignado ocho bloques;⁵³ deberán aportar 1 035 millones de pies cúbicos diarios de gas hacia el año 2012.⁵⁴ Esto debería permitir reducir más de 50% las importaciones calculadas para ese año. También se ha dejado de tomar en cuenta que la ampliación de la actividad petrolera (prevista en cuatro millones de barriles diarios) arrojará una mayor producción de gas; incluso la adopción de técnicas de recuperación secundaria más avanzadas y la eliminación del venteo y quema de gas (a los mínimos requeridos por razones de seguridad) que reducirá el autoconsumo de Pemex, y permitirá ampliar la oferta interna de gas.⁵⁵

El modelo de proyección oficial presenta otros elementos que conviene destacar. El año 2009 identifica el inicio de la declinación de los yacimientos mexicanos existentes; se obtiene el máximo de producción con 6 956 millones de pies cúbicos de gas por día y comienza la importación de gnl, hasta por 500 millones de pies cúbicos que se vendría a agregar a los 1 180 mmpcd que llegarían por ducto, frente a un consumo total (incluido el autoconsumo de Pemex) de 7 303 mmpcd. Por ende, resulta una exportación de 1 335 millones de pies cúbicos que no es comprensible y que podría traducirse como una variación abundante de “inventarios y existencias”. (Véase cuadro 9.)

la cuenca de Burgos que pudiera contener hasta cuatro trillones de pies cúbicos de gas, *El Universal*, sec. 1^a Finanzas, 25 de enero, 2005.

⁵² La constitución mexicana define como actividad exclusiva del Estado la explotación de los hidrocarburos en estado líquido o gaseoso y establece que en esta materia no podrán otorgarse contratos ni concesiones.

⁵³ El bloque Reynosa-Monterrey se adjudicó a Repsol; Cuervito y Fronterizo, a Petrobras, Misión a Techint (Técpetrol), IPC, Olmos a Lewis Energy Group, Pandura-Anáhuac a IPC, Monclova a Hullera Mexicana y el bloque Pirineo a Constructora Industrial Monclova, *ibid.*, *Reporte de Resultados Financieros*, Pemex, 2004, p. 4.

⁵⁴ *Prospectiva del sector eléctrico nacional 2004-2013*, *op. cit.*, p. 91.

⁵⁵ El “envío” de gas a la atmósfera en 2003 representó 5.6% de la producción total de gas. *Reporte de Resultados Financieros*, Pemex, 31 de diciembre de 2004, p. 2.

Cuadro 9
CONSUMO DE GAS NATURAL EN MÉXICO 1990-2013*

	1995	2000	2003	2005	2009	2010	2013	<i>tema</i> 2000- 2013
Producción nacional	3 180	4 091	4 498	5 220	6 956	6 771	5 519	2.3
Consumo	3 349	4 328	5 273	6 143	7 303	7 501	8 082	4.9
<i>Autoconsumo</i>								
<i>de Pemex</i>	1 205	1 843	2 141	2 567	2 657	2 547	2 294	1.7
<i>Industrial</i>	1 482	1 393	1 208	1 298	1 545	1 603	1 723	1.6
<i>Electricidad</i>	589	1 011	1 819	2 139	2 864	3 092	3 751	10.6
<i>Residencial</i>	57	60	84	107	170	183	212	10.2
<i>Servicios</i>	16	20	19	25	37	40	48	7.0
<i>Transporte</i>		1	2	7	30	36	54	35.9
Requerimiento externo	169	237	775	923	347	730	2 563	20.1
Importación	173	281	983	1 009	1 680	1 656	2 564	18.5
<i>Ducto</i>	173	281	983	1 009	1 180	1 156	2 009	16.3
<i>gnl</i>					500	500	555	
Variación de inventarios y existencias	4	44	208	86	1 333	926	1	
Exportación	21	24		86	1 335	925	0	

* millones de pies cúbicos diarios.

Fuente: Sener, México, *Prospección del mercado de gas natural, 2002-2011, 2004-2013.*

En este escenario, la incorporación del gnl en el mercado mexicano tendría que entenderse sólo como complemento para aquellas regiones inalcanzables para el sistema nacional de gasoductos o como válvula de alivio en situaciones críticas, pero no como componente central de la oferta nacional.

Entonces, ¿cómo entender que la CFE establezca contratos de largo plazo para la importación de gas masiva (más de 700 millones de pies cúbicos diarios) desde distintas plantas de regasificación de gnl que se ubicarán en ambas costas mexicanas? ¿Qué efecto tendrá la importación de grandes cantidades de gas natural licuado sobre el mercado nacional?

El gas natural licuado puede llegar a México, por el Golfo o el Pacífico, aparentemente a precios menores al gas que viene por ducto de Estados Unidos. Desde hace varios años los consumidores solicitan al gobierno mexicano que modifique el esquema de precios que depende del mercado del sur de Texas —que por cierto registra los precios más altos

de la unión americana—; incluso han propuesto la conveniencia de establecer un “Precio-México” que pudiese tomar en cuenta los costos de la producción del gas nacional, toda vez que las importaciones ascienden a una quinta parte del total de la oferta, y en gran medida son consumidas en la generación de electricidad por el propio Estado o por empresas que le deben vender el fluido; por lo que haría posible separar con gran precisión dos segmentos en el mercado mexicano de gas. Sin embargo, hasta ahora los consumidores industriales y residenciales sólo han logrado un sistema de coberturas a través del cual reciben un subsidio a cuenta de las finanzas de Pemex.

Los precios del gas en Estados Unidos son de los más altos en el mundo con tendencia a incrementarse en la medida en que se acentúe la declinación de las reservas estadounidenses. Esta circunstancia hace que para México sea conveniente procurar otras fuentes de abastecimiento como el gnl. La introducción de gas licuado, al aumentar la oferta, teóricamente debería bajar los precios; sin duda esto sería saludable para la economía nacional, pero ocurriría sólo si este flujo pudiera aislarse de las tendencias de los precios estadounidenses.

Pero las empresas que traerían el gnl a México probablemente no tendrán interés en aislarse de los precios que predominan al otro lado de la frontera; de hecho, su objetivo estará en el mercado estadounidense. De tal manera, la percepción abstracta de un mercado libre —donde el ingreso de un producto a menor precio genera el comportamiento natural de hacer descender los precios para los demás oferentes— no es más que una ilusión. Debe recordarse que el gnl opera bajo contratos de largo plazo, y que su ingreso al mercado mexicano tendrá la expectativa de la escasez tendencial en Estados Unidos; o de otro modo: que la desregulación del mercado del gas natural en México presenta una incidencia marginal en la disminución de los precios que se explica por el hecho de no ser un mercado plenamente competitivo.

El ingreso excesivo de gas natural licuado puede profundizar el desorden que priva en la política energética mexicana. No sólo por el propio modelo eléctrico, que al hacerlo girar casi exclusivamente en el gas deja de ser económicamente sustentable con la dotación de recursos naturales del país, y resulta en una distorsión inconveniente de los precios de este combustible para el resto de los consumidores, cuya altura hace económicamente viable las centrales de carbón o las nucleares, consideradas tradicio-

nalmente inconvenientes desde el punto de vista ambiental. La dimensión de los contratos firmados por la CFE para importar gnl pueden ser excesivos, debido a que la acelerada construcción de unidades de ciclo combinado ha aumentado el margen de reserva⁵⁶ del sistema eléctrico nacional hasta un nivel de 35%, sobreequipando la capacidad de suministro hasta el grado en que algunas plantas a gas deben bajar su índice de utilización. En consecuencia, podría optarse por dilatar el ritmo de construcción de centrales de ciclo combinado: las proyecciones de la demanda de gas disminuirían y la importación masiva de gnl tendría que ser reexaminada.

La magnitud de la importación de gas que ha asegurado contractualmente la CFE, de facto hace a un lado el abasto que pudiera ofrecerle Pemex derivado de su estrategia para el desarrollo de las cuencas gaseras del país a través de los Contratos de Servicios Múltiples. La fijación del abasto y el precio que haría el principal consumidor de gas en el país, puede reducir el estímulo de los inversionistas a participar en licitaciones subsiguientes, en tanto pudiera disminuir el margen de rentabilidad de los proyectos. Incluso si la demanda nacional fuese abastecida con gas importado de menor costo, podría optarse por mantener las reservas mexicanas en el subsuelo y esperar a que el aumento de los precios hiciera aún más rentable su extracción.

Además, no debe olvidarse que la mayoría de los proyectos de importación de gnl en el país tienen como objetivo final el envío de gas hacia Estados Unidos, y que una parte —aunque menor— también sería distribuida a otros grandes consumidores, o a zonas fronterizas no cubiertas por la red nacional de gasoductos.

LA REEXPORTACIÓN A ESTADOS UNIDOS

En los últimos dos años distintas empresas internacionales han obtenido los permisos necesarios para instalar plantas de regasificación en territorio mexicano (véase mapa 2) con objeto de abastecer al mercado estadounidense: de las 26 propuestas de localización registradas por autoridades

⁵⁶ “Diferencia entre la capacidad bruta y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico expresada en porcentaje de la demanda máxima.” El margen de reserva planeado es de 27%. Véase *Prospectiva del sector eléctrico nacional 2002-2011*, Sener, México, D. F., pp. 57 y 110.

estadunidenses, tres se encuentran en México y representarían 10.8% de la capacidad considerada para suministrar gas a Estados Unidos⁵⁷ (véase cuadro 10).

Cuadro 10

TERMINALES DE GNL EN AMÉRICA DEL NORTE PROPUESTAS EN JUNIO 2004

<i>Nombre</i>	<i>Ubicación</i>	<i>Propietarios</i>	<i>Capacidad (MMp³/d)*</i>
Costa oeste			
Terminal GNL			
Mar Adentro	Baja Calif., México	Chevron-Texaco	750
Energía Costa			
Azul LNG	Baja Calif., México	Sempra-Shell	2 000
Costa del Golfo			
Altamira	Altamira, México	Shell-Total	650
<i>Costa</i>	<i>Capacidad total (MMp³/d)</i>		<i>Capacidad de las terminales en México de GNL (%)</i>
Oeste	6 500		42
Golfo	17 400		3.7
Terminales en México	3 400		10.8

* La capacidad de datos generalmente representa estimados de capacidad pico.

Fuente: US lng Markets and Uses: junio, 2004 Update.

Resulta que Baja California tiene una posición geográfica muy atractiva para instalar plantas de regasificación, pues es equidistante respecto al origen de los principales proyectos de gnl en la cuenca del Pacífico: en el orden de los 7 500 kilómetros respecto a Perú, Bolivia o Rusia; a 12 000 km de Australia y a 15 000 de Indonesia. Casi en la frontera, se localizan dos de las intenciones de emplazamiento: "Terminal GNL Mar Adentro" (750 mmpcd) y "Energía Costa Azul LNG" (2 000 MMp³/d), que por su capacidad podrían aportar 42% del abastecimiento a la costa oeste de Estados Unidos.⁵⁸

⁵⁷ U.S. LNG Markets and Uses, junio, 2004, Update, op. cit., p. 8.

⁵⁸ Chevron-Texaco (LNG Mar Adentro) pretende construir una planta a 13 km de Tijuana, atrás de la isla Coronado Sur, 20 metros bajo la superficie marina, con una capacidad para recibir 25 000 metros cúbicos de gnl y para almacenar 250 000 metros cúbicos. Junto a esta obra, Chevron ha dado a conocer que ha recibido autorización para construir el primer puerto aguas profundas "Port Pelican" a 40 millas de Louisiana. De esta manera, los dos emplazamientos aguas afuera le permitirán fortalecer su participación en el mercado estadounidense. Shell también está ampliando su logística en ambas costas con una planta en Baja California y otra en Altamira, en el Golfo de México.

Del otro costado, en el Golfo de México, el puerto de Altamira se encuentra a sólo 350 km de la frontera con Texas y a 9 000 km de Argelia, que es uno de los más importantes exportadores de gnl; es decir, con grandes ventajas territoriales frente a las localizaciones *offshore* (Bahamas) que planean establecer los consorcios interesados en la comercialización de gnl, en la costa este de Estados Unidos.

Así, en menos de dos años, diversas compañías se apresuran a construir plantas que podrían procesar más de cuatro mil millones de pies cúbicos de gas. De golpe, México aparece como una de las principales plataformas de abastecimiento de gas y electricidad para su vecino del norte. Con un esquema tan flexible que estas instalaciones podrán recibir gas licuado de Perú, Bolivia, Trinidad y Tobago, o incluso —según los precios— de Rusia, Indonesia o Australia.

Sólo una planta —por localizarse en Lázaro Cárdenas o Manzanillo— podría proveer exclusivamente al mercado mexicano: los emplazamientos industriales y de generación de electricidad en el occidente del país.

Al término de esta década, en los estados de Sonora y Baja California, habrá 2 800 MW instalados en nueve centrales de ciclo combinado, que requerirán suministro diario de gas de 476 millones de pies cúbicos.⁵⁹ Esto representará apenas 8% del almacenamiento proyectado para la planta “LNG Mar Adentro” de Chevron, que por cierto es menor a “Costa Azul LNG” de Sempra-Shell.

¿Cuáles son las razones de las empresas gaseras para construir en territorio mexicano costosas instalaciones que bien pudieran establecerse de manera más próxima a sus verdaderos centros de consumo?

Durante los últimos años, ha arraigado entre la población de Estados Unidos un gran temor hacia instalaciones que potencialmente pudieran originar catástrofes.⁶⁰ El grado de condensación del gas natural licuado (1 por 600 partes) y la magnitud de los tanques de almacenamiento producen rechazo y se han generado movimientos sociales que se oponen a su

⁵⁹ *Prospectiva del sector eléctrico nacional 2004-2013, op. cit.*

⁶⁰ La población estadounidense guarda memoria de la peligrosidad del gnl: en 1944, en Cleveland, 128 personas mueren por la explosión de un tanque; en 1973, en Staten Island, 37 trabajadores de una regasificadora mueren; el 19 de enero de 2004, en Skikda, Argelia, una explosión destruyó tres de los seis trenes de licuefacción que existían en esa estación del segundo exportador mundial de gnl, dejando un gran número de muertos y desaparecidos; extrañamente este último accidente fue escasamente difundido.

construcción en prácticamente todos los intentos por instalar plantas.⁶¹

En relación con un posible accidente en o cerca de la Boston's Everett LNG Terminal, James Fay, profesor emérito del MIT, anticipa que el fuego no tendría precedente en tamaño e intensidad. Ninguna parte del puerto se salvaría de ser alcanzado e incendiado por la radiación de calor.⁶²

Por esta razón, se pretende que los nuevos modelos de regasificación y almacenamiento sean construidos bajo la superficie marina y a distancias considerables de las costas. El temor a ser blanco de actos terroristas, impone nuevas medidas de seguridad (escolta aérea y marítima) a los cargamentos con destino a los puertos estadounidenses; lo cual aumenta los costos. Otra opción, más inmediata, es que las empresas de gnl establezcan sus instalaciones en territorio mexicano: aun cuando fuese similar la reglamentación para la construcción y operación de este tipo de instalaciones, pues el rechazo social es mucho menor hasta ahora.⁶³

La presencia de estas plantas de regasificación plantea un problema adicional: al ser esas instalaciones parte de la seguridad energética y nacional de Estados Unidos, es válido preguntarse hasta qué punto no representarían una suerte de extensión de la soberanía estadounidense en el territorio que las albergaría. Esta nueva condición, en la relación energética entre México y Estados Unidos, no sólo repercutirá en el sistema de precios y en las empresas de suministro, también reforzará industrial y logísticamente la integración.

En resumen, la importación del GNL, a partir de 2006-2008, ciertamente permitirá diversificar las fuentes de abastecimiento mexicano y alimentar, con mayor seguridad las regiones del noroeste y del occidente. Quedan, sin embargo, por determinar las políticas que el Estado mexicano adoptará respecto a dos temas: las medidas para garantizar su soberanía sobre las instalaciones que asentadas sobre el territorio y las aguas nacionales no responden a necesidades de su propio suministro; y el desplazamiento de Pemex del suministro masivo de un energético (el gas natural) que hasta ahora había suministrado de manera preponde-

⁶¹ No hay una sola planta nueva que se haya construido en los últimos veinte años, ni siquiera ampliaciones. Por más que las empresas aumentan las medidas de seguridad, las poblaciones vecinas no aceptan fácilmente su edificación.

⁶² Julian Darley, "High Noon for Natural Gas", Chelsea Green Publishing Co., 2004, p. 63.

⁶³ *Idem.*, p. 65.

rante. El gobierno mexicano ha venido actuado como si ambos aspectos estuviesen relacionados con simples negocios, por lo cual su única función se limita a facilitar trámites de registro administrativo.

Habría que redimensionar la cuestión, y por ende las facultades de las diversas entidades implicadas. Las plantas de regasificación construidas en México para reexportar gas serán parte de la infraestructura estratégica de otro país, por lo que el Estado mexicano adquiere la responsabilidad fáctica de garantizar su seguridad. Al no ser simples instalaciones industriales para maquilar manufacturas o almacenamiento, su edificación crea inercias de muy largo plazo e impondrá responsabilidades de protección aún mayores a las que el ejército y la marina están prestando en los emplazamientos de Pemex en el Golfo de México, por posibles ataques terroristas. En efecto, una planta de licuefacción y almacenamiento de gnl tiene enorme capacidad explosiva y la logística de la defensa mexicana se verá reducida a prevenir ataques contra los intereses estadounidenses.

Por lo tanto, ¿cuál es la razón de que instalaciones tan peligrosas, que los ciudadanos estadounidenses no quieren en su territorio, sean aceptadas en suelo mexicano? ¿Sobre todo cuando su propósito principal es satisfacer las necesidades del consumidor estadounidense?

¿Hasta dónde el diseño institucional actual permite establecer responsabilidades claras a esas empresas no sólo en caso de desastres, sino también para el suministro prioritario a la demanda nacional, presente y futura?

Por las características jurídicas de los hidrocarburos y la electricidad en México, y por la naturaleza geoestratégica de los hidrocarburos —más intensa en el caso México-Estados Unidos— los proyectos de gas natural licuado deberían considerarse asunto de seguridad entre los dos países. Por otro lado, la consideración sobre soberanía y equilibrio entre poderes fácticos —que subyace en la postura de Bolivia y Perú, tal y como lo hemos visto— pondrá en juego la participación de las empresas estatales mexicanas en este negocio. ¿Hasta qué punto el Estado mexicano a pesar de estar mejor dotado jurídica y materialmente será capaz de adoptar un diseño más adecuado al que han elaborado los Estados sudamericanos?

Internamente, el interés de la CFE por participar en la compra de gnl o de gas que provenga de las plantas de licuefacción (para abastecer la generación de electricidad en establecimientos propios o de productores externos) es coherente con su misión: garantizar el suministro de energía

eléctrica al menor precio posible.⁶⁴ No obstante, por las características del sector energético mexicano y lo improbable de un pronto cambio constitucional, es necesario plantear la reorganización de la estructura de las empresas públicas de energía.

Podría considerarse factible crear una institución pública especializada en el desarrollo y la comercialización del gas natural. De hecho, para Pemex, los proyectos de gas tienen menor rentabilidad a los de petróleo crudo; por eso, no ocupan un lugar muy destacado en sus programas de inversión. La filial de gas de la paraestatal (Pemex-Gas) ha sido mantenida en el subdesarrollo hasta hacerla incapaz de responder a las necesidades de la demanda actual de este energético.⁶⁵ La CFE, principal consumidor del energético, no tiene el mandato legal para entrar de lleno a ese negocio; por lo que se ha limitado a tratar de garantizar el suministro ordenado de este combustible para la planta de generación de electricidad.⁶⁶

Para atender la seguridad energética del país faltaría un operador, una empresa especializada encargada del negocio del gas natural, que en el caso del gnl pudiese incidir en la licuefacción y el transporte, que son actividades que determinan más de tres cuartas partes del valor de este producto. Dada la estructura jurídico-constitucional de los energéticos en México, la posición de la Comisión Federal de Electricidad de licitar el abasto de gas natural, necesario para el suministro del servicio público de energía eléctrica, a través de contratos de largo plazo (15 o 20 años) y, probablemente, con mecanismos de indexación de precios a la evolución de las cotizaciones Henry Hub,⁶⁷ no coincide con el interés nacional,

⁶⁴ Un productor externo de energía es aquella empresa privada cuya producción sólo puede ser vendida en exclusiva a CFE.

⁶⁵ Desde el punto de vista de la evaluación de proyectos, es contundente el hecho de que un proyecto cuyos costos rondan los cinco dólares por unidad, cuando el precio supera los 20 dólares, debe ser prioritario frente a otro donde los costos son de dos dólares cuando el precio es de cinco dólares.

⁶⁶ Puede establecer un contrato de largo plazo para la compra de gas a la salida de la planta de regasificación, adquirir gnl y contratar el servicio de regasificación bajo una modalidad similar a la de los productores externos, donde al final del periodo (20-25 años) la CFE será propietaria de las instalaciones.

⁶⁷ Punto de confluencia de ductos localizado en Louisiana, E.U. Se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros que son negociados en el Nymex (New York Mercantile Exchange), *Prospectiva del mercado del gas natural 2003-2012*, Sener, p. 129.

porque ata el suministro de dos insumos estratégicos, el gas y la electricidad, a entidades cuyas decisiones se toman fuera del ámbito nacional. En la actualidad, no hay Estado en el mundo, de magnitud comparable o superior a la mexicana, que acepte poner su seguridad energética en manos de actores fuera de su control inmediato.

EL COMERCIO DEL GAS NATURAL LICUADO Y LA INTEGRACIÓN CONTINENTAL

Como hemos visto a lo largo de este texto, la explosiva demanda de gas en Estados Unidos es un factor que irrumpe en el proceso de integración energética de Sudamérica.

Durante los años noventa prevalecieron dos lógicas antagónicas. Por un lado, los países sudamericanos avanzaron de manera destacada en la organización de sus suministros de gas, construyendo extensos gasoductos y armonizando sus mercados. Se realizaron estudios detallados para calibrar los intercambios y garantizar el más adecuado balance del suministro de gas entre los países y se previeron proyectos para el uso del gas natural licuado en regiones muy distantes de los ejes de suministro (el norte del Brasil, por ejemplo); pero no se consideró la presión de la demanda estadounidense o mexicana.⁶⁸

Por otro lado, el gobierno estadounidense y empresas como Enron promovieron con tenacidad la idea de integrar un solo mercado continental, a través de una red de gasoductos que pudieran garantizar el libre acceso de las moléculas de gas desde Alaska hasta la Tierra del Fuego. En este sentido, se establecieron convenios internacionales de armonización, y la integración energética se presentó como uno de los principales pilares del Acuerdo de Libre Comercio de las Américas (ALCA).

En la actualidad se está gestando un cambio en el discurso y en la estrategia de las empresas que promueven el comercio de gas natural en el Cono Sur. La conveniencia de abastecer a un mercado más lucrativo, como Estados Unidos, no es la única razón de este cambio. El lento crecimiento de las economías sudamericanas y el rezago en la penetración de la tecnología de ciclos combinados en la generación de electri-

⁶⁸ *Integración del mercado del gas natural en América del Sur, op. cit.*

dad también explican el cambio de prioridades de los inversionistas.⁶⁹ Ni la economía ni la demanda de gas evolucionaron en la magnitud esperada.⁷⁰ A pesar de las sequías, el agotamiento de agua en las presas y el fomento gubernamental a la inversión privada en el sector eléctrico, la construcción de nuevas centrales de ciclo combinado es insuficiente. Ante esto, algunos gobiernos están fortaleciendo sus esquemas de planeación con base en proyectos regionales de hidroelectricidad, para evitar los cortes recurrentes en el suministro eléctrico. De cualquier manera, el eje de la integración energética de América del Sur ha seguido siendo el gas.⁷¹

LOS IMPACTOS DE LA EXPORTACIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO EN AMÉRICA DEL SUR

Las reservas de gas de Sudamérica, medidas en términos generales, se calculan en 215 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales Venezuela tiene 68%. No obstante, Perú y Bolivia que sólo representan 12% de ese total —si se excluyen aquellas cantidades de gas asociado con petróleo— reúnen el 41% de las reservas (12 y 29%, respectivamente). Esto les otorga una posición significativa en la región, pues son reservas que pudieran fluir al mercado directamente sin los requerimientos de la explotación petrolera ni de las vicisitudes del mercado de crudo que influyen para aumentar o disminuir la oferta de gas asociado.

Venezuela —destacado exportador de petróleo, por ser mixtos la mayor parte de los yacimientos hasta ahora desarrollados— usa gran parte

⁶⁹ A mediados de los noventa, las proyecciones más conservadoras consideraban que las principales economías de la región crecerían a tasas superiores a 4% anual; también se pensó que para la generación de electricidad se optaría por un equipamiento basado en ciclos combinados, habiendo la hidroelectricidad alcanzado sus límites físicos. Esto elevaría el promedio de la penetración del gas de 20 a 30% en menos de una década.

⁷⁰ La CEPAL estima que entre 1998 y 2002 la economía Iberoamericana apenas y creció 1.5 por ciento.

⁷¹ Hay más de 7 000 km de gaseoductos construidos y más de la mitad conecta los yacimientos bolivianos y peruanos con el sur de Brasil y el norte de la Argentina; 40% está en las conexiones entre Argentina y Chile y por ella circula más de 50% del gas comercializado. Pero Venezuela, que posee la mayor cantidad de reservas, aparece más bien aislada.

del gas para reinyectarlo y sostener la presión de sus pozos. Además, su lejanía de los centros consumidores brasileños o argentinos (más de 8 000 km por mar) no le permite, por no encontrar los estímulos suficientes, incorporarse masivamente al mercado regional del gas. Por otra parte, se prevé que las reservas argentinas comiencen a declinar hacia 2010. Estas dos circunstancias acentúan la relevancia de los yacimientos de Tarija en Bolivia y de Camisea en Perú, cuya proximidad geográfica los llevaría a ser la fuente principal del abastecimiento de Brasil, Chile e incluso Argentina.

Especialmente para Brasil la magnitud de los hidrocarburos descubiertos en Bolivia adquiere gran importancia. Es evidente que Brasil, por el tamaño de su economía y población, es el gran consumidor de energía en el Cono Sur. Los requerimientos energéticos que demanda su crecimiento presente y futuro han llevado a los gobiernos de ese país a perseverar en una política estratégica para garantizar su abasto. La singular innovación que ha logrado en materia de combustibles como el etanol y el biodiesel y, sobre todo, su incorporación al consumo masivo es expresión del interés que atribuye a la seguridad del suministro de carburantes y, en general, de energía.

En 1999, el consumo brasileño de gas natural comenzó a crecer de manera sobresaliente: ese año sus importaciones sólo ascendieron⁷² a 3%, pero tres años después su consumo avanzó hasta los 473 000 millones de pies cúbicos diarios y su dependencia externa rebasó 25 por ciento.

Al concentrarse en la procuración de sus propias necesidades, Brasil ha sido uno de los más decididos promotores regionales de la integración energética. Así, en 1997 suscribió un acuerdo con Bolivia (YPFB) para la compra de 1.05 miles de millones de pies cúbicos por día y comenzó la construcción de un gigantesco gasoducto (Gasbol), de dos mil millas de extensión, para conectar los yacimientos bolivianos con los principales centros del sudeste brasileño. En 1999, el gasoducto llegó a São Paulo y debería alcanzar Porto Alegre. Pero aun cuando la demanda creció, no alcanzó los niveles estimados inicialmente,⁷³ por lo que el go-

⁷² Ministério de Minas e Energia, Balanco Energético Nacional 2003, p. 77.

⁷³ Proyectados a partir de la instalación de 16 centrales de generación de electricidad, y eje del proceso de liberalización del mercado eléctrico brasileño, pero que no reunió la inversión requerida.

bierno brasileño ha intentado renegociar el acuerdo para flexibilizar las compras y los precios del gas sin encontrar eco en su contraparte, que depende en extremo de la colocación de este energético en el mercado internacional. De hecho, el valor de las exportaciones bolivianas de gas a Brasil representa 78% del valor de todas las ventas de productos bolivianos a su vecino amazónico.⁷⁴

La construcción de “Gasbol” no fue un proyecto aislado —como observamos anteriormente—; Petrobras se incorporó como un actor de primer nivel en el desarrollo de las reservas bolivianas de gas y actualmente dispone de 43.2% del total.⁷⁵ Desde su apertura al capital privado,⁷⁶ esta empresa estableció un agresivo programa de exploración en las costas brasileñas, y logró gran éxito económico y tecnológico en aguas profundas;⁷⁷ sin embargo, no fue suficiente para asegurar el soporte que demanda el futuro crecimiento económico del Brasil. Se estima que sus yacimientos comenzarán a declinar en 2007.⁷⁸

Por eso, durante la prolongada crisis política que vive Bolivia en torno de la nacionalización de los hidrocarburos, el gobierno brasileño ha desplegado una acción diplomática muy importante al asegurar que Petrobras no se irá de Bolivia y respetará la decisión que tome el pueblo boliviano, justamente cuando el resto de las petroleras amenazaban públicamente con retirar sus inversiones. Ha tratado de concertar la participación de Argentina y Venezuela para fortalecer la cooperación energética con Bolivia y apoyarle financieramente. De esta manera, Brasil aparece no sólo como uno de los principales actores de la integración energética regional, sino que sus intereses estratégicos parecen diferir de aquellos que promueven la exportación del gas sudamericano hacia Norteamérica.

⁷⁴ Ministério do Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior, República Federativa do Brasil, Secex, 12 de enero, 2005.

⁷⁵ Seguida por Repsol-YPF (26 %) y total (14.9%).

⁷⁶ En 1997, el presidente Cardoso expidió la Ley de Inversión Petrolera que permitió a Petrobras asociarse con entidades privadas y se abrió la explotación de los yacimientos a particulares.

⁷⁷ Particularmente en la cuenca “Campos” donde se genera 86% de su producción nacional.

⁷⁸ Wood MacKenzie Consulting, junio de 2003, citado en “Brazil Country Analysis Brief”, EIA, p. 6.

Bajo estas consideraciones, los proyectos de gas licuado para abastecer a través de las costas mexicanas la demanda estadounidense tienen una serie de repercusiones que rebasan el ámbito de los negocios. Dos de los efectos más destacados son, primero, que habrá repercusión sobre la seguridad energética de Brasil y Chile, países que dependen del abasto externo para satisfacer sus necesidades de energía; en segundo lugar, Argentina tendrá mayor presión sobre sus ya disminuidas reservas ante la probable insuficiencia de gas en el mercado regional.

La hipótesis según la cual esto podría engendrar conflictos entre los países de la región no es del todo descabellada. La frecuente suspensión de las exportaciones de gas argentino a Chile es un ejemplo ilustrativo.⁷⁹ Ha llevado al gobierno chileno a gestionar la construcción de una planta de regasificación a fin de recibir gas desde lugares muy distantes, como Indonesia o Rusia.⁸⁰ Y la exigencia boliviana para recuperar su salida al mar, perdida en el siglo XIX, ahora replanteada como condición de abasto a cambio de facilidades territoriales para exportar sus recursos gasíferos, es otra expresión de las tensiones derivadas de los problemas del suministro energético.⁸¹ Sin dejar de mencionar los graves conflictos internos que enfrenta Bolivia y que le han significado intentos separatistas de sus principales regiones, así como la movilización popular que mantiene en vilo la estabilidad del propio gobierno, debido a que la población no percibe beneficio alguno directo derivado de los proyectos de exportación del gas.

De acuerdo con diversas informaciones, los costos de extracción a boca de pozo, en Tarija y Camisea, se ubican entre 0.70 y 1.10 dólares por millar de pies cúbicos.⁸² Los consorcios que realizan la explotación han logrado negociar con los gobiernos un régimen de regalías que asciende a

⁷⁹ En marzo de 2004, Argentina tuvo que reducir sus exportaciones de gas natural a Chile de 42 millones a 37 millones de metros cúbicos diarios, a pesar del acuerdo de complementación energética firmado desde 1995 entre los dos países y un contrato con vigencia hasta 2018.

⁸⁰ R. Lagos, *La tercera*, Santiago de Chile, 21 de junio de 2004.

⁸¹ Mención aparte merece el conflicto interno de Bolivia, donde la explotación del gas ha levantado un movimiento social que depuso al presidente Sánchez de Lozada y obligó a su sucesor, Carlos Meza, a convocar a plebiscito para determinar el destino de los hidrocarburos de ese país.

⁸² Como se sabe, dentro de esta actividad, la información sobre los costos de extracción es prácticamente un secreto. Sólo existen versiones difundidas en medios periodísticos.

30% del valor de los hidrocarburos extraídos; esto asigna una altísima rentabilidad para los promotores de ambos proyectos, si se toma en cuenta el precio final del gas así como de los líquidos y subproductos para otras industrias, como la petroquímica. En este contexto, la magnitud extraordinariamente baja de los costos que tendrán los consorcios exportando el gas hasta Norteamérica, es el elemento articulador de un concepto de integración continental que se funda, exclusivamente, en las ventajas comerciales que pueden realizar en el corto plazo las empresas involucradas. En los proyectos no hay señales que permitan identificar la intención de utilizar al menos una parte de la enorme renta económica, que brotará de los yacimientos, en el desarrollo social de las naciones que la originan.

Se trata pues de un proceso similar al de las economías de enclave en el que un producto natural, sin transformación alguna, es transportado a un sitio distante donde su escasez multiplica su valor. A la economía nativa no le queda nada más que los salarios de los trabajadores que pudieran participar en el proceso de construcción de gasoductos y edificios; ni siquiera los consumidores residenciales de gas se beneficiarán, pues su consumo está dominado por el gas licuado de petróleo y no hay estructura petroquímica y química que pudiera beneficiarse de productos como el etano (componente principal del gas natural).

Por lo tanto, en el mediano plazo, el traslado masivo del gas peruano y boliviano al mercado de Norteamérica va a disminuir el abasto regional, y obligará a los países importadores de la región a optar por ofertas más caras (como el gas brasileño localizado en aguas profundas o la compra de gnl proveniente de Indonesia o Rusia) que afectarán sus condiciones de competitividad y el bienestar de su población. Los ingresos fiscales también decrecerán; a partir del caso de Bolivia, se calcula que la agregación de impuestos y regalías ascenderá a 18% del precio a boca de pozo, lo que anualmente podría significar entre 200 millones y 300 millones de dólares. Dicha cantidad mitigará muy poco el rezago y las necesidades sociales de esos países.

Así construida, la integración será el resultado de la globalización de los negocios, donde la rentabilidad de las inversiones es la variable determinante y el mercado la única dimensión del proceso de acercamiento entre regiones distintas.

El desarrollo tecnológico que ha hecho posible la licuefacción del gas natural, su transporte y su posterior reconstitución a su estado original,

ha permitido superar distancias y acercar un producto abundante y de bajo costo a un mercado que está dispuesto a pagar precios muy altos ante su escasez y su valor estratégico, creando un comercio de miles de millones de dólares. Pero más allá del fenómeno comercial, la magnitud de los recursos que entraña modifica al mismo tiempo la dinámica económica interna y las relaciones entre los países.

En el pasado, el petróleo, los minerales y otros productos primarios fueron uno de los vehículos fundamentales que condujeron el desarrollo de los países latinoamericanos. Hoy en día, el gas natural licuado —proveniente de los yacimientos del Amazonas, de los Andes, de las profundidades del Caribe o del Golfo de México— representa el nuevo eslabón de la integración de los recursos naturales continentales con el mercado estadounidense de la energía.

Sería deseable que esta gran riqueza del subsuelo latinoamericano fuese en primer lugar para el beneficio y el progreso de sus pueblos.

LA NUEVA REGULACIÓN VENEZOLANA DE LOS HIDROCARBUROS: ¿BASE NACIONAL PARA LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA?¹

Jesús Mora Contreras

El Estado venezolano reformó en fecha reciente el marco de regulación de los hidrocarburos, de manera casi integral y en poco más de dos años. La reforma comprendió a la Constitución Nacional, a las leyes del gas y del petróleo, y a sus regímenes fiscales correspondientes. El reglamento de la ley del gas también fue objeto de la reforma, pero el reglamento de la ley del petróleo reformada aún sigue vigente. Ahora bien, en el análisis económico del derecho y en economía, a partir de los estudios de economía institucional y neoinstitucional, las normas formales (escritas) —es decir, la Constitución de un país, sus códigos, leyes y reglamentos— definen el conjunto de elecciones de los actores para realizar actividades económicas.² Las normas informales (generalmente no escritas y transmitidas verbalmente) como códigos de conducta, acuerdos y reglas de comportamiento, adquiridas por hábitos o costumbres también fijan las determinaciones de esas actividades para los actores económicos (a veces de manera más persistente que aquéllas). En este trabajo, sin embargo, sólo se hará referencia a las normas formales; pues la refor-

¹ Agradezco a Rita Giacalone los comentarios y las sugerencias que hizo a la primera versión de este artículo. Algunas de sus sugerencias están incorporadas en el texto, otras no. Sin embargo, su responsabilidad no está comprometida de ninguna manera que es sólo del autor.

² Para el análisis económico del derecho, véase Richard A. Posner, *El análisis económico del derecho*. México, Fondo de Cultura Económica, 1998, 682 p. Sobre la economía institucional, véase Douglass C. North, *Instituciones, cambio institucional y desempeño económico*, México, Fondo de Cultura Económica, 1990, 190 p. Sobre la economía neoinstitucional, véase Thráinn Eggertsson, *El comportamiento económico y las instituciones*, Madrid, Alianza Editorial, 1995, 375 p.

ma sólo las comprendió a ellas y, además, las normas formales son las que en definitiva pueden proporcionar la base de regulación nacional mínima e indispensable para que el gobierno de un país emprenda un proceso de integración de su mercado, o parte de él, con el mercado de otro país o de otros países. Este tipo de normas, de acuerdo con la economía neoinstitucional, especifica además: tanto las restricciones iniciales a las que se enfrentan los agentes económicos, como la información que pueden poseer y la interacción que pueden esperar. Desde esta perspectiva, este trabajo responderá a la interrogante que acompaña a su título: ¿Puede considerarse la nueva regulación venezolana de los hidrocarburos base nacional para una integración energética? Si es así cabe preguntarse: ¿Integración energética con el mercado de qué país o países?

Antes de dar respuesta a esas interrogantes, es preciso exponer primero algunos de los datos básicos del mercado venezolano de los hidrocarburos y sus ventajas comparativas (geológicas, económicas y de ubicación geográfica), que también sirven como sustento nacional de cualquier dinámica integradora energética; y segundo, la nueva regulación venezolana de los hidrocarburos, a grandes rasgos. Sólo, así, se podrá después responder a las interrogantes expresadas.

EL MERCADO VENEZOLANO DE LOS HIDROCARBUROS Y SUS VENTAJAS COMPARATIVAS

Prácticamente, desde sus inicios, en la segunda década del siglo XX, y hasta hoy, el mercado petrolero venezolano dispone de dos tipos de ventajas comparativas *i*) geológicas y *ii*) económicas y de ubicación geográfica.

Ventajas geológicas

Desde 1917, Venezuela es un país exportador neto de petróleo; además, desde 1960, es miembro fundador de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). En el 2002, Venezuela ocupó el octavo lugar entre los principales países exportadores de “crudo” del mundo, después de Arabia Saudí, Rusia, Noruega, Irán, México, Nigeria y el Reino Uni-

do.³ Sus abundantes reservas probadas de recursos naturales no renovables, de petróleo y gas natural (véase tabla 1), le permiten continuar garantizando tanto la autosuficiencia energética nacional como generar excedentes para la exportación de petróleo en particular, mas no de gas natural, pues 91% de la producción de gas está asociada a la extracción de crudo, cuyo volumen está limitado a su vez por las cuotas de la OPEP. Además, el gas que se produce asociado con el crudo se usa para inyectarlo en los pozos y recuperar cantidades adicionales de petróleo, compitiendo este uso con el consumo doméstico y difiriendo su exportación. En todo caso, si las producciones de petróleo y gas natural se sostienen en los volúmenes alcanzados en 2002, la relación teórica reservas-producción es de 70 años para el petróleo y 110 años para el gas natural. Estas estimaciones no toman en cuenta las enormes reservas probadas de petróleo extrapesado de la faja petrolífera del Orinoco, estimadas en 270 000 millones de barriles *in situ*. De allí, como resulta obvio, Venezuela tiene potencial para aumentar la producción de ambos recursos, aunque más en gas que en petróleo, debido a las restricciones que impone la membresía de la OPEP.

Tabla 1
EL MERCADO VENEZOLANO DE LOS HIDROCARBUROS EN EL 2002

<i>Concepto</i>	<i>Petróleo (mm barriles¹)</i>	<i>Gas natural (mmbp²)</i>
Producción	1.106	236
Consumo interno	204	175
Exportación	835	
Reservas probadas ³	77.306	26.296

¹ mm: millones.

² mmbp: Millones de barriles equivalentes de petróleo.

³ Al 31 de diciembre.

Fuente: MEM, *pode*, 2002.

Por el lado de la capacidad instalada de refinación de petróleo crudo: en las seis plantas situadas en el interior del país pueden procesarse alrededor de 1 200 000 barriles diarios, y en las 18 plantas ubicadas en

³ Ministerio de Energía y Minas (MEM) de Venezuela, *Petróleo y otros datos estadísticos (pode)*, Caracas, 2002, cuadro 125 <www.mem.gov.ve>

Estados Unidos, el Caribe, Alemania, Suecia, Bélgica, Inglaterra y Escocia, 1 495 000 barriles diarios.⁴ En total, Venezuela dispone de una capacidad instalada de refinación cercana a los 2 700 000 barriles diarios.

Ventajas económicas y de ubicación geográfica

Esa abundante dotación de recursos le concede a Venezuela una ventaja geológica comparativa indiscutible para cualquier proceso de integración energética, hemisférica o regional; además, la nación tiene otro par de ventajas adicionales: en términos de precios-costos de producción y ventas de petróleo y en términos de distancia en relación con el mercado estadounidense, el principal mercado petrolero mundial. Así, por ejemplo, cada barril de crudo producido en Venezuela, durante 2002, se vendió en los puertos de embarque petroleros de este país a un precio promedio de 21.34 dólares, pero su costo unitario promedio de producción fue 5.75 dólares.⁵ Esta producción de barriles pudo haber sido transportada directamente hasta la costa del Golfo de México en Estados Unidos —donde se descarga la mayoría del crudo venezolano exportado hacia allá—, porque la distancia entre ambas costas se recorre en alrededor de cinco días de viaje en buques-tanque petroleros (*crude oil tankers*) de tamaño mediano, tipo Aframax, a un costo de transporte unitario inferior al que hubiera tenido que pagarse si el crudo hubiese sido transportado en estos mismos buques desde el Golfo de Guinea, en África del Oeste —aguas territoriales de Nigeria, Camerún, Gabón, Guinea Ecuatorial y el Congo—, porque el viaje tarda alrededor de veinte días.⁶ Esta ubicación geográfica le ha dado a Venezuela la característica de ser, desde 1920, un país proveedor tradicional de petróleo crudo y productos derivados del mercado estadounidense, o en expresión de Alí Rodríguez Araque, al actuar como presidente de Petróleos de Venezuela (Pdvsa): “un proveedor petrolero confiable para Estados Unidos”.⁷ Una muestra de ese abasteci-

⁴ *Ibid.*, cuadro 23, y OPEC, *Annual Report 2002*, Viena, 2003, tabla 10.

⁵ MEM, *op. cit.*, cuadros 42 y 78, respectivamente.

⁶ Asumiendo que el flete diario de buques-tanque petroleros idénticos es el mismo, como lo hace WorldScale.

⁷ Maureen Lorenzetti, “Pdvsa’s Rodriguez: Venezuela a reliable US oil supplier”, *Oil & Gas Journal*, Des plaines (U.S.A.), 17 de marzo, 2003, volumen 101.1, p. 28.

miento está representada en los cálculos siguientes: de cada ocho barriles de crudo y productos importados diariamente, en promedio, por Estados Unidos durante los últimos treinta años (1973-2002), alrededor de uno (12.6%) ha tenido a Venezuela como país de origen. En promedio, este porcentaje equivale también a alrededor de 25% del total de crudos y productos importados día tras día desde los países de la OPEP hacia Estados Unidos, durante el mismo período.⁸ Por su lado, de cada dos barriles de crudos y productos exportados directamente desde Venezuela hacia el resto del mundo durante el mismo lapso (1973-2002), alrededor de uno (47.91%) ha tenido como destino el mercado estadounidense.⁹

En conclusión, el mercado venezolano de los hidrocarburos dispone de ventajas comparativas geológicas, económicas y de ubicación geográfica que sirven de base nacional para una integración energética; en particular, con el mercado estadounidense de acuerdo con el comportamiento histórico de las exportaciones directas de crudos y derivados petroleros venezolanos hacia ese país. Si se contabilizaran las exportaciones indirectas —aquellas que se hacen, primero hacia Curazao, Aruba y Puerto Rico y, luego, desde estos países hacia Estados Unidos— las cantidades totales serían superiores; desafortunadamente, los datos disponibles no permiten sacar esta cuenta.

Hay que examinar enseguida las definiciones y los límites del nuevo marco venezolano de regulación de los hidrocarburos. En otros términos: ¿Cuáles son las reglas formales que los actores deben cumplir para realizar actividades económicas en este mercado? ¿Qué clase de actores pueden realizar estas actividades?

LA NUEVA REGULACIÓN VENEZOLANA DE LOS HIDROCARBUROS

En poco más de dos años, entre 1999 y 2001, el Estado venezolano reformó de manera casi total el marco de regulación de los hidrocarburos (véase tabla 2). Esa reforma comprendió a la Constitución nacional, las leyes del gas y del petróleo, y sus regímenes fiscales correspondien-

⁸ Cálculos propios realizados sobre la base de la información suministrada en *Monthly Energy Review*, Washington, Energy Information Administration, mayo, 2004, pp. 51, 55.

⁹ Cálculos propios realizados sobre la base de la información suministrada en diversos años en MEM, *pode*.

tes. El reglamento de la ley del gas también fue objeto de la reforma, pero no el reglamento de la ley del petróleo, pues aún continúa vigente el reglamento de la ley del petróleo reformada.

Tabla 2
 ÁMBITO DE LA REFORMA DEL MARCO
 DE REGULACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

<i>Marco reformado</i>	<i>Fecha</i>
Ley del gas	22 de septiembre, 1999
Régimen fiscal del gas	22 de octubre, 1999
Reglamento del gas	5 de junio, 2000
Constitución	24 de marzo, 2000
Ley del petróleo	13 de noviembre, 2001
Régimen fiscal del petróleo	28 de diciembre, 2001

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información suministrada en la *Gaceta Oficial* de la hoy República Bolivariana de Venezuela, antes República de Venezuela. Varios números.

A continuación, a grandes rasgos se resumirá el nuevo marco de regulación de los hidrocarburos en Venezuela.¹⁰

El marco legal del gas

Esta nueva regulación (decreto presidencial número 310 de 1999, mediante la cual el presidente Chávez dictó el Decreto con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos) derogó explícitamente la ley del gas de 1971, que reservaba al Estado la industria de este hidrocarburo, y eliminó implícitamente el monopolio que Pdvsa tenía sobre ella. Consecuentemente abrió al capital privado todas las actividades nacionales del gas natural no asociado a la producción de petróleo —gas libre o seco— y las actividades aguas abajo del gas asociado. Sin embargo, el Estado y sus empresas también pueden ejercer todas estas actividades, de manera exclusiva o en asociación con el capital privado.

¹⁰ Este resumen está basado en J. Mora Contreras, “Política petrolera y Estado rentista bajo el gobierno de Hugo Chávez”, Mérida (Venezuela), Universidad de Los Andes, 2004 (inédito).

Los agentes privados o mixtos deben obtener una licencia del Ministerio de Energía y Petróleo (antiguo Ministerio de Energía y Minas) para realizar actividades de exploración y explotación de gas no asociado. En las licencias se indicará el plazo durante el cual se pueden ejercer esos derechos (35 años, más 30 de renovación), y las contraprestaciones especiales que se estipulen en beneficio de la república (por ejemplo, una tasa de regalía mayor que la legal). En ellas, se entenderán insertas un par de cláusulas. La primera está relacionada con la conservación y reversión de las tierras, obras y bienes adquiridos con destino al objeto de la licencia, que pasarán a ser propiedad de la república, sin indemnización alguna, al extinguirse por cualquier causa el plazo de la licencia; y, la segunda, se relaciona con la incorporación de la denominada cláusula Calvo, en honor del jurista argentino Carlos Calvo (1822-1906), según el cual, para evitar reclamaciones de países extranjeros, las dudas y controversias que puedan suscitarse con motivo de los contratos de interés público deben ser decididas por los tribunales competentes de la nación. Se reafirmó, así, de manera explícita, la soberanía nacional, y se desechó, de manera implícita, la tendencia reciente de la globalización jurídica a someter esta clase de controversias nacionales a normas, procedimientos y tribunales de arbitraje internacional. Por su parte, las empresas del Estado ejercerán las actividades establecidas en la ley del gas por medio de la transferencia de los derechos de propiedad pública.

La renta de los hidrocarburos gaseosos —es decir la regalía— se expresó correctamente en este marco regulador —según la tradición del pensamiento económico clásico— como “participación” del propietario sobre los volúmenes de gases extraídos de cualquiera de sus yacimientos; aunque en la ley ese derecho se atribuyó erróneamente al Estado —administrador constitucional del recurso natural, como se verá luego— y no a la república, su propietaria: “De los volúmenes de hidrocarburos gaseosos extraídos de cualquier yacimiento, y no reinyectado, el Estado tiene derecho a una participación del veinte por ciento (20%) como regalía.” Así reza textualmente el artículo 34 de esta ley.

Para ejercer actividades distintas a las de exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos (asociados, libres de petróleo o secos), los agentes económicos deben obtener un permiso del Ministerio de Energía y Petróleo. Ahora bien, como este marco legal promueve también la industrialización nacional del gas, con él se creó un nuevo organismo,

Enagas, encargado de desarrollar y regular la competencia del transporte y la distribución nacional del gas.

Vass y Lezcano, miembros de una de las tantas empresas de consultoría especializadas en derecho internacional, con oficinas en Caracas, calificaron este marco regulador como “el cambio más significativo de la política energética venezolana en favor del libre mercado durante los últimos cuarenta años”.¹¹

El marco constitucional de los hidrocarburos

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, aprobada mayoritariamente por referéndum el 15 de diciembre de 1999, incorporó por primera vez en su normativa (artículo 12) el derecho de propiedad de la República sobre los yacimientos de hidrocarburos. A pesar de la añeja tradición legal de esta propiedad en Venezuela, sus derechos de propiedad públicos no habían sido incorporados nunca en el texto constitucional, al contrario de otros países latinoamericanos que lo hicieron temprano en sus constituciones políticas (como México, por ejemplo, en el artículo 27 de su Constitución de 1917).¹² Ahora bien, el vocablo “hidrocarburos” incluye, según se entiende en este contexto: petróleo crudo, bitumen natural, condensado natural y gas natural, conforme a las definiciones dadas por el antiguo Ministerio de Energía y Minas en su publicación anual *Petróleo y otros datos estadísticos (pode)*. Pero, la inclusión de esta norma en el texto constitucional no es en sí obstáculo alguno que limite la transferencia de derechos bajo ciertas condiciones, pues la propiedad pública de los hidrocarburos es una regla (constitucional o legal) admitida comúnmente en el derecho contemporáneo de las naciones, excepto en tierras privadas estadounidenses.

En la Constitución se incorporó la reserva estatal, mediante la ley orgánica respectiva, y por razones de conveniencia nacional, de “la acti-

¹¹ U. Vass y A. Lezcano, “The New Venezuelan Legal Regime for Natural Gas: A Hopeful New Beginning”, marzo, 2000, p. 4 <www.macleoddixon.com/index.html>

¹² Véase Jesús Mora Contreras, “El derecho de propiedad de los hidrocarburos en Venezuela: origen y tradición legal”, *Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales*, vol. 8, núm. 2, Caracas, Facultad de Ciencias Económicas y Sociales, Universidad Central de Venezuela, mayo-agosto, 2002, pp. 219-235.

vidad petrolera y otras industrias, explotaciones, servicios y bienes de interés público y de carácter estratégico” (artículo 302). Difícilmente pudo haber sido de otra manera, dada la alta dependencia que la economía venezolana tiene de la industria petrolera. Sin embargo, “actividad petrolera” no significa “actividad de hidrocarburos”. Primero, porque parte del bitumen natural de la faja del Orinoco ya era explotado por empresas privadas en asociaciones estratégicas con Pdvsa, y segundo, porque todas las actividades del gas natural no asociado, y las actividades aguas abajo, industrialización y comercio exterior del gas que se produce asociado con el petróleo ya habían sido liberadas en el marco legal del gas. Además, como se entenderá cuando se analice el marco legal del petróleo, “reserva estatal” no significa exclusión del capital privado, contrariamente a lo que se puede pensar a primera vista en este contexto.

En el marco constitucional, se incorporó también la propiedad estatal de la totalidad de las acciones de Pdvsa, “o del ente creado para el manejo de la industria petrolera”, exceptuando las de sus filiales y empresas mixtas (artículo 303). La redacción de esta norma no deja de sorprender pues, en 1999, cuando se aprobó la Constitución, la empresa matriz Pdvsa, ni producía ni refinaba ni transportaba ni comercializaba un solo barril de petróleo crudo o derivado. ¡Todas estas actividades eran realizadas precisamente por sus filiales y empresas mixtas, que sí pueden ser privatizadas conforme a esta regla constitucional!

El artículo 113 prohibió los monopolios y las actividades monopolísticas, incluidas implícitamente las actividades de la industria de los hidrocarburos. Pero, en su afán de asegurar la competencia y liberar del monopolio público al sector de los hidrocarburos, esta norma dispuso, además: “Cuando se trate de explotación de recursos naturales propiedad de la Nación [...] el Estado podrá otorgar *concesiones* por tiempo determinado”.¹³ ¡Se estableció así el regreso puro y simple al antiguo sistema de concesiones de hidrocarburos!, severamente limitado en el artículo 126 de la Constitución de 1961, que decía: “No podrá en ningún caso procederse al otorgamiento de nuevas concesiones de hidrocarburos”.

La Constitución garantiza idéntico tratamiento a la inversión extranjera que a la inversión nacional (artículo 301). Por consiguiente, no se

¹³ Cursivas del autor.

pueden establecer regulaciones que discriminen a los inversores, cualesquiera sea su procedencia, nacional o extranjera.

En fin, a pesar de que las actividades petroleras (exploración, explotación, transporte y refinación) se desarrollan en los territorios correspondientes a los estados y municipios, y a pesar de que la misma Constitución establece en su artículo 4 que “La República Bolivariana de Venezuela es un Estado federal descentralizado”, ni los estados ni los municipios tienen competencia ni en el régimen y administración de los hidrocarburos ni en los impuestos sobre los mismos, pues ambas competencias se reservan al Estado central (numerales 16 y 12, respectivamente, del artículo 156).

Este marco de regulación constitucional de los hidrocarburos de la República Bolivariana de Venezuela es tan sorprendente, que Vass y Escobar, juristas especializados en la materia, calificaron de esa manera uno de sus informes escrito en inglés: “The Surprising Fifth Republic”. Allí afirmaron, con cuidadoso regocijo: “Cualesquiera que sean las preocupaciones que puedan existir en relación con la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, los inversores en negocios de petróleo y gas en Venezuela pueden sentirse agradablemente sorprendidos. En nuestra opinión, la Constitución aprobada por el pueblo el 15 de diciembre es algo más favorable para los inversores privados en gas y petróleo que la Constitución de 1961.”¹⁴

¿Refleja este sorprendente marco constitucional de los hidrocarburos ideales políticos de los constituyentes, de algunos de ellos, del gobierno del presidente Chávez, o de todos estos actores a la vez? ¿Refleja más bien “compromisos previstos para el futuro”?¹⁵ ¿O es simplemente parte de otro “error material del ente emisor?”¹⁶

•

¹⁴ U. Vass, y L. Escobar, “The Oil & Gas Articles of the New Venezuelan Constitution: The Surprising Fifth Republic”. s. d., p. 1 <www.macleoddixon.com/index.html>

¹⁵ Douglass C. North, *Instituciones, cambio..., op. cit.*, p. 71.

¹⁶ Sobre los “compromisos previstos para el futuro”, véase *ibid.*, p. 71. El texto constitucional vigente fue reimpresso por “error material del ente emisor”. Véase Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela*, núm. 5.453, extraordinario, 24 de marzo de 2000.

El marco legal del petróleo

El presidente Chávez dictó el Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos mediante el decreto presidencial número 1.510 de 2001, que entró en vigencia el 1 de enero de 2002. Esta ley, a diferencia de la ley del gas, es una expresión clara de estatismo centralista venezolano.¹⁷

La ley incorporó el principio constitucional de la propiedad pública de los yacimientos de hidrocarburos, y lo amplió para incluir a los hidrocarburos que se encuentren en las fronteras nacionales; regula, en consecuencia, a todos los hidrocarburos: petróleo crudo, bitumen natural, condensado natural y gas asociado a la producción de petróleo (aunque sobre éste último nada se dijo explícitamente). También regula todas las actividades de la industria del gas en el país, excepto las actividades e hidrocarburos regulados en la ley del gas. Conforme a sus disposiciones, las actividades que regula quedaron sometidas no sólo a sus normas, sino también a las demás normas vigentes que les sean aplicables y, en previsión de regulaciones por venir, a las normas futuras que se les puedan aplicar (artículo 7). Los agentes que realicen cualquiera de esas actividades están sometidos a los acuerdos o tratados internacionales adoptados por la república; en particular, a las decisiones de la OPEP (1960), pero también al Pacto de San José (1980) y al Acuerdo Energético de Caracas (2000).

La ley reservó al Estado central todas las actividades aguas arriba de la industria venezolana de los hidrocarburos (exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento inicial) y parte de sus actividades aguas abajo (refinerías e instalaciones “existentes” dedicadas al transporte “principal” de productos y gas). Por consiguiente, el Estado central puede realizar estas actividades directamente o mediante empresas del Estado. Para realizar las actividades aguas arriba reservadas, el Ejecutivo nacional delimita las áreas geográficas y divide cada área en lotes de una superficie máxima de cien kilómetros cuadrados. La ley pretende prevenir, así, tanto la transferencia de derechos de exploración y produc-

¹⁷ El estatismo centralista petrolero no es un proyecto exclusivo del actual gobierno: es más bien común a todos los gobiernos venezolanos desde el descubrimiento comercial del petróleo en adelante. Véase Terry Lynn Karl, *The Paradox of Plenty. Oil Booms and Petro-States*, California, University of California Press, 1977, 342 p. Quizás el presidente Chávez le imprime una impronta particular, debido a su formación castrense.

ción sobre lotes muy extensos como su posible monopolización por alguna empresa operadora, como ya ocurrió en el pasado. Excepcionalmente, el Estado central puede recurrir a empresas mixtas para realizar estas actividades reservadas, siempre y cuando se cumplan un par de condiciones establecidas en la misma ley: *a)* que el Estado tenga una participación mínima de 51% en el capital de la empresa mixta, lo cual lo obliga a intervenir financieramente en el negocio y le permite controlar a la empresa, y *b)* que la constitución de la empresa y los términos en que ella se constituya sean aprobados por la Asamblea Nacional.

La ley de hidrocarburos elevó la barrera a la entrada de las empresas petroleras, que habían pretendido disminuir o eliminar la regalía para hacer rentables sus proyectos antes de invertir. En el artículo 44, se puede leer entonces textualmente que: “De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía.” En otros términos, la tesis del Estado central venezolano en esta materia es ahora la siguiente: es preferible que un barril de petróleo permanezca *in situ* hasta que el proyecto de inversión de una empresa para explotar “cualquier” yacimiento alcance el nivel de rentabilidad necesario para pagarle la regalía de 30%. Esta tesis es la antítesis de la preferencia de las empresas petroleras: un barril de petróleo será extraído de su yacimiento siempre que los beneficios esperados del proyecto de inversión cubran sus costos, que disminuyen gradualmente con la flexibilización hacia abajo de la regalía (*slide royalty scale*), y aceleradamente con su eliminación. Ahora, con la regalía de 30%, el Estado central y las empresas operadoras tienen un interés conjunto en precios altos del petróleo. Ésta es la síntesis de esta contradicción venezolana.¹⁸

En la exposición de motivos de esta ley, se argumentó oficialmente que el aumento de la regalía obedecía a la necesidad de estabilizar los

¹⁸ Idéntica, por lo demás a la existente en Canadá: “La provincia [de Alberta] y las empresas comparten la producción de petróleo y gas, o sus ingresos. El ingreso de la empresa debe ser suficiente para cubrir sus costos y proporcionarle una tasa de beneficio razonable. La parte retenida por la provincia se especifica en el régimen fiscal. La regalía apropiada por la provincia es parte del precio que pagan las compañías por el derecho de explotar el recurso natural”. “Oil and Gas Fiscal Regimes of the Western Canadian Provinces and Territories”, *Alberta Resource Development*, núm. T. 249, Edmonton, Royalty and Tenure Branch, Planning and Development Division, agosto, 1999, p. 4.

ingresos del Estado para elaborar planes y programas, debido a la facilidad de su recaudación y a que no está sometida a deducción alguna, “como sí ocurre con el impuesto sobre la renta”. Se reconoció así, oficialmente, que el énfasis de la política petrolera fiscal del gobierno del presidente Chávez se pondría en la renta y no en los impuestos. De paso, ése es un reconocimiento notable de la debilidad estructural del Estado venezolano para fiscalizar la recaudación de impuestos, y no sólo petroleros.

Conforme a la ley, las empresas pueden solicitar la rebaja de la regalía hasta en 20%, cuando demuestren posteriormente al Ejecutivo nacional que sus inversiones en yacimientos maduros o en petróleo extrapesado de la Faja del Orinoco ya no son más rentables con la regalía de 30%. También pueden solicitarle su rebaja hasta 16.23%, cuando demuestren *ex post* que sus inversiones en un proyecto para mezclas de bitúmenes procedentes de la faja del Orinoco ya no son rentables con la regalía de 30%. En ambos casos, en el momento en que la rentabilidad de las inversiones soporte una regalía mayor, el Ejecutivo nacional podrá restituirla hasta en 30% original.

Esta ley terminó entonces por admitir la pretensión de las empresas petroleras de flexibilizar la tasa de la regalía, pero después de elevarla y sólo *ex post*, luego de realizadas las inversiones, no *ex ante*, para hacer rentables sus proyectos de inversión.

El Ejecutivo nacional puede exigir el pago de la regalía en especie o en dinero; en este último caso, su monto se calcula sobre la base del precio de los volúmenes de hidrocarburos “medidos en el campo de producción y a valor de mercado, o a valor convenido o, en defecto de ambos a un valor fiscal fijado por el liquidador” (artículo 47).

La ley abrió a la inversión privada las actividades de refinación, comercialización e industrialización de hidrocarburos, que el Estado también puede ejercer. Para participar en actividades de refinación, las empresas privadas deben obtener una licencia del Ministerio de Energía y Petróleo, y para ejercer actividades de industrialización y de comercialización deben conseguir un permiso de este mismo Ministerio. Pero, la comercialización de hidrocarburos naturales y de ciertos productos determinados por el Ejecutivo nacional sólo la pueden emprender las empresas del Estado. En otras palabras, las empresas privadas sólo pueden comercializar los productos excluidos de la determinación precedente.

Este marco legal impuso a las empresas operadoras que realicen actividades de exploración y producción conjuntamente con actividades industriales y comerciales, llevar y presentar por separado la contabilidad de cada actividad. Las empresas que ejerzan cualesquiera de las actividades que integran la cadena de comercialización tienen también idéntica obligación. Por su lado, las empresas privadas que obtengan una licencia para refinar hidrocarburos en Venezuela están sometidas legalmente a la jurisdicción de los tribunales nacionales y sus bienes revertirán en propiedad a la república al extinguirse por cualquier causa los derechos otorgados. Ambas obligaciones se aplican asimismo a las empresas privadas que integren empresas mixtas con empresas del Estado para realizar actividades de exploración y producción.

Esta regulación no sólo sometió a sus disposiciones legales todas las actividades que conforman la industria petrolera integrada en su sentido estricto (desde el pozo hasta la estación de servicios), sino también su industrialización (llamada por algunos en Venezuela política de "internalización", a fin de oponerla a la política de internacionalización de Pdvsa). De allí se deriva la finalidad ambiciosa que este marco legal declaró perseguir: fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenido del país, tomando en cuenta el uso racional del petróleo y la preservación del medio ambiente. Para lograr este fin, se promueve el fortalecimiento del sector productivo nacional y la transformación local de materias primas provenientes de hidrocarburos.

Las reformas de la Ley de Impuesto Sobre la Renta

El presidente Chávez reformó la sección del régimen fiscal de los hidrocarburos de la Ley de Impuesto Sobre la Renta mediante dos decretos-leyes. Dispuso, a través del Decreto núm. 307 de 1999, que las empresas dedicadas a la exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados están sometidas al régimen fiscal ordinario establecido en la Ley de Impuesto Sobre la Renta para las compañías anónimas; es decir, a 34%. Por su lado, con el Decreto núm. 1.554 de 2001, estableció que la tasa aplicable a las empresas dedicadas a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas, como refinación y transporte es de 50%. El presidente Chávez eliminó entonces la tasa impositiva nominal de 67.7%

que se aplicaba en Venezuela a los ingresos netos de las empresas petroleras. De esta manera, según el antiguo Ministro de Energía y Minas, “se mantiene la participación fiscal nacional en un rango del 54%, cónsono con lo obtenido en los últimos 25 años”.¹⁹

Recapitulando. El nuevo marco de regulación de los hidrocarburos en Venezuela, promovido y aprobado por el gobierno “revolucionario” del presidente Chávez, amplió la apertura de la actividad productiva de la industria de los hidrocarburos en el país.

En efecto,

- derogó explícitamente las leyes de nacionalización del gas y del petróleo, aprobadas respectivamente en 1971, durante el gobierno demócrata-cristiano de Rafael Caldera (1969-1973), y en 1975, durante el gobierno socialdemócrata de Carlos Andrés Pérez (1974-1978);
- puso fin al monopolio legal que Pdvsa tenía sobre la actividad de los hidrocarburos en el país, y
- abrió formalmente a la inversión privada —extranjera sobre todo— todas las actividades de la industria del gas libre y las actividades aguas abajo del gas asociado a la producción de crudo, y algunas de las actividades de la industria del petróleo en Venezuela.²⁰

A cambio, se creó en el nuevo marco de regulación un régimen fiscal de los hidrocarburos que facilita y asegura al Estado central la recaudación de la renta (petrolera y del gas natural).

En breve: en la reforma prevalece el Estado, pero hay mayor participación privada. Emite señales claras y, según los consultores jurídicos citados *supra*, favorables a los inversores privados para aprovechar las ventajas comparativas geológicas, económicas y de ubicación geográfica de los hidrocarburos en Venezuela.

¹⁹ Ministerio de Energía y Minas, *Memoria 2001*, p. 2.

²⁰ El proceso de apertura comenzó con la llamada Apertura Petrolera, en la década de los noventa del siglo pasado. Véase J. Mora Contreras, “La apertura petrolera venezolana: Un proceso inconcluso de cambio en sus estructuras”, *Investigación Económica*, México, Facultad de Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México, vol. LV, núm. 213, julio-septiembre, 1995, pp. 129-145. Bernard Mommer, “La política petrolera de apertura en Venezuela”. *Investigación Económica*, México, Facultad de Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México, vol. LV, núm. 213, julio-septiembre, 1995, pp. 147-165.

Con estos antecedentes, ¿cuáles son las perspectivas concretas para que Venezuela integre un mercado energético hemisférico?

LA NUEVA REGULACIÓN VENEZOLANA DE LOS HIDROCARBUROS:
¿BASE NACIONAL PARA LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA HEMISFÉRICA?

La respuesta a esta interrogante parece ser afirmativa a primera vista. No sólo por lo anteriormente expuesto, sino también porque la comparación con otros marcos reguladores latinoamericanos puede ser reveladora. Cuando el Estado mexicano suscribió el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), por ejemplo, se vio obligado a reservarse para sí las actividades aguas arriba de crudo y gas natural, refinación, petroquímica básica y oleoductos así como la provisión de servicios en esas actividades, y el comercio exterior de crudo, gas natural y derivados (capítulo VI, anexo 602.3).²¹ Ese proceder derivaba de disposiciones constitucionales (artículos 25 y 28) y legales vigentes (ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo) que excluyen la inversión privada de esas actividades en México. Además, la ley reglamentaria las atribuye a Petróleos Mexicanos (Pemex). Por consiguiente, los agentes privados, nacionales y extranjeros, sólo pueden celebrar contratos de obras y de prestación de servicios con Pemex (artículo 6 de la ley reglamentaria), como los contratos de servicios múltiples, pero éstos no les dan derecho a los hidrocarburos extraídos, tal como ocurre ahora en Venezuela con el nuevo marco de regulación de los hidrocarburos gaseosos, específicamente.

La comparación con el marco regulador mexicano es suficientemente reveladora y podría inducir a pensar que Venezuela se dirige hacia la integración energética hemisférica. No obstante, no es así. El actual gobierno venezolano no ha dado muestras de tener este interés. Al contrario, las muestras de sus representantes oficiales son más bien de oposición a la entrada de Venezuela en un acuerdo que integre el comercio del hemisferio. Algunas de las reservas introducidas por los representantes venezolanos en las dos últimas reuniones preparatorias del Área de Li-

²¹ Para mayores detalles, véase en esta publicación los textos de Ángel de la Vega Navarro, Alicia Puyana e Isabelle Rousseau.

bre Comercio para las Américas (ALCA) revelan esa oposición, creciente por lo demás.

Así, en la Declaración de Quebec (Tercera Cumbre de las Américas celebrada en 2001), la delegación venezolana adujo un argumento de carácter burocrático-legalista para reservarse su posición sobre un párrafo de ese documento. El párrafo reservado instruía a los ministros de las delegaciones asistentes para que las negociaciones del acuerdo del ALCA concluyeran a más tardar en enero de 2005, y trataran de lograr su entrada en vigor a más tardar en diciembre de ese mismo año. La delegación venezolana argumentó entonces su incapacidad para suscribir ese párrafo debido a “las consultas que se llevan a cabo entre los diversos sectores del gobierno nacional en función de nuestra legislación interna, para dar cumplimiento a los compromisos que se derivarían de la entrada en vigor del ALCA en el año 2005”.²²

Posteriormente, en la Declaración de Nuevo León (Cumbre Extraordinaria de las Américas, celebrada en Monterrey, México, en enero de 2004), la reserva de la delegación oficial venezolana asumió, en su primera parte, la acepción de desacuerdo: “Venezuela se reserva el párrafo relativo al ALCA, por motivos principistas y diferencias profundas acerca del concepto y la filosofía contenidas en el modelo propuesto, así como por el tratamiento dado a las materias específicas y a los plazos establecidos.”²³ En la segunda parte de la reserva, la delegación oficial fue más lejos, y manifestó su idea de integración regional, no hemisférica: “Ratificamos nuestro compromiso con la consolidación de un bloque regional y de comercio justo, como base para fortalecer los niveles de integración. Este proceso debe considerar las especificidades culturales, sociales y políticas de cada país; la soberanía y constitucionalidad; el nivel y tamaño de sus economías para garantizar un trato justo.”

Esas reservas, que descansan más en argumentos políticos que económicos, hacen prácticamente imposible que Venezuela, bajo la actual administración gubernamental, forme parte de un acuerdo de libre comercio hemisférico, sea el ALCA o sea otro tratado de ámbito similar.

En lo que concierne a la materia energética, los argumentos económicos podrían estimarse más que los argumentos políticos para que Vene-

²² Véase Declaración de Quebec, p. 4 <www.ftaa-alca.org/Summits_s.asp>

²³ Véase Declaración de Nuevo León, p. 13 <www.ftaa-alca.org/Summits_s.asp>

zuela proponga una integración hemisférica. En efecto, además de las ventajas enumeradas en la primera parte de este trabajo y de la ampliación de la apertura institucional del mercado de los hidrocarburos a la inversión privada expuesta en la segunda parte, dos razones complementarias podrían sustentar esta propuesta, aunque podrían enumerarse muchas más. Primero, el actual gobierno venezolano le ha otorgado licencias de exploración y producción de gas libre a un conjunto de empresas extranjeras, dos de ellas a Chevron Texaco, una de las empresas energéticas más emblemáticas del capitalismo estadounidense.²⁴ Y, segundo, las importaciones de crudo y derivados del petróleo de Estados Unidos provenientes de Venezuela durante el transcurso del mandato del presidente Hugo Chávez se han mantenido más o menos estables conforme a los datos disponibles entre 1999 y los tres primeros meses de 2004 (alrededor de millón y medio de barriles diarios, excepto en diciembre de 2002 y los tres primeros de 2003, cuando cayeron por debajo de ese promedio como consecuencia de la huelga petrolera de los empleados de Pdvsa).²⁵

No obstante, la propuesta de integración energética del actual gobierno venezolano es más bien de carácter regional, y es parte de la Alternativa Bolivariana para América Latina y el Caribe (Alba): una propuesta de unión política, antes que económica, para constituir un bloque latinoamericano de contrapoder.²⁶

¿En qué consiste esta propuesta de integración energética regional?

Hasta ahora, en la idea vaga de crear Petroamérica o Petrosur: una asociación de empresas petroleras estatales de Sudamérica y México (según el discurso del mismo presidente Chávez en la Asociación Latinoamericana de Integración, Aladi, pronunciado en Montevideo, el 16 de agosto de 2003).²⁷ En ella, Venezuela (es de suponer) sería el “centro de una

²⁴ La primera licencia se la otorgó en febrero de 2003, y la segunda en febrero de 2004.

²⁵ Los datos provienen de *Monthly Energy Review*, Washington, Energy Information Administration, mayo, 2004. p. 51.

²⁶ <www.alternativabolivariana.org>

²⁷ <www.aladi.org/nsfaladi/discursos.nsf/inicio2004>

dinámica integradora y de complementación económica en el ámbito regional”.²⁸

¿Qué empresas integrarían Petroamérica? Inicialmente, aquellas cuyos gobiernos tengan algún grado de coincidencia política con el proyecto regional del presidente Chávez, y aquellas cuyos gobiernos hayan firmado algún tipo de acuerdo bilateral en materia energética con su homólogo venezolano. Por consiguiente, se supone que esta asociación –de llegar a concretarse– estaría conformada, al inicio, por la nueva Pdvs a y Cupet de Cuba, debido a las relaciones políticas y de intercambio económico entre los gobiernos de ambas repúblicas, desde que el presidente Chávez asumió el poder. Tal vez entrarían Petroecuador, debido al acuerdo energético de cooperación suscrito entre los gobiernos de Ecuador y Venezuela en julio de 2003, y Petrotrin, en virtud del acuerdo al que llegaron los gobiernos de Venezuela y de Trinidad y Tobago en agosto del mismo año.²⁹ Quizá, Enarsa (Energía Argentina), según la declaración sobre Petrosur, suscrita entre las repúblicas de Argentina y Venezuela en julio de 2004, y Petrobras, debido al programa detallado de iniciativas que figuran en la declaración de los gobiernos de las repúblicas Bolivariana de Venezuela y Federativa del Brasil con motivo de la Alianza Estratégica que suscribieron los mandatarios de estos dos países en febrero de 2005.³⁰ La posible participación de estas últimas dos empresas en Petroamérica, podría estar conectada a las ventajas financieras, económicas y políticas que los gobiernos de Argentina y Bra-

²⁸ Véase “La propuesta de Hugo Chávez para transformar a Venezuela” <www.mpd.gov.ve/prog-gob/prog_gob.htm>

²⁹ Para Petroecuador, según el acuerdo energético de cooperación suscrito entre los gobiernos de Ecuador y Venezuela en julio de 2003, véase *El Comercio*, Quito, jueves 11 de julio de 2003 <www.elcomercio.com/noticias.asp?noid=66740> Sobre Petrotrin, según el acuerdo suscrito entre los gobiernos de Venezuela y de Trinidad y Tobago en agosto del mismo año <www.mensual.prensa.com/mensual/contenido/2003/08/13/hoy/negocios/1188530.html>

³⁰ Para Enarsa, según la declaración sobre Petrosur suscrita entre las repúblicas de Argentina y Venezuela en julio de 2004 <www.mre.gov.ve/Noticias/A2004/LOGROS_2004/logros_Americanos.htm> Sobre Petrobras, debido al programa detallado de iniciativas que figuran en la declaración de los gobiernos de las repúblicas Bolivariana de Venezuela y Federativa del Brasil con motivo de la Alianza Estratégica que suscribieron los mandatarios de estos dos países en febrero de 2005 <www.mre.gov.ve/Noticias/A2005/Lula-Visita/DeclaracionConjunta.htm>

sil están obteniendo de sus relaciones bilaterales con el gobierno venezolano. Así, el Estado argentino, que privatizó YPF a principios de la década de los noventa, volvió recientemente por sus fueros y terminó creando a Enarsa, una empresa mixta de energía, mayoritariamente estatal, facultada textualmente según sus estatutos para “asociarse con terceros” y “suscribir convenios con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras”. Uno de los convenios suscritos por esta empresa es precisamente el Memorándum de Entendimiento entre Enarsa y Pdvsa, cuyo objeto es desarrollar un proyecto en el área de hidrocarburos que considera entre otras actividades las de “exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y la comercialización de crudo y sus derivados en territorio de la República Argentina”.³¹ Según otro convenio, el gobierno venezolano se comprometió a suministrar anualmente al Estado argentino hasta ocho millones de barriles de *fuel oil*, y hasta un millón de barriles de *gas oil*, bajo términos y condiciones financieras y económicas largamente provechosas para el país austral (pago de contado de 20% de la factura, y pago a crédito de 80% restante, en doce cuotas mensuales y consecutivas, a una tasa de interés de 2% anual sobre saldos; estos recursos, que Pdvsa ha de depositar como fideicomiso en una institución financiera pública venezolana, se usarán para pagar a las empresas argentinas por los productos que exporten, siguiendo las instrucciones de Pdvsa o las de cualesquiera de sus empresas filiales, nacionales o extranjeras, o las de los organismos públicos venezolanos que Pdvsa designe).³² Por su parte, el gobierno de Brasil conformó una “alianza estratégica” con su homólogo venezolano, que se puso en marcha a través de un programa detallado de iniciativas acordadas en diversas áreas: energía, petróleo y gas natural, entre ellas. Del total de acuerdos suscritos, diez correspondieron a Pdvsa y Petrobras. En tres de ellos, éstas empresas “acuerdan su intención de identificar y valorar posibles oportunidades de negocios” en campos maduros venezolanos, en el Golfo de Venezuela y en el Blo-

³¹ Véase Memorándum de Entendimiento entre Enarsa y Pdvsa <www.mre.gov.ve/Noticias/A2005/Argentina-VisitaOficial/documentos.htm#04>

³² Véase *Addendum* núm. 4 al Convenio Integral de Cooperación entre la República Bolivariana de Venezuela y la República Argentina <www.mre.gov.ve/Noticias/A2005/Argentina-VisitaOficial/documentos.htm#03> En el *addendum* no queda claro si las exportaciones de las empresas argentinas tendrán como destino final el mercado interno venezolano o el de otro país.

que Cinco del proyecto denominado Plataforma Deltana; en dos más, manifiestan su disposición para llegar a acuerdos en exploración, explotación y mejoramiento de crudo extrapesado de la faja del Orinoco y desarrollar un estudio de factibilidad para la construcción de una refinería de petróleo en territorio brasileño. En otro, Pdvsa asumió el compromiso de entregar a Petrobras información técnica relacionada con el proyecto de explotación y licuefacción de gas natural denominado ahora Mariscal Sucre (antes Cristóbal Colón).³³ En fin, de la firma de todos estos acuerdos podría llegar a deducirse que Petrobras muestra su intención de querer formar parte de Petroamérica. Sin embargo, la mayoría de estos documentos, cartas de intención, memorandos o acuerdos contienen una cláusula, según la cual, la firma de ellos no puede considerarse como “la voluntad de crear, constituir o formar ninguna entidad legal, sociedad, comunidad, asociación o relación contractual o no, de carácter similar”. En otras palabras, este primer acercamiento formal entre Pdvsa y Petrobras es sólo una muestra de las buenas intenciones de ambas empresas. Empero, la aspiración de Brasil para ocupar un puesto permanente en el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas sí recibió el apoyo formal del gobierno venezolano; la candidatura brasileña a la Dirección General de la Organización Mundial de Comercio también resultó favorecida en esta “alianza estratégica”.³⁴ Quedarían entonces por definir las participaciones de ANCAP (de Uruguay), Petropar (de Paraguay), YPFB (de Bolivia), Petroperú (de Perú), Ecopetrol (de Colombia) y ENAP (de Chile). Sin embargo, independientemente del sentimiento con el que el gobierno de cada uno de estos países haya recibido la propuesta de creación de Petroamérica o Petrosur, su viabilidad requiere tener en cuenta algunas especificidades actuales de esas empresas:

- YPFB y Enarsa, sobre todo son empresas petroleras estatales “en el papel”, pues tanto en Bolivia como en Argentina esa actividad económica la realizan empresas petroleras distintas a ellas: privadas y públi-

³³ Para algunos detalles sobre el antiguo proyecto Cristóbal Colón, véase J. Mora Contreras, “Associations stratégiques de Pdvsa: forces et faiblesses”, *Économies et Sociétés. Série Économie de l'Énergie*, T. xxviii, núm. 9, París, ISMEA, septiembre, 1994, pp. 251-258.

³⁴ Véase Comunicado conjunto alianza estratégica Venezuela-Brasil <<http://www.mre.gov.ve/Noticias/A2005/Lula-Visita/ComunicadoConjunto.htm>>

- cas, y nacionales y extranjeras (como Pérez Companc, Repsol-YFP y Petrobras en Argentina y British Petroleum y Petrobras en Bolivia);
- Petropar, por su lado, es una empresa importadora neta, al igual que ENAP, a pesar de que esta empresa extrae hidrocarburos en Chile, en la región de Magallanes;
 - Petroperú actúa sólo en actividades aguas abajo de la industria petrolera (transporte, refinación y terminales), pues las actividades de exploración y producción la realizan empresas privadas, y
 - Ecopetrol ha venido desentendiéndose paulatinamente del negocio petrolero colombiano.

A MANERA DE CONCLUSIÓN

En vista de que Petroamérica es hasta ahora sólo una idea vaga, y que su porvenir es aún muy incierto, este trabajo planteará, a manera de conclusiones, una serie de preguntas que suscita esta propuesta de integración energética:

¿Podrá Petroamérica ser el crisol de empresas estatales que representan a consumidores nacionales cuyos intereses son tan contrarios (precios altos de exportación y renta petrolera internacional elevada *versus* precios de importación y renta bajos)?

¿Sobre qué bases podría constituirse una asociación de empresas como éstas? ¿Sobre las bases de garantías de suministro y ventajas financieras especiales, haciendo uso del trueque en última instancia como forma generalizada de pago?

¿Será realmente posible concretar esta propuesta de un jefe de Estado que pretende al mismo tiempo poner al país como centro de una dinámica integradora, mantener un constante discurso personal antineoliberal y antiimperialista, financiar cada vez más los ingresos ordinarios del Estado con la renta petrolera internacional —que se transfiere en buena medida desde Estados Unidos hacia Venezuela, precisamente—, y continuar ofreciendo generosamente la “venta” internacional de petróleo y derivados? De llegar a ser así, la racionalidad de esta propuesta habrá que encontrarla en el maravilloso mundo del realismo mágico latinoamericano, donde a veces ocurren cosas que parecen insólitas e incomprensibles, pero que tienen sin embargo su propia explicación racional, como es de esperarse.

LOS EFECTOS DEL ALCA EN LAS RELACIONES USUARIO-PROVEEDOR DE LA CADENA PRODUCTIVA PETROLERA. EL CASO BRASILEÑO

*André Furtado
Cássio da Silva*

La integración regional ha tomado un nuevo rumbo con el proyecto del Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA). ¿Cuáles han sido las implicaciones de ese proyecto de integración hemisférica en la perspectiva de los países de América del Sur, en particular de Brasil?

Al contrario de los demás países grandes del continente latinoamericano, Brasil es históricamente un importador de petróleo. La producción interna es, en la actualidad, en gran parte submarina (82%) y de difícil acceso. Por eso requiere el dominio de tecnologías avanzadas para operar en el ambiente *offshore* en aguas profundas del litoral brasileño.

La virtuosa trayectoria de aprendizaje tecnológico y su posición de liderazgo internacional en la producción *offshore* en aguas profundas ha dado a Petrobras, la compañía estatal brasileña, cierta tranquilidad, lo cual encaminó al Estado Brasileño a permitir la participación de las compañías petroleras extranjeras sin que eso constituyese una amenaza para la sobrevivencia de la empresa brasileña. Cabe también resaltar que la apertura en Brasil no se caracteriza por la enajenación de activos nacionales, contrario a lo que ocurrió en algunos países del Cono Sur, como Argentina y Bolivia.

La larga distancia que separa al Cono Sur del mercado norteamericano crea, para esa región, un espacio de integración propio; eventualmente, podría en un futuro lejano acercarse a ese mercado.¹ Brasil, dentro del Cono Sur, opera como un importador de petróleo, de energía eléctrica y de gas natural de sus vecinos, a semejanza de lo que hace Estados

¹ Véase los textos de Philippe Faucher y Sarah-Myriam Martin Brôlé, en esta publicación.

Unidos en América del Norte con sus dos vecinos, Canadá y México.² Brasil no es todavía una región madura, como es el caso de Estados Unidos, donde se han explotado gran parte de los recursos disponibles; en Brasil, parte del potencial energético no ha sido aún explotado; esto requiere grandes volúmenes de inversiones.

La apertura económica anunciada por el ALCA, por lo tanto, tiene repercusión distinta en Brasil de la que pudiera tener en México o en Canadá, o incluso en Venezuela, donde la integración energética con el gran país del norte es casi un imperativo. En Brasil, la apertura del sector petrolero a las compañías extranjeras y privadas nacionales ya está hecha y no constituye un desafío como en el caso mexicano; en México, se requiere pensar en un arreglo fiscal específico que no haga inviable la empresa petrolera estatal ni comprometa el control nacional sobre los recursos petroleros.³ Por otro lado, los costos de transporte de gas natural y de electricidad hacen más ventajosa la integración regional, al proteger a Brasil de la competición directa por el consumo con el poderoso país del norte.

En realidad, el desafío de la integración regional promovida tal como lo plantea el ALCA, es otro. Este trabajo se propone explorarlo. En efecto, en Brasil el impacto del ALCA ha sido mucho más substancial tratándose de la política industrial y tecnológica para la industria petrolera. Redefine las políticas de desarrollo locales, principalmente las de uso del poder de compra de empresas estatales para el desarrollo industrial del país.

Las empresas estatales son pieza central del proyecto de industrialización brasileño, que se consolidó en la posguerra; llegaron a representar prácticamente la mitad de la inversión productiva en el país, durante la década de los setenta. Dada su importancia central en el proceso de acumulación, también permitieron al Estado promover políticas de apoyo a proveedores locales. Esas políticas buscaban, en primer lugar, reducir el contenido de importación de la demanda de inversión y operación, engendrada por las estatales; posteriormente, utilizaron el poder de compra de las empresas estatales para aumentar el contenido (componente) tecnológico local en la fabricación de equipos y materiales. Los Núcleos de Articulación de la Industria (NAI), creados a mediados de los años

² Véase los textos de Ángel de la Vega Navarro, y de Benjamín García Paéz en esta publicación.

³ Véase el artículo de Juan Carlos Boué en esta publicación.

setenta, buscaron articular la demanda de las empresas estatales con los proveedores o suministradores nacionales de bienes y servicios, y el desarrollo tecnológico local.⁴

A partir de la década de los noventa, la política de compras en vigor en los años setenta y ochenta sufrió una importante alteración, por la reformulación del papel del Estado en la economía. La agenda neoliberal promovió temas como la quiebra de los monopolios públicos sectoriales y la privatización de las empresas estatales. Entonces, la política de compras dejó de ser parte de la agenda de las nuevas políticas sectoriales, dirigidas a promover apertura y competencia en sectores anteriormente monopolizados por el Estado. Sin embargo, sobre todo con la llegada del gobierno de Lula, en 2003, la política de compras, así como la política industrial, volvieron a formar parte de la agenda pública.

Petrobras constituye un claro ejemplo de la evolución agitada que ha tenido el papel del Estado en la economía y en el desarrollo tecnológico nacional. Desde su creación en la década de los cincuenta, esta empresa ha promovido a los proveedores de equipos e insumos locales.⁵ Al apoyarse en los esfuerzos sistemáticos para desarrollar la producción de hidrocarburos, aumentó considerablemente el índice nacional de los materiales y equipos adquiridos por la estatal; este fenómeno culminó al final de los años ochenta e inicios de los noventa. El resultado de este esfuerzo que duró décadas es que hoy en día Brasil posee una importante industria parapetrolera que fabrica equipos e insumos para la industria petrolera. Pero es cierto que esa política, a pesar de traer importantes resultados en términos de capacitación tecnológica de los proveedores locales, acarreó también un costo adicional en el precio de los equipos más caros, lo cual limitó la capacidad de inversión de la empresa estatal.

En los años noventa se transformó la relación entre Petrobras y sus proveedores. Por el proceso de apertura aumentó considerablemente el contenido de importación de equipos e insumos y, por lo tanto, el volumen de productos importados. Ante las presiones de la sociedad brasileña —privada de una importante fuente de generación de nuevos em-

⁴ J. H. Sousa, "Os Núcleos de Articulação com a Indústria: um instrumento de Política Tecnológica para o Setor de Bens de Capital", Dissertação de Mestrado, Campinas, Instituto de Geociências-Unicamp, 1997.

⁵ A. C. Macedo e Silva, "Petrobras: a Consolidação do Monopólio Estatal e a Empresa Privada (1953-1964)", Dissertação de mestrado apresentada ao IE-Unicamp, Campinas, 1985.

pleos— a partir del inicio de la actual década la política de compras de la estatal comenzó a modificarse. Esa nueva política industrial adquirió todavía mayor ímpetu con la llegada del gobierno Lula, en 2003. Explícitamente: se buscó aumentar los índices nacionales en los nuevos proyectos de Petrobras y en las licitaciones de nuevas áreas por la Agencia Nacional del Petróleo (ANP). Inútil decir que esta nueva orientación choca de frente con la que prevalece en las negociaciones comerciales que se dan en el ámbito del ALCA; en particular, en lo que respecta al capítulo sobre compras gubernamentales, cuyos términos se extienden a todas las compras públicas realizadas en el ámbito federal, incluidas las empresas estatales.

Para analizar los impactos que tendrían los cambios institucionales del ALCA sobre la promoción de la industria de los proveedores locales y sobre la dinámica usuario-proveedor en la industria petrolera, el presente trabajo se subdivide en ocho párrafos. En un primer momento nos proponemos contextualizar este fenómeno y trazar un breve panorama de las transformaciones —en la relación usuario-proveedor— en el ámbito internacional de la industria; esto permite explicar en parte el cambio de postura de Petrobras con relación a sus proveedores locales. Luego, analizaremos la alteración de la política de compras de Petrobras, durante la década de los noventa, y su reorientación hacia los proveedores externos. Allí se presentan dos momentos principales en la política de compras de la estatal: la apertura para proveedores extranjeros y luego la búsqueda de mayor contenido local, pero con bases competitivas. La tercera parte estudia los efectos de esa política de apertura sobre los proveedores locales; busca mostrar que aun cuando sus capacidades han disminuido en beneficio de un mayor control extranjero, vivieron un proceso de modernización que los volvió más competitivos. La siguiente parte traza el perfil de la política pública sectorial relacionada con la promoción de los proveedores locales de la industrial del petróleo. La creciente autonomía de acción de Petrobras ayudó a promover cada vez más a los proveedores nacionales. Posteriormente, se presenta la agenda de negociación ampliada del ALCA que incluye un apartado específico sobre política de compras gubernamental. El penúltimo párrafo busca, en función de lo expuesto, analizar los efectos de la posible suavización de la política de compras brasileña. Se concluirá con la presentación de algunas consideraciones.

ALTERACIÓN DE LA RELACIÓN ENTRE USUARIO
Y PROVEEDOR EN LA INDUSTRIA PETROLERA

La relación usuario-proveedor posee una importancia central para la dinámica económica y tecnológica de la industria petrolera. Ha evolucionado de manera muy nítida. La relación de fuerzas entre grandes compañías operadoras y proveedores especializados siempre se inclinó en provecho de las primeras, en cuanto al volumen de esfuerzo tecnológico, sobre todo en el campo de la tecnología *offshore*.

A pesar de que las grandes compañías petroleras suelen disponer de mayor capacidad de negociación ante sus subcontratados y proveedores, en algunas actividades, las empresas proveedoras han conseguido mejorar las condiciones de negociación; en general, por poseer el monopolio en determinadas innovaciones tecnológicas. La segmentación de actividades complejas en un conjunto heterogéneo de tecnologías acabó por generar un gran número de nichos de mercado. Las actividades y procesos de fabricación que demandaban cuantiosas inversiones en investigación y desarrollo (ID) o el aprendizaje de conocimientos técnicos destacadamente tácitos, dieron origen a mercados donde los proveedores disponen de condiciones más favorables para negociar los contratos con las operadoras. En ellos, la estructura concentrada de la oferta es una característica que los diferencia de los demás mercados de proveedores.

Esas multinacionales parapetroleras proveen una gama cada vez más variada de bienes y servicios que atienden las principales necesidades de las operadoras en la fase de exploración y producción: campañas sísmicas, ubicación de sondas de perforación, análisis del cieno de perforación, servicios de cimentación y delineación y conclusión de pozos, pruebas y ensayos, equipamientos de producción, servicios de ingeniería submarina, marítima y petrolífera, entre otras. Los ejemplos más representativos de grandes empresas proveedoras de multiproductos son los de Halliburton, Schlumberger, Baker-Hugues, Technip-Coflexip y Aker-Kvaerner.⁶

⁶ Es oportuno observar que entre las grandes parapetroleras citadas, dos son controladas por capital francés, país que no posee reservas significativas de petróleo. En torno de la actuación externa de dos empresas francesas tradicionales de petróleo, Elf y Total (hoy juntas en la TotalFinaElf), y de un tradicional centro de estudio e investigación especializado, el IFP (Instituto Francés del Petróleo), Francia logró construir una industria

Ese proceso de concentración de los proveedores llevó a que las operadoras de petróleo, en actitud de racionalización de costos, buscaran subcontratar partes importantes de sus actividades productivas y de innovación. Por tanto, se concentran en sus actividades originales, enajenando todos los activos no estratégicos. Muchas veces prefieren comprar reservas ya descubiertas, aun a un precio elevado, que arriesgarse en una campaña exploratoria. Una alternativa todavía más atractiva es adquirir otra compañía con reservas ya desarrolladas y proyectos en curso. Durante toda la década de 1990, los bajos precios del petróleo, aunado a la expansión de los demás sectores industriales y de los servicios, aumentaron la presión para que las grandes compañías petroleras garanticen alta rentabilidad de sus activos. Así sería posible protegerse de las amenazas de adquisiciones hostiles y justificar la valorización de las acciones de petróleo a niveles comparables a la valorización de las empresas de telecomunicaciones, informática o bienes de consumo electrónicos.

Al buscar resultados financieros de corto plazo se cancelaron o postergaron los proyectos de mayor riesgo, fueran de exploración o de desarrollo de nuevas reservas en regiones más difíciles, fueran de investigación y desarrollo de nuevas tecnologías; se redujeron los esfuerzos tecnológicos internos en las grandes compañías petroleras; los gastos de producción y desarrollo (PD) disminuyeron así como el número de solicitudes de patentes de las principales operadoras internacionales. Esto refleja claramente la tendencia dominante durante la década pasada.⁷

En lo tecnológico, las operadoras han reforzado su estrategia de subcontratación, extendiéndola también hacia las actividades de desarrollo de campos de petróleo y gas natural. Con pocos recursos económicos, de capital humano y poca experiencia en el mar, algunas operadoras independientes estadounidenses fueron las primeras en contratar a terceros para desarrollar las reservas en el Golfo de México. Las mayores

de proveedores y *offshore* extremadamente competitiva; a pesar de su total desventaja respecto a la disponibilidad de recursos naturales, se compara a la industria estadounidense, inglesa o noruega.

⁷ Frederico Reis Araújo, *Panorama Internacional dos Investimentos em P&D no Setor Petróleo e Gás Natural*, nota técnica 02, Projeto Tendências Tecnológicas, Instituto Nacional de Tecnologia, Río de Janeiro <http://www.tendencias.int.gov.br/arquivos/textos/NT02_2003.zip>

operadoras con más tradición en actividades marinas adoptaron el nuevo modelo para viabilizar el *offshore* profundo.

En el nuevo modelo, el avance se da en lo que respecta a la contratación de empresas que pasan a asumir de forma integrada segmentos cada vez más amplios de actividades: son licitadas “en grandes bloques”, en la forma de proyectos “*turn key*”. Se subcontratan actividades tales como la supervisión de la construcción de plataformas y navíos y, sobre todo, la instalación de los diversos equipos en el campo. Con esto, las operadoras ahorran en costos administrativos (*overheads*) y de producción: los primeros, por el recorte en costos como los de coordinar e integrar eficientemente actividades diferenciadas y, los segundos, por las economías de escala y de especialización de los proveedores.⁸

EVOLUCIÓN DE LA POLÍTICA DE COMPRAS DE PETROBRAS EN LA DÉCADA DE LOS NOVENTA

A la par de las tendencias internacionales, Petrobras dio un viraje en el sentido de externalizar muchas de las funciones y actividades que acostumbraba asumir en sus grandes proyectos de inversión; entre ellas destaca el control y la integración de los proyectos, así como de su financiación. En función de los cambios que ocurrieron desde principios de la década pasada, la compañía buscó relacionarse con contratantes importantes que se ocuparan de los proyectos *turn key*. El formato de contrato buscado era el de “Engineering, Procurement and Construction” (EPC). En este modelo contractual, la empresa de ingeniería queda a cargo de la ejecución del conjunto del proyecto; más allá de ejecutar las partes más importantes del mismo de forma coordinada, debe ser capaz de integrarlas eficazmente. La función contractual de negociar los precios y de controlar la calidad de los diferentes equipos queda a cargo del contratante principal. Con ello, Petrobras busca externalizar parte importante de los costos de transacción que tenía que asumir en el desarrollo de los nuevos campos *offshore* descubiertos en la Bacía de Campos.

⁸ B. Bourgeois y V. Jacquier-Roux, “L’internationalisation des activités technologiques dans les industries énergétiques”, *Rapport Final*, Institut d’Économie et de Politique de l’Energie, Grenoble, junio, 2001.

El foco de competencia de Petrobras se restringió a la elaboración del concepto del proyecto y al propio proyecto básico, que es desarrollado por el Centro de Investigación, Desarrollo e Ingeniería Básica de Petrobras (Cenpes). El detalle o la especificación, tareas para las que normalmente se contrataban empresas de ingeniería nacionales, pasaron a ser tareas del contratante principal. Las funciones de desarrollo de los grandes proyectos marítimos, asumidas anteriormente por el Departamento de Ingeniería, fueron progresivamente subcontratadas. Esta exteriorización avanzó bastante en cuanto a los grandes proyectos de plataformas adquiridas mediante el modelo *turn-key*. Sin embargo, la parte submarina, que constituye la fracción principal del costo, continúa bajo control de la compañía.

Dentro de la compañía ocurrió un cambio organizacional importante que incidió en mayor autonomía gerencial de las distintas filiales y divisiones. El área de materiales evidenció ese proceso. El Departamento de Compras, que anteriormente centralizaba las adquisiciones de equipos y materiales, perdió mucha importancia en relación con las unidades regionales de negocios de Petrobras; éstas compraban ahora directamente a los proveedores. Ese cambio organizacional que consiste en ofrecer mayor autonomía a las distintas divisiones de la corporación sigue la tendencia internacional. Un cambio semejante ocurrió en Pemex, donde las filiales pasaron también por un proceso de autonomización.⁹ La tendencia a reducir los índices de nacionalización de Petrobras es atribuible en gran medida a ese cambio organizacional.

Los grandes proyectos de ingeniería en la década de los noventa

La nueva forma de relacionarse de Petrobras tuvo amplias repercusiones sobre la industria parapetrolera brasileña (los proveedores), que se había constituido en la etapa de industrialización por sustitución de importaciones. Al comenzar la década pasada, Petrobras buscó a las grandes empresas nacionales de ingeniería, tales como Oderbrecht, Andrade Guitierrez, y Ultratec, para que asumieran el papel de contratante principal. La construcción de grandes plataformas iba a exigir el control y la

⁹ Véase el texto de Isabelle Rousseau en esta publicación.

coordinación de un complejo conjunto de actividades y funciones que pudieran serles traspasadas.

Efectivamente, las empresas de ingeniería nacionales asumieron entonces la función de contratante principal. Oderbrecht (Tenenge) se asoció, entre 1992 y 1994, al grupo Fels de Singapur para construir la P-18, una plataforma semisumergible con capacidad de producción de 100 000 barriles por día que fue la primera plataforma permanente de la Bacía de Campos en aguas profundas. Posteriormente, en el periodo que se extiende entre 1994 y 1996, Oderbrecht, el grupo IVI y Ultratec asumieron los proyectos de construcción de la P-19, P-25, P-31, y P-34. Esos dos últimos fueron los primeros proyectos de FPSO (Floating Production Storage and Offloading) instalados en el país.¹⁰

Durante ese primer periodo de los noventa, el compromiso de las empresas de ingeniería con los proveedores locales era más significativo. Cuatro plataformas (P-19, P-25, P-31 y P-34) fueron hechas por astilleros nacionales, lo que garantizaba mayor índice de nacionalización en los proyectos. Con todo, otras tres plataformas fueron encomendadas al exterior (P-18, P-26 y P-27), todas con ingeniería de la Tenenge en asociación con astilleros extranjeros. Los astilleros nacionales y las empresas de ingeniería tuvieron serios problemas financieros a mediados de la década pasada; frecuentemente se retrasó la entrega de los proyectos y algunas enfrentaron procesos de quiebra. Fue el caso especialmente del grupo IVI, al cual se subordinaba el astillero Verolme-Ishibrás. Ese colapso de la industria de construcción naval y de las empresas de ingeniería implicó una mudanza de los socios de Petrobras.

Durante la segunda mitad de esta década, Petrobras se relacionó con mayor frecuencia con los principales contratantes extranjeros (*main contractors*) para ejecutar los proyectos de plataformas y FPSO. La única empresa de ingeniería de capital nacional fue la Marítima; como anteriormente sus congéneres nacionales, también enfrentó serios problemas de vencimiento de plazos y acabó siendo excluida de la lista de proveedores de Petrobras. Los demás proyectos de ese periodo quedaron a cargo de los principales contratantes extranjeros, que a veces se trataba de los propios astilleros (casos de Fels y de Jurong de Singapur). Durante

¹⁰ Los FPSO son, en general, grandes barcos petroleros que fueron convertidos en navíos con capacidad de producir, almacenar y trasladar petróleo crudo.

ese periodo, una proporción considerable de proyectos fue construida fuera del país. En 1999, de las doce unidades de producción (plataformas semisubmergibles o FPSO) encomendadas por Petrobras, apenas una se construía en el país (la P-31).¹¹ La tabla 1 ofrece una visión de conjunto de las unidades fluctuantes de producción encomendadas durante la década de 1990. Esa situación motivó el estudio encomendado por la ANP a PUC-Río en cuanto a la competitividad de la industria local de proveedores.¹²

Tabla 1
UNIDADES DE PRODUCCIÓN *OFFSHORE*
CONSTRUIDAS DURANTE LA DÉCADA DE 1990. BACÍA DE CAMPOS

<i>Unidad</i>	<i>Tipo</i>	<i>Campo</i>	<i>Contratante principal</i>	<i>País (astillero)</i>	<i>Valor (en millones de dólares)</i>
P-18	Semisubmergible (nueva)	Marlim	Tenenge	Singapur	250
P-19	Semisubmergible	Marlim	IVI	Brasil	170
P-25	Semisubmergible	Albacora	Ultratec	Brasil	116
P-26	Semisubmergible	Marlim	Tenenge-Ultratec	España	200
P-27	Semisubmergible	Voador	Fels	Singapur	120
P-31	FPSO	Albacora	IVI	Brasil	300
P-32	FSO	Marlim	Astano	España	100
P-33	FPSO	Marlim	Hyundai	Corea	200
P-34	FPSO	Barracuda-Caratinga	IVI	Brasil	200
P-35	FPSO	Marlim	Hyundai	Corea	200
P-36	Semisubmergible	Roncador	Marítima	Canadá	350
P-37	FPSO	Marlim	Marítima	Singapur	288
P-38	FSO	Marlim Sur	Mitsubishi	Singapur	150
P-40	FPSO	Marlim Sur	Marítima	Singapur	324
P-47	FSO	Roncador	Astano	España	130

Fuente: ANP-PUC.

Uno de los ejemplos más representativos de ese cambio de postura en materia de contratación ha sido el proyecto Barracuda-Caratinga. Presu-

¹¹ *Brasil Energia*, Río de Janeiro, mayo de 1999.

¹² ANP-PUC. *Avaliação da Competitividade do Fornecedor Nacional com Relação aos Principais Bens e Serviços*. Río de Janeiro, ANP, mayo de 1999. Esto viene después de la introducción, en la legislación de licitación de concesión de la ANP, en la parte que toca el criterio de nacionalización para la selección de proyectos y el principio de igualdad de condiciones para el proveedor nacional.

puestado en 2 500 millones de dólares, ese proyecto fue contratado en bloque a Kellogg-Brown & Root (KBR), que es el brazo especializado en ingeniería de la gigante Halliburton. Este proyecto confirma la tendencia de Petrobras de darles a los contratantes principales el desarrollo, en bloque, de campos enteros; no se encomienda solamente una plataforma sino todo un sistema de producción. Son dos FPSO (tabla 2), 33 pozos y las conexiones y líneas de producción que deberán producir 265 000 barriles por día en 2005. Aun así, la exteriorización de las actividades de ingeniería no fue completa. El proyecto contiene una estructura organizacional compleja. Una parte de las actividades *subsea*, principalmente la instalación de Árboles de Navidad Mojados (ANM) y la perforación y terminación de los pozos fue subcontratada por la KBR a Petrobras.¹³ Esa parte tiene un valor de 1 500 millones de dólares; o sea, 60% del valor total del proyecto. Entre tanto, Petrobras subcontrató Halliburton en las actividades de perforación y cimentación. La participación de dicha compañía fue decisiva para hacer viable el financiamiento del proyecto. El grupo de bancos que lo financiaron exigió que el contratante principal fuera una empresa de reputación internacional. En la lista de los posibles candidatos estaban además de la KBR (Kellog Brown and Root), la ABB (Asea Brown Boveri), la Kvaerner y la Aker.

Tabla 2
 PROYECTOS DE PLATAFORMAS CONSTRUIDAS PARA PETROBRAS

<i>Unidad</i>	<i>Tipo</i>	<i>Campo</i>	<i>Contratante principal</i>	<i>País (astillero)</i>	<i>Valor (en millones de dólares)</i>
P-43	FPSO	Barracuda-Caratinga	KBR	Singapur	n.d.
P-48	FPSO	Barracuda-Caratinga	KBR	Brasil	200
P-50	FPSO	Albacora-Leste	Jurong-Kvaerner	Singapur-Brasil	244

La autonomía de decisión de las empresas de ingeniería con relación a Petrobras es casi siempre limitada. Los proyectos imponen condiciones claras a los contratantes principales en cuanto a la compra de equipos. Los proyectos son acompañados de una *vendor list* que indica un número

¹³ ANM es el conjunto de válvulas que controla la producción de un pozo que está localizado en el fondo del mar.

limitado de proveedores acreditados para ofrecer determinados bienes. Esa lista es todavía más efectiva para los proveedores nacionales que para los extranjeros. El proyecto de Barracuda-Caratinga se vio acompañado de la exigencia de comprar 40% del equipo en el país, lo cual estaba asociado al financiamiento parcial del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES).

El esquema que este banco propuso no implicaba necesariamente que el financiamiento del proyecto *offshore* fuera destinado a las compras locales. El valor total de la participación del banco de desarrollo brasileño asciende a 700 millones de dólares, ofrecidos en reales (la moneda brasileña). Los recursos financiados por el Banco se destinan en casi su totalidad a la adquisición de bienes y servicios proveídos localmente. De esta manera, los criterios de Petrobras y del Banco en cuanto al financiamiento fueron elementos determinantes para que la KBR contratara uno de los FPSO (P-43) al astillero Fels-Setal, localizado en el estado de Río de Janeiro. Esa empresa es una asociación entre un grupo de ingeniería nacional Fels con el astillero de Singapur, Kepple-Fels.

Petrobras tiende también a negociar ampliamente los proyectos que no agradan a las grandes empresas de ingeniería. Los contratos son muy exigentes, con plazos estrictos; la negociación sobre los precios es intensa. En el caso del Barracuda-Caratinga, el precio original solicitado por la KBR era de 3 500 millones de dólares. Después de intensas negociaciones que se extendieron por más de un año, Petrobras consiguió bajar ese precio a 2 500 millones, que fueron finalmente contratados. El hecho de que Petrobras tenga que responsabilizarse por la coordinación de 60% del proyecto no es extraño por ese precio. La KBR considera que ese precio cubre los costos de las partes del proyecto, pero subestima el conjunto en dos aspectos importantes: no considera los costos de la gerencia de las interfases (compra, acompañamiento, acoplamiento y pruebas) y no toma en consideración el riesgo asumido por el contratante principal de que el proyecto no funcione de acuerdo con la previsión inicial. Por esa experiencia, la KBR no tiene ganas de repetir esa experiencia con los mismos moldes con Petrobras. Entre tanto, la compañía petrolera brasileña quiere corregir este tipo de relaciones con los proveedores, como lo veremos a continuación.

La revisión del modelo organizacional de Petrobras

La tendencia de Petrobras de contratar proyectos *turn key* mediante EPC es parcialmente responsable de los menores índices de nacionalización de los grandes proyectos de la empresa petrolera. Esos contratos representan 30% del volumen total que la compañía contrata con proveedores externos. Se desnacionalizó el mercado de servicios de ingeniería por la falta de empresas locales con capacidad organizacional y apoyo financiero suficientes para asumir esa nueva modalidad de contratos. La principal empresa nacional capaz de asumir ese papel, la Oderbrecht, enfrenta serias dificultades financieras y se desinteresó de participar en los proyectos de Petrobras (como en el caso del campo de Bijupirá-Salema).

Petrobras, según todo indica, está pensando en volver atrás en su estrategia de externalización. En razón de los atrasos y las dificultades que los contratantes principales observaron en la entrega de los proyectos *turn key*, la empresa ha procurado ejercer nuevamente mayor control sobre la parte de ingeniería. Es sintomático que actualmente en los grandes proyectos, Petrobras haga además del proyecto básico, el Front and Engineering Design (FED), que es una etapa intermedia entre la ingeniería básica y de detalle. El FED consiste en la especificación de ciertas partes consideradas críticas en el proyecto básico, tales como el peso en acero necesario en la construcción, y en la especificación de grandes equipos, como compresores y grandes generadores.

El Departamento de Ingeniería de Petrobras acompaña la especificación del proyecto y vigila el funcionamiento de los equipos. La compañía es responsable de probar los instrumentos, accionar las bombas, integrar los grandes equipos y comprobar el buen funcionamiento de todo el sistema. Este último modelo llevó a Petrobras a abandonar los proyectos *turn key* para contratar módulos que ella se encargará de integrar después.

El cambio de postura de la estatal también se manifestó al exigir que los contratantes principales atendieran los índices de nacionalización. Una de las últimas encomiendas de Petrobras, la P-50 (un FPSO de gran porte, con capacidad para producir 180 000 bbl por día de petróleo y seis millones de metros cúbicos de gas natural), está inserta en ese nuevo contexto. El navío está siendo reconvertido por el astillero Jurong en Singapur. Sin embargo, la licitación de los módulos fue ganada por la

Kvaerner. Esa empresa, que pretendía fabricar los módulos en Malasia, subcontrató al astillero Mauá-Jurong para que fuesen construidos en Brasil. Con eso fue posible atender la exigencia de Petrobras de mayor contenido local (49%) después de intensas negociaciones. La parte de integración en Brasil —que consiste en la instalación de los módulos, interrelación entre sistemas, puesta en marcha de los equipos en el país— la supervisa directamente el Departamento de Ingeniería de Petrobras.

Las dos últimas plataformas semisumergibles licitadas por Petrobras (las P-51 y P-52) ratifican claramente ese cambio de postura, que segmenta el proyecto en varios módulos (generación, comprensión, casco-*topside*) y estipula un contenido local cada vez más elevado. Para el módulo de generación y compresión, el contenido nacional es de 75%, sin contar los grandes equipos como compresores y turbogeneradores. Los servicios de ingeniería, construcción y montaje tendrán que ser integralmente hechos en el país. El *topside* debe comprometerse a contar con 60% del índice de nacionalización; el casco queda a criterio de los competidores.¹⁴ Esas dos unidades confirman la tendencia clara de “internalizar” la construcción de la mayor parte de los proyectos. Este cambio de estrategia comulga con las nuevas directrices del gobierno de Lula, que busca cumplir las promesas de campaña.

Sin embargo, esa política de negociación de la estatal con sus proveedores no ha respondido a las expectativas: Petrobras pretendía desembolsar mil millones de dólares en las dos plataformas y no fue así.¹⁵ El encarecimiento del proyecto se debe al hecho de que las instalaciones de grandes dimensiones, requeridas para la construcción de las dos plataformas semisumergibles de gran porte (180 000 bbl por día y 7.2 millones de metros cúbicos de gas por día), no se encuentran en los grandes astilleros del país. Pero ese encarecimiento está sin duda asociado con

¹⁴ *Valor Económico*, 26 de febrero de 2003.

¹⁵ Apenas la P-52, cuyos vencedores de la licitación fueron escogidos después de un largo periodo de negociación, le costará a Petrobras 923 millones de dólares. De ese monto, 774 millones de dólares serán destinados al casco y a la planta de proceso (consorcio Fels Setal-Technip), 82.6 millones de dólares para los módulos de generación eléctrica (Rolls-Royce) y 65.8 millones de dólares para los módulos de compresión. El casco, entre tanto, deberá ser fabricado por el astillero Kepel Fels, en Singapur. En consecuencia, el índice de nacionalización del proyecto fue de alrededor de 40%. (*Brasil Energia*, núm. 278, enero, 2004, p. 41.)

una nueva carga fiscal, creada como la Ley Valentim, la cual recae sobre las importaciones. Este aspecto será abordado a detalle en la siguiente parte.

CONSECUENCIAS PARA LOS PROVEEDORES LOCALES

Los proveedores, hasta ahora protegidos por elevadas barreras comerciales y amparados por el modelo de relación paternalista de Petrobras, enfrentaron un ambiente muy distinto durante la década de 1990. Ese nuevo contexto productivo tuvo importantes efectos en la estructura y dinámica de esa industria.

Las empresas de proveedores pasaron por un intenso proceso de reestructuración que implicó: *a)* asociación o incorporación a un grupo extranjero de mayor capacidad productiva y financiera, lo que proporcionó mayor aliento financiero para esas empresas; *b)* reorientación en el negocio principal de empresas de bienes de capital, que anteriormente se caracterizaban por fabricar una gran variedad de productos; esa reorientación permitió que las empresas ganasen en eficiencia, escala y competitividad, y *c)* inversiones importantes en la capacidad productiva y de innovación, en función de los procesos arriba mencionados y de la expectativa de expansión interna; esas inversiones permitieron modernizar y ampliar el parque productivo.

Los fabricantes de equipos que lograran sobrevivir a esta reestructuración estarán mejor preparados para competir tanto en el mercado interno como externo. En ciertos segmentos, donde ya es reconocida la capacidad productiva local (como Árboles de Navidad Mojados, *manifolds* y umbilicales) la capacidad de producción va mucho más allá de la demanda interna.¹⁶

Los problemas que enfrentan los proveedores locales de equipos están fuera de la fábrica. Los problemas de transporte de las mercancías de la planta hasta el local de consumo son graves, principalmente para los

¹⁶ El *manifold* es un equipo submarino de grandes dimensiones que queda en el fondo del mar y hace la interface entre los ANM y la plataforma al estar conectado por *risers* (tubos) y *umbilicales* (tubos y cabos); los umbilicales sirven para transportar la energía eléctrica y los comandos eléctricos y neumáticos de la plataforma hacia el fondo del mar.

fabricantes que no pueden recurrir directamente al transporte marítimo para alcanzar las zonas productoras *offshore*. El excesivo costo del transporte terrestre para entregar equipos de gran tamaño en los locales de producción fue considerado un gran obstáculo.

La industria de la construcción naval merece especial atención; detengámonos en ella. Esa industria, por su propio peso en los gastos de inversión, juega un papel crucial en la capacidad productiva local. El parque productivo está localizado principalmente en el Estado de Río de Janeiro.¹⁷ En función de la serie de acontecimientos ya señalados, la construcción naval local sufrió una gran involución. Se trata, sin duda alguna, del segmento de la industria de proveedores más afectada por los cambios ocurridos durante la década de 1990. La industria que llegó a tener 39 155 empleados en 1979, cayó a 13 097 en 1990, y a 1 880 empleados en 1998.¹⁸ Las razones de esa involución son múltiples; en particular, destaca la mala gestión financiera de los grupos controladores, la fuerte oscilación de la demanda que caracteriza esa industria, el cambio de política contractual de Petrobras, referido anteriormente, y las dificultades de financiamiento interno. Como lo veremos enseguida, el nuevo régimen aduanero para las importaciones de equipos (Repetro) fue también uno de los principales responsables del retroceso de esa industria.

La capacidad productiva de los astilleros navales comenzó a reconstituirse a partir del 2000. Esta revitalización se debió al interés que tanto Petrobras como las autoridades de Río de Janeiro, pusieron en esa industria. La legislación brasileña exigió que las embarcaciones que atienden las plataformas fuesen de bandera brasileña y construidas en el país. Como la industria petrolera está ampliando y renovando la flota, existe una gran perspectiva de expansión de un mercado cautivo. Se estima que, únicamente en embarcaciones de apoyo, se necesitarán 93 nuevas embarcaciones, sin contar la posible renovación de las 80 extranjeras que operan hoy en el país. Concretamente, el programa de Petrobras prevé la reposición de 21 barcos de apoyo.¹⁹ Shell, por su lado, enco-

¹⁷ Fuera de ese Estado, a penas los astilleros Itajaí, localizado en Santa Catarina, y Wilson Sons, localizado en Santos, tienen dimensión y relevancia para la industria petrolera.

¹⁸ J. A. B. Pasin, "Indústria Naval do Brasil: Panorama, Desafios e perspectiva", *Revista do BNDES*, Río de Janeiro, vol. 9, núm. 18, 2002, pp. 121-148.

¹⁹ *Brasil Energia*, núm. 248, julio de 2001.

mendó la construcción de un barco de apoyo para Bijupirá-Salema. Además de las embarcaciones, están los mercados de plataformas y FPSO. Por esos cambios en el volumen de compras internas, 16 astilleros han sido revitalizados (la mayor parte de los cuales se encuentran en el estado de Río de Janeiro). La industria de construcción naval disponía ya, en 2002, de una cartera de encomiendas del orden de 1 200 millones de dólares y empleaba a 14 000 personas, situación que rebasaba por mucho el nivel de actividad alcanzado a principios de los años noventa.²⁰ Más recientemente, en 2003, la Ley Valentim del gobierno de Río de Janeiro, que aplica el impuesto indirecto sobre las ventas de bienes y servicios (ICMS) a las importaciones hechas mediante el Repetro (véase el siguiente apartado), prácticamente neutralizó los efectos de ese régimen que favorecía las importaciones, al mismo tiempo en que el Estado pasó a no cobrar ICMS de las plataformas construidas.

Hay consenso tanto del lado de los astilleros como de las operadoras de que la capacidad productiva de los astilleros mejoró bastante. Los más importantes se asociaron a grupos extranjeros (Fels-Setal, Mauá-Jurong y Promar); se realizaron inversiones para modernizar y reparar las instalaciones. Los primeros encargos del 2000 fueron importantes para pagar la reparación de los astilleros.

En la actualidad se considera que están plenamente habilitados y que son competitivos para atender las principales demandas de la industria de petróleo de FPSO, FSO, plataformas semisumergibles de producción y perforación.²¹ La capacitación tecnológica de los astilleros navales locales, medida mediante los esfuerzos de innovación, es reconocidamente limitada.²² Aun así, para la empresa líder (Fels-Setal) esa capacitación tecnológica es bastante significativa y se sitúa en un estado incremental para producto, proceso e inversión; o sea, para ampliar su capacidad productiva. La empresa cuenta con una división de ingeniería en la cual

²⁰ Entrevista en la Federación de las Industrias del estado de Río de Janeiro. Firjam (Federación de las industrias del estado de Río), 2002.

²¹ También para plataformas fijas autoelevatorias tipo *caisson* y *jack-up*, de embarcaciones de apoyo de tipo AHTS (Anchor Handling and Tug Supply), TS (Tug Supply), LH (Line Handling), UT (utilitarios), P (pasajeros), y PSV (Platform Supply Vessel).

²² J.C. Ferraz, Santos R. Leão I. y L.M. Portela, "Cadeia: Indústria Naval. Estudos da Competitividade de Cadeias Integradas no Brasil: Impactos das Zonas de Livre-Comércio". Nota Técnica Final. Campinas: Unicamp-IE-NÉIT, diciembre de 2002.

trabajan 32 personas (proyectistas) que disponen de equipos de 2-D y 3-D; ha logrado obtener los más importantes contratos de plataformas en el periodo reciente.

Por su lado, Projemar, que es un *spin-off* de Eisa (ex Eima), emplea doscientas personas. Se especializó en la realización de proyectos de ingeniería de detalle para construcción de plataformas o FPSO. La empresa es responsable de 70% de los proyectos de sistemas de amarres (*risers*) y pequeñas plantas de procesos;²³ detenta además una importante parcela de la capacidad de innovación de la industria de la construcción naval.

La capacidad de innovación de los fabricantes de equipo es mucho más significativa. Una parte importante de las empresas de Árvore de Natal Molhada y de Válvulas y Bombas realiza esfuerzos continuos de producción y desarrollo (PD) y todas ellas hacen por lo menos innovaciones incrementales, sin contar que algunas introducen innovaciones radicales.²⁴ Esos recursos permiten que las empresas acompañen la evolución internacional en tecnología de proceso y de producto y sean capaces de introducir modelos propios.

ALTERACIONES RECIENTES DE LA POLÍTICA INDUSTRIAL

El gobierno federal esbozó una importante modificación en el tipo de relación que estilaba con el sector del petróleo y del gas natural. Hasta 1998, buscaba sobre todo quebrar el monopolio de Petrobras sobre las actividades de exploración, producción, transporte y refinación de petróleo y distribución de derivados. La enmienda constitucional que quebró el monopolio del petróleo al autorizar la entrada de nuevas empresas en el sector en 1995 y la ley del petróleo de 1997 que reglamenta las actividades del sector de petróleo y gas natural en Brasil lo atestiguan. Por otro lado, en ese periodo, el gobierno federal creó el Régimen Aduanero Especial para la industria petrolera (Repetro) que liberaba de im-

²³ Según *Brasil Energia* (núm. 248, julio de 2001). Las plataformas P-10, P-19, P-31, P-34, P-37, P-38, P-40, P-43, P-45, P-48 y tres barcos de apoyo PSV fueron proyectados por esa empresa de ingeniería.

²⁴ B. Marzani, "Metodologia de Avaliação de Competências de Fornecedores Locais da Indústria do Petróleo e do Gás Natural", Campinas, Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Unicamp, 2004.

puestos federales y estatales a los equipos importados temporalmente (hasta siete años) para la producción *offshore*. Además lo completó con un régimen paralelo para la producción nacional, con el fin de equipararla con las importaciones, llamado de exportación fingida, o falsa. En realidad, en algunos estados de la federación el régimen paralelo no funcionó para los impuestos estatales (ICMS); por lo que la producción local quedó en desventaja frente a las importaciones. Solamente mediante el Repetro fueron importados 3 337 millones de dólares en 2001, siendo que 84% de ese valor corresponde a embarcaciones y plataformas.²⁵

A partir de 1999, mediante la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) el gobierno comenzó a tomar algunas tímidas iniciativas para inducir a las operadoras a aumentar los índices de nacionalización. Como resultado de un estudio elaborado por la PUC-Río, la ANP decidió incluir como uno de los criterios de la licitación el compromiso con la compra local y la garantía de igualdad de oportunidades para los proveedores locales en las compras de las empresas que ganasen esas licitaciones.²⁶ La ANP acompañó las compras de las concesionarias obligadas a elaborar informes para gastos en equipos de forma trimestral (para la agencia), declarando el componente nacional de los equipos adquiridos;²⁷ además firmó un convenio con la Organización Nacional de la Industria Petrolera (ONIP) para que se creara la metodología de investigación de ese índice de nacionalización. Esos índices, que en las primeras rondas de licitación fueran bastante bajos, tendieron a elevarse en las últimas, en la medida en que la ANP concedió mayor peso al criterio del índice de nacionalización; hubo aumento progresivo de éstos en las cuatro licitaciones realizadas entre 2000 y 2002.²⁸ En la quinta licitación, realizada bajo el gobierno de

²⁵ R. M. Zeidan, "Déficit Externo do Setor Petróleo e Gás: uma mensuração qualitativa". Nota Técnica 04, Projeto CT-Petro-Tendências Tecnológicas, Río de Janeiro, Instituto Nacional de Tecnologia, enero de 2003.

²⁶ ANP-PUC. *Avaliação da Competitividade do Fornecedor Nacional com Relação aos Principais Bens e Serviços*. Río de Janeiro: ANP, mayo de 1999.

²⁷ Se considera que el equipo es nacional sólo cuando el componente nacional es superior a 60%.

²⁸ B. Marzani, A. T. Furtado y S. M. G. Guerra, "Desafios criados para os fornecedores provenientes do novo contexto de abertura do mercado brasileiro de petróleo", *Petro & Química*, año xxvii, núm. 250, julio, 2003, pp. 64-69. En la primera los índices eran inferiores a 30%, en cuanto que en la cuarta fueron entre 39%, para exploración, y 53% para producción (tabla 3).

Lula, los criterios de nacionalización fueron reforzados. Por imposición del Ministerio de Minas y Energía (MME), que pasó a dirigir las reglas de licitación, se estableció un criterio mínimo de índice de nacionalización para participar en la licitación (30% para aguas profundas; entre 50 y 60% para aguas rasas dependiendo si es exploración o desarrollo, y 70% para bloques terrestres). El índice de nacionalización pasó a constituir 40% del peso de la nota total de las propuestas en las licitaciones.²⁹ Con tales incentivos, el índice de contenido local fue de 67% para exploración y de 80% para desarrollo (véase tabla 3).

Tabla 3
CONTENIDO LOCAL DE LAS CINCO LICITACIONES DE LA ANP

	Ronda 1	Ronda 2	Ronda 3	Ronda 4	Ronda 5
Contenido local medio en exploración	25.4%	41.8%	28.4%	39.1%	66.77%
Contenido local medio en desarrollo	26.7%	47.9%	39.9%	53.8%	79.67%
Compañías vencedoras	11	16	22	14	6

Fuente: *Brasil Energia*, núm. 274, septiembre de 2003, p. 32.

El gobierno del estado de Río de Janeiro participó activamente para inducir a Petrobras a aumentar sus índices de nacionalización. Es un estado muy bien posicionado en cuanto a la industria petrolera, con 80% de la producción nacional y la mayor parte de la industria de construcción naval del país. La Secretaría de Energía, Petróleo y Construcción Naval de Río de Janeiro, desde 1999, intenta promover y revitalizar esa industria que es central para la vida del estado. El gobierno del estado presionó para que se aumente el contenido local en las licitaciones de la ANP. A partir de junio de 2003, la promulgación de la Ley Valentim reforzó esta presión. Dicha ley permite cobrar el ICMS (impuesto indirecto estatal) sobre los equipos importados por Petrobras, libres de impuestos, mediante el Repetro. Este régimen fiscal, instituido en el 2000, permite la importación libre de impuestos de determinados equipos admitidos temporalmente en el país. Gracias a la ley Valentim, se logró disuadir a Petrobras de contratar astilleros en el exterior.

²⁹ *Brasil Energia*, núm. 269, abril de 2003.

Las dos más recientes plataformas contratadas por Petrobras (las P-51 y P-52) fueron tocadas por la nueva política industrial del gobierno federal desarrollada mediante la política de compras de Petrobras, tal como vimos anteriormente. El impacto de esa política en el índice de nacionalización de la P-52 fue pequeño (40%), porque era difícil encontrar un astillero nacional que pudiera construir el casco de la plataforma. La Ley Valentim no funcionó en ese caso como instrumento de disuasión.³⁰ El Estado acabó por estar satisfecho con ese nuevo impulso fiscal, equivalente a 166 millones de dólares.

En cuanto a la P-51, prevista para producir en el campo de Marlim Sur, el costo adicional de la Ley Valentim compromete la viabilidad del proyecto. Por eso, desde hace un año, el proyecto se encuentra en intensa negociación. Como se mencionó, la inversión prevista inicialmente era mucho menor, correspondiente a mil millones de dólares para los dos proyectos. En este caso, el papel del gobierno del estado de Río de Janeiro fue determinante para hacer viable la ubicación del proyecto. Para convencer a Petrobras de contratar la construcción del casco en el país, el gobierno utilizó el arma fiscal. En primer lugar amenazó a Petrobras con usar la Ley Valentim para disuadirla de que en el proceso de licitación de esa plataforma, fuese escogido un astillero extranjero. Posteriormente, para desbloquear las negociaciones, concedió la exención del ICMS, en abril de 2004, para que la construcción de la plataforma fuese realizada en el astillero de la Nuclep, localizado en el estado de Río de Janeiro.³¹

El gobierno federal también alteró bastante su postura con el gobierno de Lula. Tal vez la iniciativa más importante relacionada con los proveedores es el Programa Nacional de Movilización de la Industria Nacional del Petróleo y del Gas Natural (Prominp). Se trata de una iniciativa original para crear una política industrial sectorial que congrege a los diversos actores relevantes del sector. La Secretaría del Comité Ejecutivo del Programa está a cargo de la Secretaría de Petróleo y Gas del MME. Participan en ese comité Petrobras, la ONIP, el Instituto Brasileño del Petróleo (IBP) —que reúne a las demás compañías de petróleo que

³⁰ La ganancia del campo de Roncador, donde tienen que ser instaladas, es suficiente para cubrir ese gasto adicional imprevisto que se cobrará en la construcción de la plataforma.

³¹ *Brasil Energia*, núm. 282, mayo 2004, p. 24.

operan en el país— y el BNDES (Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social). El programa tiene por objetivo aumentar el índice de nacionalización de las compras de equipos mediante el financiamiento de proyectos aprobados a través del BNDES. Entre 2003 y 2007, Petrobras prevé invertir unos 29 200 millones de dólares. De estos recursos, 65% serían adquiridos de los proveedores locales, según proyecciones hechas para el programa (véase tabla 4).

Tabla 4
PLAN DE INVERSIONES DE PETROBRAS EN BRASIL DE 2003 A 2007
(MILES DE MILLONES DE DÓLARES)

<i>Actividad</i>	<i>Inversión doméstica</i>	<i>Colocación en el mercado nacional</i>	<i>Índice de nacionalización (%)</i>
Construcción y montaje	15.0	8.8	59
Adquisiciones de materiales y equipos	8.7	6.4	75
Impuestos	2.9	1.8	59
Otros*	2.6	2.0	75
Total	29.2	19.0	65

*Adquisiciones, fletes, combustibles, etcétera.

Fuente: MME, 2003.

PROPUESTAS EN DISCUSIÓN EN EL ALCA

Las negociaciones para la creación del ALCA, que integra treinta y cuatro países del continente, se iniciaron en 1994. La Tercera Cumbre de las Américas en la ciudad de Quebec, en 2003, estableció que el ALCA entraría en vigor en el 2005. La agenda de negociación es muy amplia y rebasa la dimensión comercial, los servicios, la inversión extranjera directa, la propiedad intelectual y las compras gubernamentales. La agenda de negociación ampliada adoptada por el ALCA sigue de cerca la que fue adoptada en el TLCAN (Tratado de Libre Comercio de América del Norte). En ese tratado fueron incluidos, además de los temas citados arriba, aquellos menos tradicionales relativos a normas laborales, medio ambiente y derechos humanos. La Declaración de Miami, que presenta las conclusiones de esta conferencia, se apegó a la idea de que el desarro-

llo en la región sólo sería posible mediante la integración económica y el libre comercio. Según este documento, “la eliminación de los obstáculos para el acceso al mercado de bienes y servicios entre nuestros países promoverá nuestro crecimiento económico”.³²

Esa agenda responde a los intereses de Estados Unidos. Este país encabeza la agenda de negociación para constituir esta área de libre comercio, que abarca no sólo la remoción de obstáculos al comercio de bienes, sino también el establecimiento de reglas comunes para temas como servicios, inversiones, propiedad intelectual y compras gubernamentales, entre otras. A partir del análisis de las propuestas presentes en la agenda de negociación de Estados Unidos para el ALCA, es evidente su carácter globalizador y ambicioso.³³ También existe gran paralelismo entre las discusiones en curso del ALCA y aquellas iniciadas a partir de la Ronda de Doha de la OMC, en 2001.

Estas negociaciones tienen implicaciones muy profundas en cuanto a la integración energética del continente americano. La formación de un área de libre comercio para América tendrá fuerte impacto sobre los países latinoamericanos exportadores de petróleo, que tenderán a incorporarse en un sistema petrolero americano.³⁴ Todavía el Cono Sur podría mantenerse relativamente al margen de ese proceso de integración energética por no disponer de grandes reservas de petróleo que puedan interesar al gran país del norte. Para los demás energéticos, como el gas natural y la electricidad, la distancia acoplada a los costos de transporte es un obstáculo a la integración hemisférica; sin embargo, no se puede desconsiderar la importancia que viene adquiriendo el gnl, el cual puede representar un factor de integración continental.³⁵ En el caso de Brasil, los efectos del ALCA para el sector energético se sitúan sobre todo en el ámbito de la política industrial aplicada a ese sector.

Las negociaciones en curso del ALCA consideran un capítulo específico sobre compras gubernamentales. Ese acuerdo acompaña, con peque-

³² Declaración de Miami (1994) <http://www.ftaa-alca.org/Summits/Miami/declara_s.asp>

³³ P. N. Batista Jr., “A ALCA e o Brasil”, *Série Economia de Empresas*, núm. 122, São Paulo, Fundação Getúlio Vargas, 2003, p. 5. A este respecto, Batista Jr. afirma que “desde el inicio, el ALCA fue concebido como proyecto de gran envergadura”.

³⁴ Véase el texto de Achraf Benhassine en esta publicación.

³⁵ Véase el texto de Benito Osorio en esta publicación.

ñas modificaciones, el acuerdo multilateral de compras gubernamentales de la OMC, que ya fue ratificado por veintisiete países. Es similar al capítulo aprobado en el TLCAN. Dicho capítulo pretende abrir el mercado de compras públicas a todos los países que participan del acuerdo, así como volverlo más transparente.

El capítulo es extenso y prevé todo un conjunto de garantías para que los proveedores de los demás países —pertenecientes al área de libre comercio— puedan participar de forma equitativa junto a los proveedores locales de compras gubernamentales. El principio del tratamiento nacional garantiza que éste sea no menos favorable a los proveedores de los países del ALCA del que proporciona a los proveedores locales. Las compras gubernamentales tienen un registro muy amplio, pues incluyen tanto bienes como servicios; por lo pronto, el capítulo se aplica sólo a la administración directa federal y a las empresas estatales, pero se abre la oportunidad para que las demás esferas estatales y municipales sean incluidas posteriormente.

Las modalidades consideradas consisten en compras y arrendamiento de locaciones; las contrataciones gubernamentales bajo el régimen de concesión no están incluidas en el capítulo. Más allá de esto, se visualiza un conjunto de excepciones (en particular, las compras y adquisiciones relacionadas con defensa y seguridad nacional, salud, medio ambiente, así como compras que tienen el objetivo de estimular a la pequeña y mediana empresas, en el caso de los países menos desarrollados).

Ciertamente la ratificación del ALCA tendría importantes consecuencias negativas para la política industrial que lleva a cabo el gobierno brasileño, la cual busca aumentar el contenido nacional en sectores que dependen fuertemente de empresas estatales. Si se aplica el ALCA, en los términos deseados por Estados Unidos, los órganos y empresas públicas de los diferentes países de esta zona ya no podrían conceder tratamiento preferencial a los bienes y servicios domésticos; tampoco podrán adoptar criterios discriminatorios con relación a los productores de bienes y servicios extranjeros. Según Batista Jr.: “Para una amplia gama de contratos de compras gubernamentales, cualquier proveedor de bienes y servicios de algún otro país del ALCA recibiría el mismo tratamiento no discriminatorio que los proveedores del país.”³⁶

³⁶ P. N. Batista Jr., “A ALCA e o Brasil”, *op. cit.*, p. 16.

Más allá de la prohibición de un tratamiento discriminatorio con relación a los productores de bienes y servicios de otros países del ALCA, este acuerdo prohibiría la incorporación de cláusulas que establecieran niveles de contenido doméstico o índices de nacionalización, licenciamiento de tecnología, compromisos de inversión y otros requisitos que inhiban el comercio. Para garantizar que tales esfuerzos sean respetados, Estados Unidos se esfuerza por incorporar al acuerdo del ALCA procedimientos que permitan a los proveedores cuestionar en cortes internacionales violaciones alegadas a las reglas correspondientes a las compras gubernamentales y las licitaciones públicas. Estos procedimientos tendrían efectividad garantizada por medidas temporales de rápida aplicación, tales como la posibilidad de suspensión de las licitaciones y la ejecución de contratos aprobados.³⁷

El autor afirma que el ALCA, en virtud de la prohibición que determinaría lo que respecta a la adopción de compras gubernamentales discriminatorias con relación a productores de bienes y servicios de otros países firmantes, “terminaría por configurar la imposibilidad legal, establecida [...] por un tratado internacional con la mayor potencia del mundo, de articular y ejecutar políticas [...] industriales, tecnológicas y de empleo”.³⁸

En el contexto de las negociaciones del ALCA y en lo que respecta a las compras gubernamentales, urge la necesidad de analizar el alcance del andamiaje jurídico de Estados Unidos sobre ese tema, especialmente las excepciones de cobertura que compongan el acuerdo. Esa importancia viene del hecho de que la liberación propuesta en la agenda de ese país para la negociación del ALCA, está acompañada de importantes reservas y excepciones que favorecen sectores poco competitivos de la economía estadounidense así como de instrumentos de defensa comercial a los que Estados Unidos acostumbra recurrir. Respecto al desequilibrio de las propuestas estadounidenses para la formación del Área de Libre Comercio de las Américas, Batista agrega: “Los Estados Unidos se muestra renuente a colocar en la norma componentes cruciales de su arsenal proteccionista, como la legislación *antidumping* y la política de defensa de la agricultura, bajo el argumento de que esos

³⁷ United States Trade Representative, Summary of U.S. Negotiating Positions in the FTAA, 2001, Negotiating Group on Government Procurement, p. 3.

³⁸ P.N. Batista, Jr., “A ALCA e o Brasil” *op. cit.*, p. 20.

temas deben ser tratados en el ámbito de la OMC. Al mismo tiempo sugieren que el ALCA va más allá de las normas de la OMC en asuntos de su interés como, por ejemplo, servicios, inversiones, compras gubernamentales y patentes.”³⁹

EFFECTOS EN LA RELACIÓN USUARIO-PROVEEDOR EN LA INDUSTRIA BRASILEÑA DEL PETRÓLEO

Batista Jr. afirma que la aprobación del ALCA, en las modalidades deseadas por el gobierno estadounidense, debilitaría la política económica nacional. Forzaría a Brasil a echar mano de una serie de instrumentos de política gubernamental, obligándolo a prohibir el proyecto autónomo de desarrollo.

La adopción del capítulo sobre compras gubernamentales del ALCA, tal como fue propuesto por Estados Unidos, tendría diversos efectos sobre la relación usuario-proveedor y sobre la política industrial gubernamental. La política industrial brasileña que busca inducir el aumento del contenido nacional de los equipos y materias adquiridos por la industria petrolera, tiene diferentes niveles, como lo vimos.

El primero está constituido por las licitaciones de la ANP que introduce entre sus criterios el índice de nacionalización de los bienes y servicios adquiridos por las empresas concesionarias. Esa política no sería limitada por el capítulo sobre compras gubernamentales, una vez que las compras realizadas bajo el régimen de concesiones constan entre las excepciones. Hay que recordar que la mayor parte de las inversiones realizadas por Petrobras en la plataforma continental quedan fuera de esas obligaciones porque son realizadas en bloques concedidos en la Ronda 0, en que no hubo proceso licitatorio. Esto porque esos bloques ya venían siendo explorados y desarrollados por la estatal antes de establecerse la ley del petróleo.

Las reglas del capítulo de compras gubernamentales del ALCA se aplicarían, entre tanto, a las compras de Petrobras, por ser una empresa estatal. Como vimos, uno de los principales mecanismos usados por el gobierno para aumentar la inclusión de proveedores locales en las com-

³⁹ *Ibid.*, pp. 6-7.

pras de Petrobras fue la de introducir porcentajes mínimos de contenido nacional en las licitaciones de nuevas plataformas. Esas prácticas chocarían con el principio de trato nacional y deberían ser extendidas lógicamente a todos los proveedores de países del ALCA.

La ley que reserva el mercado de servicios de plataformas a embarcaciones con bandera nacional y que estén fabricadas en el país, también enfrentaría el mismo problema. Esa reserva de mercado de servicios de embarcaciones de apoyo no podría ser solamente de las empresas nacionales, sino que tendría que incluir a empresas de los demás países del área. Aquí no sería el capítulo sobre compras gubernamentales, sino el de servicios el que restringiría la política indirecta de compras. La apertura a empresas extranjeras sería acompañada de la apertura a la importación de esas embarcaciones. Como vimos, proteger el mercado de embarcaciones fue un poderoso mecanismo para revitalizar la industria de construcción naval en el país.

El establecimiento de esa área de libre comercio representaría, en el caso específico de la estrategia (reciente) de nacionalización de las compras de Petrobras, el fin de una postura que ha permitido fortalecer y dinamizar el segmento parapetrolero local. El Área de Libre Comercio de las Américas, al prohibir a los países firmantes recurrir a la política de compras gubernamentales para favorecer a las empresas locales, acabaría con el modelo adoptado recientemente por Petrobras, en cuanto a sus compras para la construcción de plataformas *offshore*, que han posibilitado generar empleos internamente y alentar a sus proveedores locales.

El tercer nivel de intervención pública lo constituye el estado de Río de Janeiro que utilizó la aplicación discriminatoria del ICMS como instrumento para inducir la ubicación de proyectos industriales en su estado. Ese mecanismo podría seguir siendo usado, pues el capítulo de restricción al tratamiento discriminatorio no se aplica "a medidas relativas a tarifas aduaneras u otros cargos de cualquier especie, que incidan sobre la importación, y las relacionadas a ellas" (artículo III, párrafo 3).

En el cuarto nivel de intervención se encuentra el financiamiento mediante el BNDES. Este instrumento se utiliza para estimular el aumento del contenido local de las compras. Para las plataformas P-51 y P-52, el banco aprobó una línea de crédito de hasta mil doscientos millones de dólares, financiamiento que será concedido para que Petrobras contrate proveedores instalados en Brasil, y cuya garantía posibilitó la habilita-

ción de proveedores nacionales.⁴⁰ Ese tipo de financiamiento dirigido a facilitar y volver competitivos a los proveedores locales, el ALCA no lo restringió. El artículo VII (sobre el alcance y aplicación) menciona que el capítulo sobre compras gubernamentales no se aplicaría a “los subsidios o a las donaciones concedidas por una Parte o una empresa del Estado, incluso empréstitos, garantías y seguros apoyados por una Parte”.

CONSIDERACIONES FINALES

La industria parapetrolera brasileña sufrió una profunda involución productiva durante la década pasada debido a la apertura de la economía y al cambio en el modelo de relacionarse de Petrobras con sus proveedores. Ese cambio ocurrió en el ámbito internacional tanto para la industria petrolera como para las demás industrias de montaje, como la automovilística. Las empresas más sólidas y las actividades más competitivas de esa industria lograron sobrevivir a este embate; se dio también un intenso proceso de reestructuración de las empresas acompañado por un cambio en las estructuras de mercado. Muchas empresas nacionales fueron adquiridas, o se asociaron a fabricantes extranjeros. También se instalaron nuevas empresas extranjeras. Hoy, en función de esa reestructuración productiva, la industria de proveedores orientada hacia el *upstream*, tiene adecuada capacitación en los segmentos que ocupa.

La estrategia de Petrobras —comprar en bloque grandes proyectos a empresas de ingeniería— fue adecuada para bajar los precios de los productos; sin embargo, presentó serias limitaciones en lo que respecta al tema de la calidad. También fue muy negativa para los proveedores locales. A raíz de estos impactos negativos, Petrobras reorientó, desde el inicio de la actual década, su política de relaciones externas, dando prioridad a los proveedores locales. En cuanto a la relación con las grandes empresas de ingeniería, la compañía ha buscado involucrarse más con el proyecto. Tras el modelo de contrato *turn-key* donde el contratante principal asume el control de la obra, Petrobras buscó involucrarse más en la ingeniería encargándose del proceso de detallar ciertos equipos y materiales críticos, con el llamado FED (*Front and Engineering Design*). Procuró

⁴⁰ *Brasil Energia*, núm. 270, mayo, 2003, p. 17.

además desagregar los bloques de inversión, tanto en el intento de aumentar el contenido nacional de los proyectos, como en el de hacer bajar los precios mediante un proceso de intensa negociación con proveedores. El problema de la calidad implicó enfrentar directamente a los proveedores locales. El modelo de subcontratación mediante la adopción de normas de calidad ISO fue parcialmente abandonado. La compañía pasó a exigir que los proveedores fuesen sometidos a un sistema de control de calidad que responde a las presiones y estímulos ejercidos por las políticas federal y estatal (Río de Janeiro). La empresa está modificando su política de relaciones con proveedores, haciendo converger sus intereses con los de los poderes públicos. Ese cambio de postura, tanto de la empresa estatal como de los poderes públicos, fue imprescindible para revitalizar la industria de proveedores, principalmente en el segmento de la construcción naval.

Por su parte, la agenda del ALCA —diseñada en función de los intereses particulares de Estados Unidos— busca ampliar la apertura en áreas que rebasan sectores como los del comercio, extendiéndose a servicios, propiedad intelectual, inversión extranjera y compras gubernamentales. En esta negociación se enfrentan ciertos países, principalmente los del Mercosur, con Estados Unidos; los primeros condicionan la apertura en la negociación de temas nuevos a que el segundo acepte eliminar los subsidios a la agricultura y alterar las reglas *antidumping* actuales. Es posible que ese *impasse* en la negociación entre el Grupo de los Catorce, liderado por Estados Unidos, Canadá, Chile y México, y el Mercosur lleve a que predomine la propuesta hecha en Miami, en 2003, por Brasil y Estados Unidos de un ALCA con diferentes niveles de compromiso.⁴¹ En esa propuesta, los países del Mercosur dejarían fuera la agenda más extensa, en la cual estarían incluidas las compras gubernamentales. Para los países del Mercosur, los temas del ALCA más amplios deben ser discutidos en la OMC. En lo que respecta a las compras gubernamentales, en la OMC tan sólo está a discusión la cuestión de la transparencia, y no el contenido nacional.

La adopción del capítulo de compras gubernamentales del ALCA implicaría importantes limitaciones sobre la posibilidad de que las diferentes esferas gubernamentales fomenten políticas que busquen consolidar

⁴¹ Véase el texto de Nicolas Foucras en esta publicación.

la industria parapetrolera de Brasil. Como vimos, el Estado brasileño actúa en diferentes ámbitos para compensar situaciones desfavorables y también incentivar a los proveedores locales. El uso de índices de nacionalización en las compras de bienes y servicios por la estatal brasileña sería uno de los más afectados. Ese mecanismo ha sido usado más frecuentemente en las últimas compras de la empresa. Petrobras ha manifestado la intención, mediante el Promimp (MME, 2003) de establecer un índice de nacionalización en torno de 60% en los próximos años (2003-2007). El uso de ese índice tendría que ser extendido a los demás países del ALCA. La extensión del contenido nacional en la política de compras de Petrobras tal vez no represente una gran amenaza para los proveedores locales, puesto que la mayor competencia para la construcción naval brasileña, la más afectada por la competencia externa, está localizada en el este de Asia (Singapur, Corea y China). Otros sectores, incluso los equipos de segunda línea, serían también afectados por la mayor competencia proveniente del norte de América, donde está localizada la mayor parte de la producción mundial de la industria parapetrolera. También la apertura del mercado de contratación de servicios de apoyo para las plataformas tendría efectos negativos sobre la fabricación de esas embarcaciones en el país.

Aun así, quedarían diversos mecanismos complementarios, tales como el uso de una política fiscal discriminatoria (practicada por el estado de Río de Janeiro), y el uso del contenido nacional en el proceso de licitación de concesiones y el financiamiento del BNDES que con el tiempo pueden desempeñar un papel importante para inducir la demanda interna.

En resumen, la amplia agenda del ALCA amenaza restringir parcialmente el poder de actuación del Estado brasileño en materia de política industrial; sería en particular el caso para el gobierno federal, a través del poder de compra de Petrobras como de la reserva del mercado de servicios. Algunos mecanismos de intervención utilizados por la ANP, por el estado de Río de Janeiro y por el propio BNDES, no se verían afectados. Por otro lado, el aumento en los índices de nacionalización, ya bastante limitados en el actual marco jurídico debido a la falta de convergencia entre los intereses de los diversos actores, quedaría aún más debilitado.

Segunda parte

PETRÓLEO Y TRATADO DE LIBRE
COMERCIO DE AMÉRICA DEL NORTE

LA RELACIÓN PETROLERA MÉXICO-ESTADOS UNIDOS (1946-1952): ESTUDIO DE CASO COMO FUNDAMENTO PARA LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

Susana Chacón

El conocimiento de la historia nos ofrece la perspectiva necesaria para entender las decisiones gubernamentales que actualmente se toman en el ámbito de la política interna y externa. Difícilmente se comprende el presente sin conocer el pasado; en el caso mexicano, el tema petrolero es ejemplo preciso, en particular, en lo que toca a la relación con Estados Unidos. Ha prevalecido un claro juego de cooperación-conflicto entre los dos países.

El análisis ofrece las principales variables y hechos históricos que desde el periodo de la segunda guerra mundial nos permiten estudiar el proceso de toma de decisiones en materia petrolera entre México y Estados Unidos. El propósito general del texto es presentar algunos casos históricos que podrían tener valor ejemplar para facilitar la formulación de políticas futuras.

En un primer apartado el artículo busca definir algunas variables explicativas del proceso petrolero bilateral predominantes desde la segunda mitad del siglo xx; nos ayudarán a entender las principales políticas adoptadas y sus alcances. El interés de nuestro estudio se centra en las relaciones petroleras internacionales de México.

El segundo apartado examina las negociaciones petroleras México-Estados Unidos de 1946 a 1952. Es un periodo importante por el enorme alcance que tuvieron las relaciones petroleras bilaterales cuando se negociaron los contratos riesgo.¹ Igualmente, durante estos años, se reiteró claramente que los actores que tomaron las decisiones petroleras en

¹ Como veremos más adelante, a pesar de sus diferencias puede considerarse que los contratos riesgo presentan características similares a los contratos de servicios múltiples. Se ha llegado a pensar que los primeros fueron la antesala para la planeación de estos últimos.

México difícilmente serían extranjeros; éstas dependieron del gobierno mexicano.² Analizar pues la relación entre México y Estados Unidos permite aclarar el tipo de interdependencia entre ambos gobiernos y las empresas petroleras, y evidencia a partir de los procesos negociadores los momentos de cooperación y conflicto.

Se eligió el periodo posterior a 1945 ya que a partir del final de la segunda guerra mundial, el gobierno mexicano comenzó a desarrollar políticas distintas en hidrocarburos. Previo a la nacionalización de marzo de 1938, el gobierno y los empresarios mexicanos tenían un papel muy reducido en la industria petrolera; las prioridades emanaban de las empresas petroleras extranjeras, particularmente las estadounidenses y las británicas. En el caso de estas últimas, el vínculo era más estrecho con el gobierno de la corona británica, pero en el primer caso los intereses se concentraban en el ámbito de la iniciativa privada.³ Esta situación cambió en el transcurso de la segunda mitad del siglo xx, sin que los intereses extranjeros hayan desaparecido o cesado de influir en la toma de decisiones en México.

Al comparar el periodo considerado (1946-1952) con el actual, encontramos que muchos de los acontecimientos se repiten; sin duda, los actores, los intereses y las circunstancias son diferentes, pero —sin duda también— muchas preocupaciones y variables son similares. En seguida nos proponemos definir los elementos que fueron y serán la base de la integración energética mexicana en la región de América del Norte.

FORMULACIÓN DE POLÍTICA PETROLERA

La formulación de la política petrolera en México cambió desde mediados del siglo pasado; no obstante, algunas constantes nos permiten analizar sus términos generales.

² Lorenzo Meyer e Isidro Morales, *Petróleo y Nación, la política petrolera en México (1900-1987)*, México, El Colegio de México-Pemex-Semip, 1990, pp. 1-15. En esta amplia muestra temporal se podrán conocer los diferentes alcances y límites propios de la negociación en el periodo posterior a la segunda guerra que permitieron jugar en favor de los intereses mexicanos o de los estadounidenses.

³ Lorenzo Meyer, *Su majestad británica contra la Revolución mexicana, 1900-1950*, México, El Colegio de México, 1991, pp. 515-520.

El binomio institucionalidad-autonomía es una constante que rige las relaciones internacionales y ha influido en la postura mexicana en términos de hidrocarburos. A lo largo de la historia, México se caracterizó por su actitud de autonomía; actualmente, la situación es otra. Es cada vez más necesaria la concreción de acuerdos institucionales formales que conlleven el logro de compromisos claros. Estas relaciones son igualmente importantes para entender el nivel y tipo de responsabilidades que los diferentes actores tienen al momento de formular estrategias. Así, el gobierno mexicano tiene dos posibilidades para diseñarlas: actuar según la lógica de autonomía o bien según otra de institucionalidad.⁴

Institucionalismo

C	A
B	D

Autonomía

Esquema 1

Relación entre los niveles de institucionalidad y autonomía en las decisiones de formulación de política⁵

El ejemplo siguiente ilustra el esquema anterior: Cuando la política exterior de México no tenía acuerdos formales con Estados Unidos y Canadá, podía tomar sus decisiones sin considerar las consecuencias para los tres. Con un acuerdo formal (como el TLCAN), la situación cambia. Deben considerarse las reglas y normas establecidas en el acuerdo a

⁴ Susana Chacón, *Energía, finanzas y narcóticos: La cara oculta de la política exterior de México*, México: Plaza y Valdez-ITESM, 2002, pp. 15-73. Se entiende por acuerdos institucionales al conjunto de normas, leyes y reglas que facilitan la convivencia internacional y que permiten el logro adecuado de los diferentes objetivos.

⁵ En donde: A: Óptimo, ya que se tiene el más alto nivel de autonomía al tiempo que se cuenta con un nivel igualmente alto de institucionalidad. En el nivel A, los puntos de vista del decisor, tienen un peso considerable en el resto de los actores. B: Nivel de máxima debilidad, mayor dependencia y subordinación, frente a la carencia absoluta de instituciones. C: Fuerte institucionalidad pero sin autonomía. D: Autonomía sin institucionalidad alguna.

fin de no afectar a los otros socios. Su nivel de autonomía se redujo, pero los beneficios resultado de la institucionalidad son mucho mayores.

Hoy en día el gobierno mexicano difícilmente puede mantener una actitud aislacionista o de desarrollo hacia adentro como se hizo en el pasado. Esto aplica también para la cuestión petrolera. Estrategias y tácticas también se modifican a la par de los nuevos niveles de apertura. Es cada vez más difícil hablar de continuidad en políticas autónomas; la institucionalidad ha ganado cada vez más espacio.⁶

El petróleo es un tema altamente sensible para los diferentes sectores de la sociedad mexicana; afecta diversos intereses y grupos sociales.⁷ Por eso, en muchos momentos pasados se prefirió no tener participación alguna en la arena internacional. Hoy en día la visión ha cambiado: el gobierno mexicano optó por participar en dinámicas abiertas y globales. Esto le ha otorgado mayor capacidad de respuesta.⁸ Se reducirán también los riesgos al tener presencia en el diseño petrolero mundial. Tal fue el caso del sexenio de Ernesto Zedillo cuando el secretario de Energía, Luis Téllez, tenía influencia directa en foros internacionales como la OPEP. Las estrategias de México podrían definirse de la siguiente manera: *a)* en términos del actor más fuerte; *b)* en términos de cooperación de relativa igualdad en la que los intereses de las diferentes partes sean consideradas, y *c)* en términos de los intereses del actor más débil.⁹

Estos elementos los encontramos en los diferentes momentos históricos que se estudian en este texto.

Para entender mejor el tipo de posturas que se han adoptado en el pasado sobre la cuestión petrolera es necesario entender el papel jugado

⁶ Como se mencionó líneas arriba, por institucionalidad nos referimos a las políticas que cuentan con el conjunto de normas, leyes y reglas que deben seguirse en la dinámica internacional.

⁷ Se entiende por sensibilidad la forma en que los actores se relacionan con sus diferentes contrapartes. Ésta es diferente de la idea de vulnerabilidad, que se refiere a la capacidad de respuesta que los mismos involucrados tienen frente a las acciones y decisiones de otros.

⁸ Como se analizará a lo largo de la presentación, no cabe duda de que algunas de las decisiones son autónomas. No obstante, el ámbito externo y el de las relaciones internacionales definen en muchos sentidos el tipo o las modalidades que se siguen. Por diversas razones (como la necesidad de inversión y la falta de tecnologías adecuadas y renovadas), acercarse a países con niveles mayores de desarrollo se vuelve indispensable.

⁹ Susana Chacón, *Energía, finanzas..., op.cit.*

por tres parámetros: 1. el desarrollo nacional; 2. México y el contexto internacional, y 3. la situación geoestratégica del país. Los tres han tenido presencia e importante rol desde el siglo pasado y aún influyen en los problemas actuales.¹⁰ A continuación se explicarán las características de estos tres elementos junto con las variables de institucionalidad y autonomía y las de cooperación y conflicto. Las aplicaremos a nuestro caso de estudio: las negociaciones petroleras bilaterales en el periodo 1946-1952.

LAS NEGOCIACIONES PETROLERAS BILATERALES MÉXICO-ESTADOS UNIDOS (1946-1952)

Introducción

Después de la nacionalización petrolera de 1938 (con Lázaro Cárdenas), la capacidad de negociación mexicana fue distinta. Las decisiones tomadas durante el periodo de la segunda guerra mundial en los diferentes temas de la agenda bilateral otorgaron a México una postura frente a Estados Unidos que difícilmente desaparecería una vez terminada la guerra. Al respecto, existen múltiples ejemplos. Entre los más importantes recordamos la negociación de los acuerdos de comercio (1942), de braceros (1942) y militar (1941).¹¹ Son ejemplos de cómo el gobierno mexicano supo aprovechar las debilidades de su contraparte y favorecer sus objetivos. Esta práctica que entonces se adquirió es un ejemplo de la forma en la que el gobierno mexicano aprovechó las debilidades de su contraparte y favoreció sus objetivos. Esta práctica negociadora es también posible, con los matices necesarios, dentro de la actual lógica de globalización.

En el sexenio de Miguel Alemán (de 1946 a 1952), México se caracterizó por ser capaz de mantener una postura líder y autónoma frente a Estados Unidos. También la mantuvo frente a la presión que este país ejercía sobre otros que seguían las instrucciones de Washington. A pesar de que el gobierno mexicano prefirió no involucrarse en las confronta-

¹⁰ Miguel Alemán Valdés, *Remembranzas y testimonios*, México, Grijalbo, 1987, p. 35.

¹¹ Susana Chacón, "El conflicto de la cooperación: México-Estados Unidos. (1940-1955)", Tesis doctoral, Universidad Iberoamericana, octubre de 1996, p. 264.

ciones bipolares, en algunos momentos tuvo que tomar una postura clara durante el periodo de la guerra fría.¹² Entre otros, el tema petrolero obligó a ejercer una política exterior de gran actividad para resguardar los intereses nacionales.¹³

Dicho sexenio es ejemplo de dinamismo en el ámbito bilateral México-Estados Unidos; permite analizar los límites y posibilidades de negociación de los dos países a pesar de la incertidumbre internacional. Se escogió este periodo porque muestra claramente a los diferentes actores públicos y privados, quienes desde entonces han tenido claros intereses en el mercado petrolero mexicano. En el sexenio estudiado, la cercanía en la relación bilateral permitió instaurar acuerdos formales que se prolongaron hasta la década de los años setenta como el caso de los “contratos riesgo”.¹⁴ No obstante, se encuentran también conflictos que dificultaron los procesos. El periodo 1946-1956 nos muestra claramente un binomio de “cooperación-conflicto”, característico de la relación bilateral.

Al inicio del régimen de Miguel Alemán, la influencia de Lázaro Cárdenas y de Manuel Ávila Camacho en los asuntos nacionales desaparecería; la política nacional se alejaba notablemente de la izquierda cardenista. Por otra parte, después de que se constituyó Petróleos Mexicanos (el 7 de junio de 1938), su identidad y sus líneas de acción se basaron en la Ley Mexicana del Petróleo y en la influencia determinante del director Bermúdez, durante el gobierno de Miguel Alemán, la cual significó una transición suave pero decisiva en la estructuración de Pemex; sin embargo, la industria tenía que solucionar el problema del financiamiento para expandir sus capacidades y convertir al petróleo en el recurso estratégico que sirviera de incentivo para el desarrollo acelerado del país. El nuevo momento, así como las nuevas necesidades, permitieron una participación internacional diferente. Se optó también por diseñar otros esquemas de financiamiento para propiciar un nuevo desarrollo del país. En este trabajo analizaremos a detalle cómo se resolvió el problema financiero, según la perspectiva de la negociación bilateral.

¹² Luis Miguel Díaz, *Historia de las relaciones internacionales de México*, México, Porrúa, 1983, p. 56.

¹³ George Philip, *Petróleo y política en América Latina*, México, FCE, 1989, p. 345

¹⁴ Un poco más adelante se explicará con detalle lo que son los contratos riesgo, para qué sirven, así como su temporalidad.

En este periodo (1946-1952), prevaleció una actitud nacionalista. La política petrolera en México estuvo marcada desde sus inicios por un viraje a la derecha orientado hacia la industrialización del país. La ruptura de estilos entre el gobierno de Manuel Ávila Camacho y el sexenio estudiado se hizo evidente en la represión de diciembre de 1946 contra la huelga de trabajadores de Petróleos Mexicanos.¹⁵ La designación de Antonio J. Bermúdez como nuevo director de Petróleos Mexicanos marcó un cambio importante. (Buenrostro –el ex director de Pemex– estuvo siempre bajo la influencia de Lázaro Cárdenas).

Negociaciones petroleras bilaterales: 1946-1952

En 1946, la influencia de la guerra fría era notable: establecía el marco de acción y movilidad del gobierno mexicano, además de afectar de manera determinante el desarrollo de las negociaciones con los Estados Unidos y otros países.¹⁶ Con el fin de desarrollar su sector industrial, el gobierno estadounidense seguía interesado en las reservas petroleras mexicanas; al gobierno mexicano le urgía optimizar su capacidad en el ramo. Esta coincidencia fue uno de los principales motores para las relaciones y negociaciones entre los gobiernos. Por eso se realizaron desde una posición de autonomía relativa. La situación geoestratégica de México ofrecía una posibilidad de negociación que difícilmente podía ser igualada por otros países: la vecindad con Estados Unidos que si bien implica riesgos, también conlleva beneficios.

En el expediente III-2499-9 del Archivo de Concentraciones de la Secretaría de Relaciones Exteriores de México (en adelante SRE), se confirma la necesidad de capital para desarrollar la explotación y el transporte del crudo. En este documento, fechado en marzo de 1946, se rechaza un préstamo solicitado por México para financiar el gasoducto de

¹⁵ George Philip, *Petróleo y política en América Latina*, op. cit., p. 347. El gobierno de Ávila Camacho se había mostrado siempre dispuesto a buscar un acuerdo mediante la transacción. Pero la reacción del presidente Alemán fue muy diferente cuando envió tropas a romper una huelga de petróleo en diciembre, sin importar que las relaciones con los trabajadores de petróleo se caracterizaran por su hostilidad.

¹⁶ La industria nacional se encontraba en un dilema para satisfacer las necesidades inmediatas de la economía nacional.

Poza Rica.¹⁷ Las razones de esta negativa se relacionaban directamente con el panorama internacional y la carencia de dólares en el mundo. La situación era difícil, por el costo de la reconstrucción Europea después de la segunda guerra mundial; sin embargo, Washington dejó una puerta abierta: ofreció que su marina —en compañía de empresas estadounidenses fabricantes de equipo— ayudase en cuestiones de transporte al gobierno mexicano.

Para 1947, la situación de México comenzaba a despejarse. La reestructuración de Pemex, encargada al director, Antonio J. Bermúdez, permitió su consolidación. La necesidad de financiamiento externo era evidente. La intención de aumentar el crédito mexicano en el extranjero, y particularmente con Estados Unidos, se observa claramente en un memorando de Relaciones Exteriores al director general del Servicio Diplomático, Carlos Peón del Valle, el 26 de julio de 1947. De este documento destaca el llamado a llevar buenas relaciones con Norteamérica.¹⁸

Sin embargo, a pesar de los esfuerzos mexicanos para conseguir un préstamo, la intensificación de la guerra fría para fines de 1947 y de los avances tecnológicos de los estadounidenses en la fabricación de combustible sintético, no beneficiarían a la industria mexicana en plena reestructuración.¹⁹ Desde 1942, el Departamento de Estado norteamericano había aprobado el “Proyecto Manhattan”, que gozaba de un presupuesto de 85 millones de dólares.²⁰ Debido a las fallas de investigación y al aumento de los costos para obtener la gasolina a gran escala, el proyecto fue des-

¹⁷ Petición hecha al Banco de Importación y Exportación Norteamericano (Eximbank).

¹⁸ Expediente III-2499-9 del Archivo de Concentraciones de la Secretaría de Relaciones Exteriores. Las buenas relaciones se observan en la siguiente decisión: “Doy forma a la presente comunicación para hacer de su conocimiento que el pago por \$1 135 527.78 USD a favor del Eximbank, que vence el 1º de agosto entrante, lo estamos remitiendo con 15 días de anticipación a través de Nacional Financiera SA con la idea de que el crédito de Petróleos Mexicanos se fortalezca con hechos de esta naturaleza.”

¹⁹ En la actualidad, no se ha encontrado un sustituto lo suficientemente efectivo como para reducir realmente el uso del petróleo. Por lo que la formulación de las políticas no ha variado radicalmente.

²⁰ En agosto de 1942 se llegó a un acuerdo para unir esfuerzos entre el gobierno estadounidense y el británico a fin de comunicarse sus investigaciones, y el ejército de E.U.A. recibió el encargo de dar prioridad absoluta, acelerando, coordinando y recabando cuantos recursos fueran necesarios para realizar un proyecto al que se le puso el nombre clave de “Manhattan”. Su objetivo era fabricar la primera bomba atómica.

echado en 1951.²¹ De cualquier manera, este proyecto nos ilustra la dinámica de los estadounidenses: en muchos sentidos, se centraban en la guerra fría.

A pesar de intereses similares en ambos países, la búsqueda de nuevos materiales sintéticos se convirtió en una amenaza para los objetivos mexicanos. Así, el planteamiento de estrategias autónomas y firmes se convirtió en la pauta que debía seguirse mientras no existieran compromisos formales. No obstante, mientras se formalizaba la relación, la capacidad autónoma de maniobra se limitaba.

No obstante las condiciones e intereses que debía atender el gobierno estadounidense tanto en el ámbito interno como en el externo el año de 1948 marcó con un sello optimista las relaciones con el vecino del sur. El comunicado fechado el día 16 de abril de 1948, de Walter Thurston (embajador estadounidense en México), a George C. Marshall (secretario de Estado en Washington) lo manifiesta. El escrito explica el avance que se había tenido en la búsqueda de un plan estratégico para que las compañías petroleras estadounidenses pudieran operar en territorio mexicano en un ambiente de competencia y sin discriminación. Las conclusiones de este documento expresan que a pesar de ciertas arbitrariedades en el comportamiento de Bermúdez, se esperaba poder alcanzar un acuerdo con un gobierno mexicano que procurara la protección de la ley y también de los intereses estadounidenses.²²

Vamos a presentar algunos casos ligados a la relación petrolera entre ambos países.

La Comisión Wolverton

La búsqueda de un mayor acercamiento entre gobiernos, encaminó a la construcción de una mayor institucionalidad. El interés estadounidense resulta muy claro en una carta del secretario de Estado al jefe del Comité Especial del Senado para el Estudio de los Problemas de las Pequeñas Empresas Americanas, senador Kenneth S. Wherry. En ella, el secreta-

²¹ Daniel Yerguin, *La historia del petróleo*, Buenos Aires, Javier Vergara, 1992, p. 566.

²² The Ambassador in Mexico (Thurston) to the Secretary of State, México, D.F., 16 de abril de 1948. 812.6363/4-1648, en *Foreign Relations of the United States (FRUS)*.

rio informa que el Departamento de Estado reconoce la conveniencia de desarrollar los recursos que Pemex pretendía impulsar. Se consideraba también que en la industria norteamericana existía escaso incentivo para los contratos ofrecidos por México, en especial en cuanto a la elevada incertidumbre que significaba el tema de la exploración.²³ A mediados de 1948, el gobierno estadounidense, con el interés de aumentar las capacidades productivas de petróleo en México y para prevenir una eventualidad armada, constituyó la Comisión Wolverton; ésta debía evaluar el estado de las reservas que habrían de contribuir al desarrollo de la seguridad hemisférica. Surgió de las preocupaciones petroleras del Congreso de Estados Unidos y no de las del Ejecutivo.²⁴ La comisión no sólo estudiaría el desarrollo de los recursos mexicanos, sino también habría de compararlos con el desarrollo de otros países latinoamericanos. En este caso, la situación de los hidrocarburos en Venezuela debía ser considerada con detalle debido al éxito de las reformas petroleras implantadas por Rómulo Betancourt. Dichas reformas desaparecieron tras el golpe de Estado en octubre de 1948.²⁵

Una vez más, la ventaja estratégica de México consistió en su proximidad geográfica con Estados Unidos. México es pieza fundamental en la seguridad hemisférica norteamericana: las exportaciones (13 047 000 barriles)²⁶ de crudo mexicano eran de alta consideración. Durante los meses de agosto y septiembre, la comisión realizó pláticas con funcionarios mexicanos, en especial con el presidente Alemán y con el director de Pemex, Antonio J. Bermúdez. La Comisión Wolverton respondió también a la búsqueda del gobierno mexicano de nuevos interlocutores, en especial por la negativa influencia en las relaciones bilaterales que ejercían el Departamento de Estado y las compañías petroleras. Por esta razón, ni el Ejecutivo ni el secretario de Estado en Estados Unidos vieron con buenos ojos las gestiones de la comisión.²⁷

²³ The Secretary of State to Senator Kenneth S. Wherry, Washington, 14 de junio de 1948, 812.6363/4 en FRUS.

²⁴ La comisión estuvo encabezada por el senador Charles A. Wolverton, quien le dio nombre.

²⁵ Daniel Yerguin, *La historia del Petróleo*, op. cit., p. 577

²⁶ Compendio Estadístico 1946-1952 de Petróleos Mexicanos.

²⁷ Blanca Torres, *México y el mundo. Historia de sus relaciones exteriores*, tomo VII, México, El Colegio de México, 2000, p. 95.

Este acercamiento conllevó responsabilidades. En la medida en que ambos actores decidieron comenzar a formalizar acuerdos, la capacidad de maniobra unilateral se reducía. En ese momento, tanto el gobierno mexicano como la misma comisión asumieron los riesgos.

Bermúdez le presentó a Wolverton un programa de desarrollo de la industria petrolera mexicana de gran envergadura. Para llevarse a cabo, requería de un préstamo directo del gobierno estadounidense a Pemex (una inversión estimada en 470 millones de dólares durante el periodo programado a cinco años).²⁸ Una de las limitantes fue que la comisión no contaba con los recursos necesarios; era otra instancia gubernamental quien los tendría que otorgar. El 12 de agosto de 1948, en el comunicado de George C. Marshall al embajador Walter Thurston, se avisó que no se iban a conceder préstamos públicos a Pemex, especialmente si se trataba de entregárselos a través de la comisión.²⁹

Como parte de la estrategia del Departamento de Estado norteamericano, esta postura representaba una amenaza, pues significaba que era necesario mantener el control de las decisiones energéticas. Evadía relaciones de cooperación con México y subrayaba, por el contrario, los niveles de conflicto entre ambos países. En otros términos: no se aceptó que participaran los diferentes actores involucrados en los intereses petroleros.

Los reportes de Walter Thurston comenzaron con un documento del 24 de agosto de 1948. Ahí se relató cómo se hizo la invitación a Bermúdez para favorecer a la Comisión Wolverton, el 18 de junio de dicho año. Se mencionó también la llegada de los integrantes de la comisión a territorio mexicano, dos meses después. Durante las primeras reuniones entre

²⁸ Lorenzo Meyer, *Petróleo y nación, la política petrolera en México (1900-1987)*, México, FCE, 1990, p. 134. José Domingo Lavín, *Petróleo, pasado, presente y futuro de la industria mexicana*, México, FCE, 1976, p. 336. George Philip, *Petróleo y política en América Latina, op. cit.*, p. 95. Esta suma se dividiría en 130 millones para la exploración geológica y geofísica en donde se incluirían las perforaciones exploratorias; además, 240 millones para la explotación. Por otra parte, 46 millones serían destinados a oleoductos y 32 millones para refinerías. El estudio que se presentó consideró la cantidad de 350 000 toneladas de acero destinados para los trabajos exploratorios, además de 525 000 toneladas más para los trabajos de explotación durante el quinquenio.

²⁹ The Secretary of State to the Ambassador in México (Thurston), Washington, 12 de agosto de 1948, 812.6363/4 en FRUS.

la embajada y la comisión, fue claro el interés del gobierno norteamericano en la seguridad hemisférica que México representaba para la región. En ese sentido, los estadounidenses necesitaban del apoyo mexicano, lo cual se pudo haber explotado más (en términos estratégicos) en favor de los intereses mexicanos. Thurston alegó también que la invitación a la comisión buscaba inclinar la balanza en favor del desarrollo de Pemex con fondos y material estadounidenses.³⁰ Sin embargo, dentro del gobierno de Estados Unidos no existía consenso sobre el trato que se debía dar a la iniciativa de la comisión; esto favoreció las pugnas internas dentro del aparato burocrático estadounidense. Como en otros temas de la agenda –tanto de la política interna como de la relación bilateral con México–, la falta de consenso fomentó una crisis interburocrática en la cuestión energética con México.³¹

Esta situación favorecía a México. La forma en que los funcionarios mexicanos aprovecharan las debilidades de la crisis interburocrática estadounidense podía incrementar sus posibilidades para satisfacer sus propios intereses. Esto permitía favorecer una relación de cooperación con algunos de los actores en Estados Unidos; también ocasionaba conflicto con otros. Es de recordar que cooperar no necesariamente implica maximizar los beneficios generales. Además, era fundamental definir con quiénes se cooperaba y cuáles eran los costos de no apoyar a determinados actores. No obstante, la participación formal reducía los márgenes de maniobra autónomos en la medida en que el nivel de compromiso crecía.

El 2 de septiembre de 1948, Thurston informó a Marshall que la comisión había salido de México (pero también informó de una reunión que Wolverton había celebrado con el presidente Alemán).³² A pesar de

³⁰ The Ambassador in México (Thurston) to the Secretary of State, 24 de agosto de 1948, 812.6363/4 en FRUS.

³¹ Estas situaciones de crisis son de suma importancia para países débiles como México. Si se les identifica claramente, los desacuerdos internos de la burocracia estadounidense pueden utilizarse en su favor.

³² La reunión tuvo lugar sin que estuviera presente el personal de la embajada. Por esta razón, el embajador norteamericano solicitó un reporte del contenido de dicha junta. La sorpresa de Thurston creció más cuando, junto con el informe, le fue solicitada su opinión sobre conceder un préstamo a México a cambio de permitir la operación de las compañías extranjeras.

la insistencia de Thurston para conocer las ofertas de Bermúdez, la comisión no le proporcionó mucha información.³³ En Washington, el jefe de la División Petrolera del Departamento de Estado, Robert Eakens, consiguió una reunión con Andrew Stephenson, miembro del *staff* de la comisión. De las conversaciones que sostuvieron, se informó que México requería un préstamo considerable de Estados Unidos y que el propio Bermúdez asumía que habría ciertos requerimientos norteamericanos.³⁴ Wolverton se había negado durante ese tiempo a informar al Departamento de Estado; consideraba que el tema aún no se había agotado y que podría convocar a una segunda reunión en México.³⁵ Estos sucesos, de los que no se abre totalmente la información dentro del gobierno de Estados Unidos, son también un factor que naturalmente beneficiaría a los intereses mexicanos.

El desarrollo mexicano dependía necesariamente de su relación con Estados Unidos. Debido a la estrecha relación entre los dos países, era evidente la necesidad de acuerdos claros y formales: la Comisión Wolverton representaba mayor formalidad en la relación petrolera. Con la institucionalización de las políticas, se reducía la posibilidad de actuar unilateralmente y se aseguraban también canales específicos de comunicación. En el siguiente esquema, el juego de las decisiones se observa de esta manera: de un lado el gobierno mexicano buscaba mantener márgenes de autonomía en sus decisiones frente al Departamento de Estado, pero a través de compromisos con la Comisión Wolverton; por su parte, la comisión impulsó la formulación de compromisos que favorecieran especialmente los intereses de los particulares en Estados Unidos; finalmente, el Departamento de Estado quería mantener absoluto control, por lo que trató de no comprometerse y hacer que sus intereses dirigieran la formulación de las políticas.

³³ The Ambassador in México (Thurston) to the Secretary of State, 2 de septiembre de 1948, 812.6363/4 en FRUS.

³⁴ Memorandum of Conversation, by the Chief of the Petroleum Division (Robert Eakens), Washington, 26 de noviembre de 1948, 812.6363/4 en FRUS.

³⁵ La comisión tenía el objetivo de realizar una comparación petrolera entre México y Venezuela.

Institucionalidad

Comisión Wolverton	Gobierno mexicano
	Departa- mento de Estado

Autonomía

Esquema 2
Relación de decisiones

Relación con empresas

Posteriormente, en un documento del 8 de diciembre de 1948, Eakens relató una conversación con Mark Andrews, secretario asistente de la Marina. Expresa también que se reunió con oficiales de las compañías petroleras norteamericanas para cuestionarlas sobre la posibilidad de volver a México (La Texas Company, la Standard Oil y la Gulf).

La Standard Oil negó querer regresar a México a menos que se reformara la legislación mexicana.³⁶ La Texas Company se mostraba interesada si involucraba contratos de operación; sin embargo, existía cierto escepticismo por las supuestas aspiraciones presidenciales de Bermúdez. A pesar de la necesidad de acuerdos formales, se mantenía un conjunto de políticas autónomas en el caso de la Standard Oil; en ese momento, no fue prioritaria la búsqueda ni la conformación de instituciones. No se aceptaba la idea que la formalidad de los acuerdos pudiera haber incrementado los beneficios para las diferentes partes. La compañía Gulf se negó a compartir ganancias con el gobierno mexicano. Lógicamente, las tres empresas rechazaban la posibilidad de un préstamo a México.³⁷

³⁶ En este sentido, se puede hablar de un juego abierto entre la iniciativa privada y el gobierno en el que es evidente que el gobierno norteamericano nada puede imponer a las empresas petroleras si no se responde a sus intereses.

³⁷ Memorandum of Conversation by the Chief of the Petroleum Division (Eakens), Washington 8 de diciembre de 1948, 812.6363/4 en FRUS.

La falta de normatividad y de una legislación clara redujo enormemente el impulso de la economía mexicana.³⁸

El temor a perder autonomía podría ser una explicación plausible de la carencia de reglas: éstas implican obviamente reciprocidad en las acciones; en cambio, la construcción de la institucionalidad implica la reducción de acciones unilaterales. Los mexicanos tendrán que cumplir con leyes que conllevan mecanismos de solución de controversias. El temor a ser juzgados por diferentes actores puede conducir a una normatividad limitada que respalde posturas autónomas y tradicionales.

Otro caso bilateral lo podemos analizar en un documento de diciembre de 1948, que señalaba la existencia de tres presiones más para el gobierno y la industria mexicana. En primer lugar, se hablaba de la negociación Gordon Duke (Southeastern)-Bermúdez. Se trataba de un programa norteamericano, apoyado incluso por el gobierno, que incluía tres puntos: El primero era el préstamo de dinero del gobierno de Estados Unidos para la construcción de tuberías, refinerías e infraestructura de refinación. El segundo, el financiamiento gubernamental de Estados Unidos para perforar pozos (por compañías extranjeras) con costos extraordinarios. Finalmente, se buscaría la modificación de las leyes mexicanas para que las compañías estadounidenses pudieran participar en la exploración y explotación del petróleo mexicano.³⁹

Estas posturas eran una especie de amenaza con el fin de proteger los intereses privados.⁴⁰ El conflicto prevaleció sobre la cooperación, y no fue aceptada ninguna de las tres propuestas.

³⁸ En la actualidad, sigue existiendo inconformidad de los capitales estadounidenses para participar abiertamente en negocios mexicanos. Mientras no estén resueltas las cuestiones legales y no exista claridad en la forma en que se aplican las reglas y normas, difícilmente los inversionistas estarán dispuestos a participar abiertamente en México en materia energética. Este problema no ha logrado ser resuelto a pesar de las pérdidas que implican en términos de desarrollo petrolero y de la posibilidad de incrementar las relaciones con las empresas y entre los gobiernos. Las preocupaciones de los actores privados son muy similares hoy a las de los años cuarenta. Ejemplos actuales hay múltiples, desde la venta de los grandes complejos petroquímicos como lo fueron el caso de Cangrejera y Pajaritos (sexenio 1994-2000) hasta la instauración de los contratos de servicios múltiples en la administración actual. A pesar de ser situaciones distintas, la falta de claridad legal impidió que las decisiones fueran favorables a otras políticas; las certezas legales para los posibles inversionistas siguen sin ser claras.

³⁹ Memorandum of Conversation by the Chief of the Petroleum Division (Eakens), Washington 8 de diciembre de 1948, 812.6363/4 en FRUS.

⁴⁰ *Idem.*

Dichas propuestas implicaban cambios importantes en el quehacer político de México (señalaban la necesidad de diseñar otra política bilateral). Suponían, asimismo, la construcción de instituciones en ambos países con el fin de aprovechar mejor los diferentes recursos necesarios para cumplir los tres objetivos. El gobierno de Miguel Alemán no estuvo de acuerdo. Como el esquema siguiente lo señala: la mayor institucionalidad, en lugar de favorecer la cooperación bilateral, representaba un alto nivel de conflicto. Para lograr una cooperación efectiva, habría que renunciar a los acostumbrados niveles de autonomía; se prefirió la no cooperación. Ciertos cambios –como el de la tercera propuesta que requería transformar la legislación nacional– no fueron respaldados por cierto número de actores mexicanos (entre otros, el Ejecutivo, el Legislativo y gran parte de la sociedad).

Institucionalidad

Conflicto bilateral	Cooperación relativa
Cooperación bilateral	No cooperación

Autonomía

Esquema 3
Relaciones de cooperación

Otra forma de presión fue la referencia que se hizo a la Comisión Wolverton para que se rechazara el préstamo de 475 millones de dólares que Pemex requería. Además se mencionaba el cambio de jefatura en la comisión, con la esperanza de que la iba a dirigir un oponente a los préstamos para México, el demócrata Robert Crosser.⁴¹

⁴¹ Memorandum of Conversation by the Chief of the Petroleum Division (Eakens), 812.6363 en FRUS.

Se pensó que el nuevo gobierno venezolano fuese capaz de garantizar concesiones a Norteamérica.⁴² Lo anterior resultaba, evidentemente, más atractivo para las compañías petroleras, pues a pesar de los altibajos en la política venezolana, las relaciones con ese país siempre fueron más armoniosas; Venezuela nunca ha tenido una agenda tan compleja con Estados Unidos como la que prevaleció con México.⁴³

No obstante, en muchos casos la postura era más bien de amenaza, al intentar afianzar la legislación mexicana ante los intereses de Estados Unidos. Esto significó presiones internas e internacionales. A pesar de los beneficios que resultaban de la relación con Venezuela, Estados Unidos no podía descartar la importancia de su frontera sur; tampoco podía dejar de lado que México no era sólo parte de su mercado natural, sino pieza clave para la seguridad hemisférica. La relación con Venezuela se mantuvo, pero a la par se redujo el nivel de amenaza en la relación con México. A pesar de la dificultad por institucionalizar la relación bilateral, ambos países siguieron buscando caminos para maximizar los beneficios petroleros.

En cuanto a los préstamos a México, el documento del 10 de diciembre de 1948 señala el seguimiento que Walter Thurston dio a la política del Departamento de Estado en sus relaciones con México. Se pensaba que era la mejor manera de garantizar los intereses estratégicos de Estados Unidos. El embajador trató de justificar dicha política apelando a las tendencias nacionalistas manifestadas por Bermúdez a partir de la primavera de dicho año. Se sospechó que el ex presidente Cárdenas había apoyado al director de Pemex, a cambio de conservar una línea muy nacionalista. Seguramente Estados Unidos temió una ruptura con México, o en su defecto una relación más conflictiva. La preocupación se sustentaba en el miedo ante un nuevo conflicto internacional. Es interesante observar cómo las posibles amenazas que surgieron en esos años de Estados Unidos fueron bien manejadas por el gobierno mexicano: no sólo por Miguel Alemán sino por el mismo Lázaro Cárdenas. Las posibilidades de nuevos créditos y apoyos económicos para el sector petrolero se debieron a la nacionalización cardenista en 1938, y por la forma en

⁴² Aquí se utiliza la lógica de la amenaza como un instrumento de presión con el fin de incrementar los intereses de una sola parte. No se consideran los conflictos que pueden resultar de actitudes de esta naturaleza.

⁴³ *Idem.*

que se resolvió el conflicto de reclamaciones durante la segunda guerra en 1942. Estados Unidos consideraba que lo más importante era mantener una relación de cooperación con México. A pesar de la debilidad (debilidad relativa) de México, su capacidad de maniobra se incrementó por la dependencia petrolera de Estados Unidos, así como por la importancia histórica de la frontera. La posición geoestratégica de México ha sido favorable cuando se trata de aprovechar las debilidades estadounidenses; porque indudablemente existe interdependencia entre ambos países.

Solución de conflictos pasados: El caso Sabalo

Petróleos Mexicanos enfrentó diversos obstáculos; los primeros, al momento de su conformación y, posteriormente, porque requería de un crecimiento acelerado en sus capacidades productivas y de reserva. Al mismo tiempo, necesitaba solucionar de manera adecuada las reclamaciones de las empresas expropiadas en 1938. El caso más notable fue el de la Sabalo Transportation Co.⁴⁴

En este caso, desde la nacionalización de 1938, los intereses estadounidenses afectados debían ser resueltos con el fin de reducir el nivel de conflicto de la relación bilateral. La mayoría de las reclamaciones fueron resueltas en 1942. Este caso ejemplifica la solución al problema de la Sabalo Co., en el que participaron actores tanto públicos como privados.

Esta empresa habría de tener un papel activo en la relación bilateral, en especial cuando el cambio de régimen mexicano pareció dar una oportunidad para hacer partícipe al Departamento de Estado norteamericano

⁴⁴ Se estableció en México antes de la expropiación (durante el periodo de Abelardo Rodríguez), pero en una fase ya avanzada y significativa para la elaboración de la política petrolera mexicana. La Sabalo se asoció con Petromex obteniendo concesiones para la explotación de la zona de Poza Rica, en 1936. Sin embargo, los decretos del 6 de enero de 1937 que expidió la Administración General del Petróleo Nacional establecieron como patrimonio nacional los bienes inmuebles y muebles que se aplicarán al gobierno federal al liquidarse la sociedad Petróleos de México, S.A. y los terrenos de reservas petroleras que se habían acordado en concesión a dicha compañía. El resultado fue la demanda de la Sabalo a Petromex. Por otra parte, el 10 de febrero de 1938 se absolvió a Petromex de la demanda de la Sabalo en los tribunales mexicanos, la cual estaba en plena liquidación. Véase Ángel Hérnida Ruiz, *Bermúdez y la batalla por el petróleo*, México, Costa-Amic, 1976, p. 38.

no sobre las reclamaciones. En un escrito del 13 de marzo de 1948, se señalaba que el bufete de la Sullivan & Cromwell (representante legal de los intereses de la Sabalo Transportation Co.) se dirigió al Departamento de Estado con motivo de buscar su apoyo para solucionar el conflicto con el gobierno mexicano.⁴⁵ En este escrito, se relatan los antecedentes de la compañía. Se insiste en una concesión de 100 000 hectáreas en Poza Rica para explotación, durante treinta años de convenio con Petróleos de México (Petromex). Esta última fue la empresa fundada en 1933 durante la administración de Abelardo Rodríguez por empresarios mexicanos. El 30 de enero de 1937, Lázaro Cárdenas creó la Administración General del Petróleo Nacional, con lo que un año más tarde Petromex se transformó en la empresa pública que actualmente conocemos.

El caso de la Sabalo llevaba en cortes más de diez años sin resultados, incluido un juicio ante la Suprema Corte de Justicia de México. La compañía trató de resolver el problema sin involucrar al gobierno de Estados Unidos. Una vez que los recursos privados para solucionar el problema se agotaron, se acudió a las instancias públicas. No existían canales claros para solucionar conflictos en los ámbitos público y privado en Estados Unidos. La falta de comunicación entre los dos hizo que en un periodo tan largo de tiempo la compañía no se acercara al gobierno de Estados Unidos, lo cual refleja que la empresa nunca se imaginó que la relación con el gobierno mexicano se fuese a dificultar tanto después de la nacionalización petrolera. Pensaron que dado que los conflictos petroleros se resolvieron en su mayoría en 1942, éste debía también solucionarse en poco tiempo.

No existían instituciones sólidas en el proceso de decisión y en el manejo de controversias petroleras entre México y Estados Unidos; por lo tanto, no todos los conflictos y las reclamaciones fueron atendidos por los mismos canales ni con resultados similares. El valor calculado por el bufete estadounidense era de 100 millones de barriles de petróleo con posibilidades de extraer de esa zona hasta 375 millones de barriles. El total de las pérdidas para la compañía se calculaba en 400 millones de dólares, incluidos los gastos de operación. El caso de la Sabalo ocuparía gran parte de las agendas del presidente Miguel Alemán y del director de Petróleos Mexicanos.

⁴⁵ *Ibid.*, p. 150.

No podemos asegurar que haya existido cambio en la manera de concebir la postura mexicana; tampoco podemos decir que haya sido concebido como un actor débil frente a la influencia del Departamento de Estado norteamericano; sin embargo, cabe destacar que las expectativas suscitadas con la administración del presidente Alemán motivaron la creencia de que había habido un cambio en la manera de pensar del gobierno mexicano.

El escrito del 15 de octubre de 1948 de Edward G. Millar –funcionario de la Sullivan & Cromwell– a Andrew Stevenson del Comité de Comercio Interestatal y Exterior de la Cámara de Diputados establece la realización de una reunión el martes 12 de octubre en la que discutieron la situación de la Sabalo.⁴⁶ Además, se señalaba que el 13 de marzo de 1948, el embajador estadounidense en México, Walter Thurston, dio una nota con las reclamaciones respectivas sobre el caso de la Sabalo al ministro de Relaciones Exteriores mexicano. Esto llevaría a que se sostuvieran algunas pláticas entre el embajador norteamericano y el presidente Alemán. La finalidad concreta de este escrito corresponde a la vinculación del caso Sabalo con la posibilidad real del otorgamiento de un empréstito para el desarrollo de la industria petrolera mexicana. El escrito decía textualmente:

En el caso de que su Comité hiciera una recomendación para otorgar asistencia técnica o financiera norteamericana para el desarrollo de propiedades petroleras mexicanas, se solicita que se haga notar en dicho informe la reclamación pendiente de Sabalo y que su Comité recomiende que el otorgamiento de tal asistencia a México está condicionado a la satisfacción previa de tal reclamación.

Era muy clara la intervención de intereses privados en el otorgamiento del empréstito que México requería para cubrir el plan desarrollado por Bermúdez; este plan, además, beneficiaba y concordaba con los intereses estratégicos de Estados Unidos. Existe aquí una conjunción de intereses estratégicos entre los dos países en momentos de la guerra fría. De la misma manera, Edward Miller mandó un escrito a Andrew Stevenson, quien se encontraba en México, en donde le proponía una

⁴⁶ Memorando de conversación entre Edward Miller y Andrew Stevenson del 15 de octubre de 1948, 812.6363/4 en FRUS.

reunión antes de que la comisión hiciera recomendación alguna.⁴⁷ El escrito está a nombre de la Sullivan & Cromwell.

El caso de la Sabalo se mantuvo como factor de constante conflicto en las relaciones petroleras entre México y Estados Unidos. A pesar de las pláticas entre Bermúdez y Allen Welch Dulles, funcionario de la Sullivan & Cromwell, el asunto no tendría solución fácil. El 26 de enero de 1950, en una carta que escribió a Bermúdez para agradecerle su estancia en México, Dulles recomendó en el caso de la Sabalo que los viejos contratos se reemplazaran por uno nuevo, con términos distintos.⁴⁸ Por otra parte, rechazó las proposiciones de Bermúdez, ya que no satisfacían las necesidades de la Sabalo; se descartó que éstas se constituyeran en base para la solución de la controversia. En este sentido, la dificultad en los acuerdos se profundizó por las posturas autónomas de las diferentes partes ante la incapacidad de pensar en instituciones que facilitaran el logro de los diferentes intereses.

Frente a la urgente demanda interna se incrementaron tanto la necesidad de aumentar la producción como la de participar en los mercados internacionales. Para ampliar las actividades en el ramo y dar el impulso que ayudaría a mejorar Pemex, el gobierno mexicano celebró cinco “contratos-riesgo”, entre el año de 1949 y 1951, bajo la dirección de Antonio J. Bermúdez.

Los contratos riesgo

Los contratos riesgo, también llamados contratos de perforación, eran el mecanismo por el cual se permitía a las empresas extranjeras participar en la exploración de los recursos petroleros mexicanos. Suponían un plazo de exploración y perforación de diez a quince años, el reembolso del total de la inversión —sólo en caso de encontrar petróleo, pues, de no ser así, el riesgo y costos del fracaso serían asumidos por la empresa— y compensación de 15 a 18.25% de la producción por un plazo de veinticinco años. En este caso, las relaciones estaban de alguna manera institu-

⁴⁷ Memorando de conversación entre Edward G. Miller y Andrew Steven del 17 de diciembre de 1948, 812.6363 en FRUS.

⁴⁸ Carta de Dulles a Bermúdez, 26 de enero de 1950, 812.6363 en FRUS.

cionalizadas: las condiciones eran claras y se contaba también con elementos de temporalidad claros e importantes.

Dado el nivel del desarrollo de México, “Petróleos Mexicanos sólo podía aprovechar la técnica y los capitales extranjeros, dentro del marco de nuestras propias leyes y de la política petrolera de la Revolución Mexicana, unas y otras inalterables e irreversibles”.⁴⁹ La administración alemanista incrementó su interpretación, autorizando una fuerte actividad a empresas extranjeras. Así, del 17 de agosto al 2 de septiembre de 1948 el gobierno de México pidió al Comité de Comercio Interestatal y Exterior de la Cámara de Representantes del Congreso de Estados Unidos que se concertara una visita a las instalaciones de la paraestatal. Entonces, Antonio J. Bermúdez ofreció un informe sobre un *plan quinquenal* hecho por su administración para dar a conocer la *flexibilidad* del gobierno de México.

Institucionalidad

Contratos riesgo con reglas impuestas	Regulación y temporalidad claras de los contratos
Inversión extranjera sin certidumbre	Inexistencia de inversión extranjera

Autonomía

Esquema 4 Contratos riesgo

⁴⁹ Véase Miguel Alemán Valdés, *La verdad del petróleo en México*, México, Biografías Ganesa, 1977, p. 675. La institución requeriría de ambos, para atender al progresivo aumento de la demanda interna de energéticos originada en el rápido desarrollo de la economía nacional, y para poder salir a los mercados mundiales de combustibles en busca de las divisas necesarias a los planes de desenvolvimiento de la empresa.

Es evidente que el gobierno alemanista estaba dispuesto a elaborar acuerdos institucionales. Se aceptó la necesidad de cierta pérdida de autonomía a cambio de recursos e inversión, así como la toma de decisiones junto con instancias gubernamentales de Estados Unidos. Dicho de otra manera: los beneficios de la institucionalidad en los contratos riesgo superaban los costos de mantener una actitud nacionalista y autónoma. Como lo señala el siguiente esquema se optó, con decisiones soberanas, por la participación institucional.

En el plan hecho para el periodo definido entre 1949 y 1953, se esperaban *exploraciones y perforaciones* que incrementaran la producción diaria de México de “167 mil barriles a 365 mil en 1953 y a 453 mil en 1955”.⁵⁰ Para poder cubrir las proyecciones del programa “se estimó una inversión total de 470 millones de dólares, de los cuales el 27.7% se destinaría para actividades geológicas, geofísicas y perforaciones de exploración; el 51.1% para explotación; el 9.8% para oleoductos y gasoductos y el 6.8% para refinerías”.⁵¹ “En 1950, se perforaron 219 pozos (133 productivos), 173 de ellos a cargo de compañías (118 productivos), el petróleo extraído en México en 1950 por todas las compañías represento el 16 % de toda la producción del país.”⁵²

En esta dinámica, los contratos riesgo suscritos se hicieron con las siguientes compañías:

1. “De *tierra sumergida*, con Edwin W. Pauley, Signal Oil and Gas Company y American Independent Oil Company, en una zona de 400 kilómetros de largo por 5 de ancho, o sea un total de 2,000 kilómetros cuadrados, en el litoral comprendido entre la Barca de Santecomapan, Veracruz, y Puerto Real, Campeche.”⁵³

⁵⁰ Francisco Colmenares, *Petróleo y lucha de clases en México (1864-1982)*, México, Ed. El Caballito, 1982, p. 128.

⁵¹ *Ibid.*, p. 128.

⁵² *Ibid.*, p. 131.

⁵³ Véase Archivo Presidencial, *Boletín del Subsecretario*, 17 marzo de 1949, documento 8751; Comunicado para el Sr. Subsecretario fechado 19 de marzo de 1949; Servicio de la Presidencia de la República (Secretaría Particular) Correograma al Sr. Eulalio N. Ibáñez, secretario general del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana, Guerrero núm. 10, enviado por Lic. Roberto Amorós G., Los Pinos, a 17 de marzo de 1949, EZVVL/esl-6889, en AGNMAV 527/54.

2. Con las mismas empresas y en la misma fecha, un contrato de “tierra firme”, que abarcaba un área de tres estructuras geológicas que por sustituciones previstas contractualmente, llegaron a ocho, en los estados de Campeche, Tabasco, Veracruz y Nuevo León, con una superficie de 456 kilómetros cuadrados. Simultáneamente, se celebró un contrato de *ventas* con las compañías mencionadas.
3. Posteriormente, el primero de julio de 1950 se celebró con la empresa Sharmex un contrato similar en que se le asignaban áreas para exploración y perforación entre Poza Rica y Tamiahua, que alcanzaron una superficie de 318 kilómetros cuadrados.
4. El 8 de Julio de 1950, se celebró otro contrato en términos análogos con la empresa Edwin W. Pauley en la zona noroeste, que comprendía 923 kilómetros cuadrados para exploración y perforación.
5. “Por último, el 17 de marzo de 1951, otro contrato en términos semejantes con la empresa Isthmus Development Company, para explorar y perforar un área de 161 kilómetros cuadrados en el sur de Veracruz.”⁵⁴

¿Qué importancia tendrían estos contratos en este momento?

Antes que nada, son una respuesta ante la urgencia de financiamiento de Pemex en aquellos años; también son el producto de las presiones externas que nunca cesaron. Sin embargo, aunque en ese momento la ley no impedía la celebración de estos contratos, es cierto que tales compromisos de largo plazo encerraban riesgos: los acuerdos formales reducían el nivel de autonomía.

El 29 de noviembre de 1958, el artículo 6° de la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo fue modificado. En ese momento, Pemex no podía fijar las remuneraciones en porcentaje tanto de los productos como de las explotaciones. Esa modificación fue incluida al párrafo sexto del 27 constitucional el 20 de enero de 1960. Aunque dicha modificación legal no se hizo retroactiva, la finalización y debate de estos contratos riesgo se presentó en los sexenios posteriores, hasta llegar al gobierno de Gustavo Díaz Ordaz y al de Luis Echeverría Álvarez. La insistente tendencia a relacionarse exclusivamente con Estados Unidos estaba ligada más a un manejo estratégico en el marco de la

⁵⁴ Miguel Alemán Valdés, *La verdad del petróleo en México*, citado en Francisco Colmenares, *Petróleo y lucha de clases...*, *op. cit.*, p. 181.

guerra fría, que a la dependencia de las decisiones de Washington. Ahí reside la importancia de los contratos riesgo: el financiamiento que Petróleos Mexicanos necesitaba era el punto débil. Aparentemente, México podría apelar a la conveniencia de su desarrollo para la seguridad hemisférica; sin embargo, el desarrollo de los yacimientos petroleros en Medio Oriente, y la necesidad estratégica norteamericana de ejercer presencia en aquella región, dejaron en cierto descuido las relaciones petroleras con América Latina.

Sin embargo, es de subrayar que la participación del Departamento de Estado norteamericano en las negociaciones para otorgar un préstamo, y en general para todos los asuntos petroleros mexicanos, fue muy activa.⁵⁵ Además, estaba estrechamente relacionada con los intereses de las empresas estadounidenses. El departamento adoptaba una postura parcial en tanto beneficiaba solamente a ciertas empresas y llegaba a perjudicar a otras, especialmente a las que habían aceptado trabajar bajo los términos de los contratos de perforación estipulados por Bermúdez.⁵⁶

REFLEXIONES FINALES

La autonomía e institucionalidad en materia petrolera mexicana son asuntos altamente delicados; históricamente, han ocasionado múltiples problemas entre los funcionarios públicos, los actores privados y la sociedad civil; no obstante, la necesidad del desarrollo mexicano así como la participación internacional de México requieren acuerdos formales que faciliten el logro de consensos y atraigan beneficios entre las partes.

Como vimos, durante el sexenio 1946-1952, el gobierno mexicano manifestó poseer un margen de maniobra desconocido con anterioridad. En materia petrolera, jugó en favor de México la existencia misma de la guerra: dado que el gobierno de Estados Unidos se preocupaba por las consecuencias de la misma, no centró su atención en lo que sucedía en México.

⁵⁵ Expediente III-1651-22 del Archivo de Concentraciones de la SRE.

⁵⁶ Se encuentra una copia en la Galería núm. 3 del Fondo de Presidentes, en el expediente 530-5295 del Archivo General de la Nación (AGN).

Cabe resaltar que la relación de gobierno a gobierno no fue necesariamente la más importante en el tema petrolero. En el sexenio estudiado, la Comisión Wolverton y el caso de la Sabalo son dos ejemplos en los que las relaciones se manejaron entre el gobierno mexicano y actores privados de Estados Unidos. No es sino hasta un segundo momento, —particularmente en el caso de la Sabalo— en el que el manejo de la relación pasó a manos de los actores públicos de Estados Unidos: la incapacidad de solución manifestada por las compañías privadas requirió del apoyo gubernamental. Este caso señala los límites en los procesos de decisión y formulación de políticas dentro del sistema estadounidense: como en el caso de la Comisión Wolverton, allí prevaleció una crisis interburocrática. La ausencia de consenso entre los diferentes actores redujo la posibilidad de una acción unificada frente a México. Estos estudios muestran la posibilidad de mayor negociación para el gobierno mexicano. Las rupturas internas dentro del sistema de Estados Unidos incrementan la capacidad de maniobra mexicana y las posibilidades de obtener mayores beneficios a pesar de las limitaciones de recursos económicos y la poca institucionalidad en la relación bilateral. Lo anterior nos lleva a concluir que si prevalece en el gobierno mexicano cierta actitud de autonomía es necesario aprovechar las debilidades de la contraparte con el fin de maximizar beneficios.

El análisis de la historia petrolera contemporánea demuestra la incapacidad para establecer relaciones petroleras explícitamente institucionales; no obstante pensar estratégicamente el futuro próximo, señala que los resultados de la autonomía en las políticas son altamente limitados: reduce las posibilidades de transparencia en la formulación de la política al tiempo de no instaurar mecanismos de control ni de solución de controversias para los intereses mexicanos. Además, pensar instituciones energéticas no limita las posibilidades a los recursos petroleros sino que abre otros caminos a las fuentes alternativas de energía que tendrán un papel cada vez más determinante en las relaciones de países y empresas consumidoras de energía. El incremento de las instituciones implica menores posibilidades de error en el manejo de las relaciones petroleras internacionales.

Este estudio se enfocó en la relación entre actores públicos y privados. Al considerar que las relaciones energéticas no se pueden entender exclusivamente desde la lógica de los actores públicos, la institucionalización es un fenómeno que crece en importancia.

Resalta también la importancia de la relación México-Estados Unidos como constante en la historia petrolera mexicana, a pesar de los numerosos intentos de México para diversificar sus relaciones. En este sentido, es fundamental establecer estrategias de largo plazo, no sólo en cuanto a las nuevas fuentes alternativas de energía. El factor geográfico y la realidad de la frontera norte ofrecen grandes posibilidades de negociación, si se piensa a largo plazo y no en términos de los beneficios sexenales o de intereses propios a cada administración. América del Norte es y ha sido siempre el mercado natural para México, lo cual no implica por supuesto que tenga que descuidar sus relaciones con el resto de los países ni de las regiones; todo lo contrario: puede pensar estratégicamente su realidad de "país-puente" según la lógica diseñada tras su presencia en el mercado del norte.

De los ejemplos anteriores nos quedan algunas enseñanzas. En primer lugar la situación geoestratégica del país sigue siendo tan importante como lo fue a mitad del siglo pasado; además, los actores que deciden en materia petrolera no son únicamente estatales: los actores privados en ambos países tienen cada vez más mayor capacidad de acción. Es entonces necesario plantear políticas que los incluyan, dados sus intereses y en conjunción con los intereses nacionales. La construcción de instituciones no significa renunciar a las posturas independientes del gobierno mexicano: es muy importante aceptar que las instituciones pueden darse por decisiones soberanas que vislumbran el incremento de beneficios para las partes involucradas en los procesos.

El análisis histórico ofrece muchas ventajas: ayuda a tomar decisiones más adecuadas, a percibir los momentos de cooperación o conflicto en la relación bilateral entre México y Estados Unidos y a comprender sus causas y consecuencias.

México es parte de América del Norte; de ahí que sea fundamental el que defina sus prioridades estratégicas en la materia. El estudio histórico nos permitió conocer los alcances y limitantes reales en la diplomacia petrolera bilateral.

LAS FUERZAS QUE MOLDEAN LA POLÍTICA ENERGÉTICA MEXICANA: ENTRE LA CONSTITUCIÓN Y EL TLCAN

Alicia Puyana Mutis¹

El estudio de la política energética mexicana exige entender cómo funciona el mercado petrolero mundial, qué fuerzas definen su evolución, cuáles son las variables que definen el equilibrio del mercado y el manejo de las principales empresas petroleras. Muchos de estos aspectos lidian con elementos institucionales, razón por la cual se incluyen en este análisis.

A pesar de los ingentes recursos generados por la actividad petrolera mexicana, Petróleos Mexicanos (Pemex) no ha renovado reservas al ritmo de la extracción ni invertido en refinación ni en gas. Los resultados son problemáticos: reducción de la vida útil de las reservas y creciente importación de productos refinados y derivados del crudo y de gas para la generación eléctrica. Las causas de esta parálisis apuntan a diversos motivos, según las preferencias de los analistas. Algunos identifican al régimen institucional que consagra el patrimonio nacional del recurso y el monopolio estatal en su aprovechamiento como la única o la principal causa de la parálisis; otros, a la excesiva carga tributaria que extrae de la empresa todas sus utilidades y le deja en déficit, más preocupante conforme los precios internacionales superan los regularmente bajos precios programados por la Secretaría de Hacienda. En una y otra perspectivas, cualquier solución requiere cambios constitucionales, de difícil tránsito por el Congreso, desde la administración de Ernesto Zedillo. Una prueba de las dificultades de introducir cambios radicales en el sector lo muestran las negociaciones del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), quizás el único tema en el cual México no cedió en materia sustancial fue el petróleo.

¹ Marco Esquinca y Gustavo Acua asistieron en la investigación que posibilitó la redacción de este artículo. La autora agradece su paciencia y diligencia.

En mi percepción, varios elementos de orden interno y externo enmarcan el cambio de la industria petrolera mexicana (y del sector energético, en términos más amplios). Me refiero a los que considero más importantes: el marco institucional y las relaciones políticas, las relaciones con Estados Unidos, en el marco del TLCAN y la evolución del mercado petrolero mundial. En este último, por el lado de la oferta, está la política de precios de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y de Rusia, y por el lado de la demanda, el crecimiento del consumo en países tales como China.

La entrada en vigor del Tratado de Libre Comercio de América del Norte, en 1994, constituye parte central de las reformas macroeconómicas iniciadas por México como repuesta a la crisis de la deuda. En el aspecto comercial, además de la apertura del mercado interno, de reducción —o la eliminación— de las medidas de interferencia del Estado en la gestión económica, el ingreso al Acuerdo sobre Comercio y Tarifas (GATT, por sus siglas en inglés), todo ello ocurrido a mediados de la década de los años ochenta, y el TLCAN fueron pasos audaces de la administración de Carlos Salinas de Gortari, por su contenido político y simbólico y la formalización de la creciente integración de la economía mexicana al mercado norteamericano. Al finalizar la década de los años setenta y restaurarse las ventas externas de crudo mexicano, se cimentó la dependencia del sector externo mexicano a la economía de Estados Unidos de América. Hoy es uno de los países del mundo con una de las mayores tasas de dependencia de un solo mercado para el destino o el origen de sus flujos comerciales.²

En el proceso de cambio del modelo económico mexicano el petróleo no podía mantenerse aislado; se han realizado transformaciones importantes en su gestión que sugieren las modificaciones al papel asignado al sector energético durante la sustitución de importaciones. Se han reducido drásticamente los subsidios al consumo de energía del sector industrial y empiezan a aplicarse criterios más estrictos de rentabilidad y eficiencia empresarial. La “desincorporación” (el término mexicano para la privatización) de la petroquímica y la apertura a la inversión privada de

² Alicia Puyana, “Las relaciones económicas de América Latina y la Unión Europea en la era post GATT”, trabajo elaborado para el BID, marzo de 1995. De la misma autora: *El camino mexicano hacia el regionalismo abierto: los acuerdos de libre comercio de México con América del Norte y Europa*, CEPAL, Serie comercio internacional, Santiago de Chile, diciembre 2003.

la generación y transmisión eléctrica impuso como requisito la liberalización y privatización de las importaciones de gas natural, su transporte, distribución y almacenamiento, además de la construcción y posesión de gasoductos y de facilidades de almacenamiento. Se rompió así el monopolio de Pemex en el gas y se introdujeron en dicho mercado los precios internacionales. Se obligó a la empresa a ajustar su contabilidad y la evaluación de sus reservas a los parámetros internacionales; esto puso fin al manejo de esta información como asunto de seguridad nacional. El régimen patrimonial constitucional del sector petrolero *aguas arriba* aún permanece sin modificación notable, pero Pemex lleva a cabo una intensa reestructuración tendiente a reducir la burocracia y los costos operativos y a hacer menos secreto su manejo.³ Uno de los elementos que induce a estos cambios es la membresía en el TLCAN. En cambio, México no ingresó a la Agencia Internacional de Energía de la OCDE; agencia que exige la liberación de todo el sector a las inversiones privadas internacionales.

En el futuro, el avance en la conformación de un mercado energético y petrolero plenamente integrado como los demás sectores en el marco del TLCAN depende de diversos factores, algunos de los cuales están al alcance de los actores políticos y económicos mexicanos o norteamericanos; otros se ubican fuera de su influencia. Nos referimos a la evolución del mercado internacional (la evolución de los requerimientos de la demanda y la respuesta de la oferta especialmente de los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP); los cambios en las políticas energéticas de los países miembros del TLCAN (especialmente las medidas que tome el gobierno estadounidense ante la creciente dependencia de su economía del crudo importado de la OPEP). Cada uno de estos factores ejercerá enorme presión sobre el petróleo mexicano y obligará en el mediano o largo plazos a considerar aquellos

³ La apertura de información por parte de Pemex al gobierno de Estados Unidos en particular se realizó desde el acuerdo bilateral de 1995 que permitió al gobierno mexicano tener acceso a 20 000 millones de dólares del Fondo de Estabilidad Cambiaria. Pemex se comprometía a enviar al tesoro de los E.U. copias de sus estados de cuenta cuatrimestrales, informes sobre las proyecciones estimadas de las exportaciones del crudo y sus derivados, y todo tipo de informes y noticias relevantes que el tesoro considerara apropiados. General Accounting Office, "U.S. and IMF Response to the Crisis", Published by the Department of the Treasury, 1995, pp. 109-132.

cambios en la legislación que México —sociedad y gobierno— ha resistido. Dichos cambios suponen que México diseñe la política de expansión de la producción y las exportaciones más en atención a la demanda externa (esto es, la de los socios del TLCAN), y menos en función de sus necesidades de equilibrio macroeconómico, como hasta la fecha; implican además modificaciones en la relación de la empresa con el fisco federal, lo que alteraría el peso relativo de las diferentes fuentes de ingreso tributario, o reformas constitucionales que permitan la amplia participación del sector privado en la exploración, producción y venta de hidrocarburos. Las dos opciones tienen costos políticos que hasta el momento ningún gobierno ha asumido plenamente.

La resistencia al cambio emana de fuentes de diverso carácter. En primer lugar, está la tradición jurídica que establece la propiedad nacional del subsuelo, aunado al sentimiento nacionalista respecto a la nacionalización de la industria en los años treinta; en segundo lugar, la fuerte dependencia del fisco nacional respecto de la renta petrolera y el gran margen de maniobra que ésta otorga al gobierno central; cuentan también el poder sindical de los trabajadores de Pemex y los intereses creados en los ámbitos regional y nacional, por los efectos de los ingresos petroleros en las estructuras fiscal y productiva, y por el manejo de los precios de transferencia del crudo y del gas.

Este trabajo explorará el desempeño del sector petrolero mexicano en el marco de sus relaciones con las diferentes fuerzas que moldearán su evolución: el mercado internacional y sus socios en el TLCAN, y los vasos comunicantes con la economía nacional. La segunda parte discute los elementos exógenos que enmarcan la política petrolera: la formación de precios internacionales; la evolución de la demanda; el equilibrio entre la oferta y la demanda dentro del TLCAN y la estrategia del principal socio mexicano en el TLCAN. En la tercera, se revisan los cambios introducidos al régimen de Pemex por los acuerdos del TLCAN.

LA EVOLUCIÓN DEL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

El mercado mundial del petróleo experimenta una intensa transformación de carácter político y tecnológico; sus efectos se sentirán en las próximas décadas. Estos cambios afectan la capacidad competitiva de Pemex,

la posibilidad de financiar su expansión productiva y de mantener su posición exportadora, de abastecedor preferente del mercado estadounidense. En el orden político, la unificación del mercado internacional, al propiciar la desaparición de las barreras ideológicas este-oeste, parecía haber reducido el peso de los criterios geopolíticos en las decisiones de inversión y restablecido la importancia de los de orden económico y los de diversificación del portafolio de inversiones. La guerra contra el terrorismo, los efectos de la invasión a Irak, la inestabilidad en Medio Oriente y las contradicciones con el gobierno de Chávez, crean incertidumbre sobre la estabilidad del mercado de energéticos, reviven los criterios de seguridad nacional energética en Estados Unidos, refuerzan el carácter político y estratégico de esta materia prima y ponen de relieve la importancia de las reservas de crudo mexicanas.

Desde inicios de los años ochenta, la liberalización de las legislaciones mineras en gran número de países, incluidos los de la OPEP, y la renuencia o en ocasiones la incapacidad de esta organización (especialmente de Arabia Saudí) de actuar como ancla de los precios y de asumir el costo de la valorización del crudo, presionaron a la baja el precio internacional. Ante el incremento de la oferta en los países no miembros de la OPEP y la apertura al capital extranjero de los países de la antigua Unión Soviética y de China, la respuesta de la OPEP para competir por inversiones que le permitan absorber buena parte de la demanda futura fue liberalizar los regímenes de los países miembros y abrir su campo a la inversión y la tecnología extranjera. Actualmente, en Emiratos Árabes Unidos y en Nigeria las empresas extranjeras copan más de 40% de la producción; en Indonesia, este porcentaje alcanza 93%. En 2003, la participación de las empresas multinacionales en la producción de la OPEP superó 25% (OPEP, Annual Report, 2003). Las reformas en Venezuela han atraído al capital extranjero y su presencia no se ha reducido, pese al cambio de rumbo del gobierno de Chávez, quien ignoró los planes del gobierno que lo precedió de producir en el 2005 unos seis millones de barriles al día. Según las más recientes proyecciones de la Energy Information Administration (*International Energy Outlook, 2004*), la nueva estrategia venezolana implica que dicha meta no se logrará ni siquiera en 2025, año para el cual se prevé que la producción ascendería a 5.6 millones de barriles al día.

El requerimiento financiero de la OPEP para sostener la actual capacidad productiva es cercano a los 10 000 millones de dólares anuales, lo

cual representa 8% del total de los ingresos por exportaciones. Los planes para abastecer la demanda adicional en los próximos cinco años implican expandir la producción en siete millones de barriles diarios, lo cual compromete recursos adicionales de inversión de por lo menos 20 000 millones de dólares anuales. Para el año 2005, se requerirían unos 18 000 millones de dólares anuales adicionales para mantener la capacidad existente y ampliar la producción a 40.6 millones de barriles diarios. Los países productores no pueden sufragar de su ahorro nacional exclusivamente esa demanda de recursos; la mayoría de ellos enfrenta, en mayor o menor medida, crisis financiera. En efecto, los ingresos reales netos que hoy perciben los países de la OPEP, en dólares de 2004, representan solamente 50% del valor de sus exportaciones de 1974.⁴

Para mantener su liderazgo en el mercado, acorde con el control de las reservas y de la producción, estos países requieren ampliar su capacidad productiva; para ello necesitan captar buena proporción de las inversiones extranjeras que se dirigen al petróleo. Para el año 2020, la OPEP deberá añadir a su capacidad productiva unos 25.6 millones de barriles diarios. Si se asume que en promedio se requieren 7 000 dólares por barril y se añade la capacidad productiva diaria, sólo estos países demandarán en el mercado internacional de capitales cerca de 187 000 millones de dólares en los próximos 10 a 15 años. Por esta razón, los principales productores de la OPEP con poder de mercado (particularmente los países del golfo Pérsico y Venezuela), decidieron liberalizar sus regímenes de inversiones en el sector *aguas arriba*; desde 1986, han establecido la estrategia de mantener los precios bajos, liberar sus regímenes petroleros, y así debilitar a los competidores menos eficientes, que verán reducida su capacidad de atraer inversiones extranjeras para desarrollar la producción de petróleo.

Si bien es cierto que los avances tecnológicos han reducido los costos de exploración y explotación de crudo en todo el mundo, los países de la OPEP son los más competitivos. Poseen 78.2% de las reservas probadas, y sus costos de exploración y producción son considerablemente menores. El costo total de producir un barril en los países del golfo Pérsico es

⁴ El precio real del Brent en dólares del 2004, es decir una vez ajustado el precio nominal (39 dólares por barril), por la inflación y la devaluación del dólar, alcanzó 26 dólares por barril, por debajo del precio que tuvo en 1998 de 80 por barril (dólares de 2004).

menor de dos dólares por barril, mientras que en Rusia, México —según se desprende del análisis de los informes financieros de la empresa— o Venezuela la suma se triplica. El capital que Arabia Saudí e Irak (y otros del Medio Oriente) requieren para incrementar la capacidad de producción en un barril por día es menor que los 5 000 dólares que demanda Venezuela y México, como puede observarse en el cuadro 1. Salta a la vista la mayor competitividad de Irak, aun en el concierto de los países de la OPEP.

Cuadro 1
COSTO DE AÑADIR UN BARRIL DIARIO A LA PRODUCCIÓN DE CRUDO
(DÓLARES)

<i>País</i>	<i>Costo</i>
Irak	750
A. Saudita	2 200
Venezuela	5 000
Colombia	9 200
E.U.A.	12 000
Mar del Norte	14 300

Fuente: EIA, DOE, *International Energy Outlook*, 2003.

Es probable que la OPEP logre captar buena parte de las inversiones requeridas para abastecer la demanda futura y fortalecer su posición en el mercado. Otras regiones recién abiertas al mundo, y de costos también bajos, compiten con la OPEP por las inversiones; tal es el caso de Rusia y varios países de la antigua Unión Soviética, Vietnam y China. En el primer caso, el de Rusia y los antiguos países de la Unión Soviética, es evidente la inestabilidad política y la poca madurez de las instituciones que regulan el mercado. También se percibe poca claridad en la legislación minera y petrolífera, especialmente en cuanto al margen de autonomía otorgado a las regiones en el manejo de los recursos naturales; por ejemplo, la facultad de imponer tributos o de firmar acuerdos para la exploración y explotación de los recursos mineros y energéticos. Hay, por ejemplo, dudas y conflictos sobre quién sería el único con jurisdicción para firmar los acuerdos de inversiones extranjeras en el sector de los hidrocarburos: ¿El gobierno nacional, como lo afirma Moscú, o los regionales como lo preferirían gobiernos locales como el de Siberia?

Estos problemas han impedido que se realicen las inversiones necesarias para la reactivación de la actividad petrolera en la antigua Unión Soviética. Ante la recuperación de la economía de estos países y su creciente consumo de crudo, resulta necesario elevar su producción con el fin de mantener las exportaciones y ampliarlas a volúmenes cercanos a los registrados en los años ochenta, para asegurar las divisas que su venta externa les genera. La recuperación de las exportaciones de la antigua Unión Soviética es considerada por las empresas (y también por los gobiernos de los países desarrollados) como la oferta de crudo alternativa a la OPEP más eficiente, y la única que podría prevenir el fortalecimiento excesivo del poder de mercado de la organización.⁵

China abrió al capital extranjero la amplia y muy rica cuenca continental del Tarim, con cerca de 10 000 millones de barriles de reservas recuperables; se calcula que esta región estará en capacidad de producir más de tres millones de barriles diarios en 2025. Vietnam se perfila como un productor promisorio, con exportaciones cercanas a los 415 000 barriles diarios hacia el año 2025.⁶ Otra fuente eficiente de petróleo es México. Sin embargo, proyecciones recientes y autorizadas ubican su producción para el año 2020 en unos 4.8 millones de barriles al día; es decir, poco más de un millón de barriles al día por encima de la producción de 2002.⁷ El régimen fiscal al que está sometida la empresa mexicana y sus dificultades financieras le impiden las inversiones necesarias para explorar y ampliar la plataforma productiva.

Todo apunta pues a un mercado petrolero con una oferta adecuada, si la OPEP logra realizar sus planes de inversión y si el nivel de precios estimula inversiones en países no miembros de la organización y relativamente de mayores costos. En caso contrario, la utilización de su capacidad productiva sobrepasaría 90% (incluso podría llegar a 95% en el año 2005) y superaría el límite máximo que ha causado los choques de precios de los años setenta y ochenta.⁸ En efecto, las escaladas de precios y sus caídas durante los años ochenta y noventa, tuvieron lugar en mo-

⁵ Banco Mundial, "Second Oil Rehabilitation Project", WB SAR12943-RV, junio, 1994.

⁶ DOE-EIA, *International Energy Outlook*, 2003. With Projections Through 2025-document No. DOE-EIA 0484(2003), mayo, 2003.

⁷ Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook*, 2004, Appendix A, p. 160.

⁸ Alicia Puyana y Joyce Dargay, *La competitividad del petróleo colombiano. Un análisis de los factores externos*, Bogotá, Creset-Colciencias, 1997, pp. 111-120.

mentos en los cuales la capacidad productiva de los principales países de la OPEP tenían un excesivo nivel de utilización o gran margen de subutilización. Los choques petroleros ocurrieron cuando la tasa de utilización de la capacidad de la OPEP se acercó a 90%; cuando la tasa supera 85%, se presionan los precios al alza. El contrachoque de fines de 1985 y 1986 coincide con tasas de utilización inferiores a 70% (gráfica 1). A partir de 1993, el mercado se ha movido hacia una situación de alta utilización de la capacidad productiva con precios a la baja, hasta el 2002, los cuales desincentivaron las inversiones para adicionar capacidad productiva al ritmo de la demanda. No obstante los altos precios, durante casi dos años ni las multinacionales petroleras ni las estatales de la OPEP y de otros países han reactivado las inversiones en exploración.⁹ Las primeras han optado por canalizar la bonanza hacia el pago de mayores dividendos a los socios, y las segundas por transferir recursos a sus respectivos fiscos y elevar el ahorro interno y las reservas. Unas y otras esperan tener mayor certeza sobre la estabilidad de los mercados y sobre las tasas de rendimiento de las inversiones en exploración, ya que a pesar de los avances tecnológicos los costos de exploración han subido y resulta cada vez más difícil encontrar campos que permitan la recuperación de las inversiones. Durante 2003 y 2004 las inversiones en exploración de las 10 mayores corporaciones descendieron en 30% y el número de pozos perforados en los países de la OPEP en 65%. Una situación similar se repite en Rusia, por las incertidumbres de los inversionistas debidas a la acción de Putin contra Yukos.¹⁰

La escasa capacidad no utilizada de la OPEP, los conflictos en el Medio Oriente y la devaluación del dólar cambiaron la dinámica del mercado registrada en la década de los noventa y se considera que los precios por debajo de los 30 dólares por barril son del pasado. Hoy se prevén, para el periodo 2005-2025, precios cercanos al promedio de 2004 (37 dólares por barril) y un crecimiento promedio anual de 1.1%,¹¹ medio punto porcentual superior al crecimiento estimado en 2004.¹² Dada la mayor

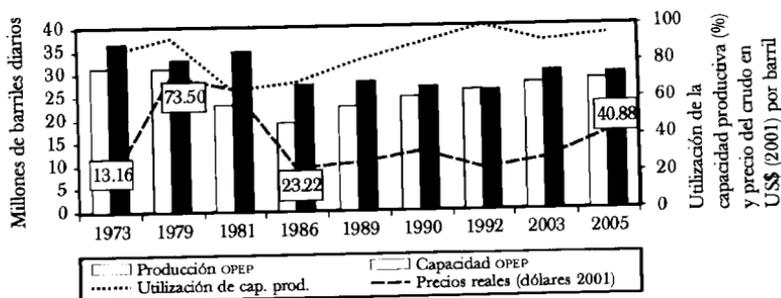
⁹ James Boxell, "Top Oil Groups Fail to recoup Exploration costs", *Financial Times*, 10 octubre, 2004.

¹⁰ Carola Hoyos, "Dearth of new wells drilled could Keep Oil Prices high", *Financial Times*, 24 de agosto, 2004.

¹¹ DOE-EIA, *Energy Annual Outlook*, 2005.

¹² DOE-EIA, *International Energy Outlook*, 2004.

competencia internacional y la presencia amplia de las empresas multinacionales, el equilibrio entre la oferta y la demanda es el factor determinante del precio. La baja elasticidad de la demanda presiona los precios a la baja cuando hay aumentos en la oferta, y al alza cuando ésta cae. La oferta también es poco elástica, ya que en virtud de los altos costos fijos respecto de los de producción, resulta necesario y rentable extraer y exportar crudo aun a precios bajos. Sin la acción valorizadora de la OPEP, el mercado es más inestable, aunque las oscilaciones de los precios son menos agudas. Para compensar la devaluación del dólar, de 30% desde 2003, la OPEP ha reducido las cuotas y elevado el piso de la banda de sus precios de referencia, entre 30 y 40 dólares el barril.¹³ Si la OPEP por problemas políticos no lograra las inversiones necesarias para ampliar la producción, o asumiera la política de mantener los precios altos, Estados Unidos renovará su presión para que México y otros países –Rusia entre ellos– eleven la producción y aumenten el crudo exportado, de suerte que se depriman los precios. Canadá uniría fuerzas con Estados Unidos para demandar más colaboración de México, ya que este país está obligado a mantener el abastecimiento norteamericano en igualdad de condiciones a su mercado interno. Si su capacidad productiva decrece, deberá reducir las ventas domésticas y al mercado estadounidense en idénticas proporciones.



Gráfica 1
Producción en millones de barriles diarios
y utilización de la capacidad productiva (0%) OPEP

Fuente: Cálculos propios basados en: *PB Internacional Energy Review*, varios números y EIA-DOE, *International Energy Annual*, 2005.

¹³ Cambridge Energy Research Associates (CERA), sobre OPEP y la devaluación.

Otro cambio reciente en el mercado petrolero mundial es el ascenso de las empresas petroleras públicas, tanto de los países de la OPEP —la Corporación Nacional Petrolera, National Oil Corporation (NOC), por ejemplo— como de países independientes. Con los nuevos precios, las empresas públicas han ampliado su capacidad de invertir y sus Estados exigen términos contractuales más estrictos a las multinacionales.¹⁴ Ante la posibilidad de precios más altos durante un periodo largo, se han valorizado las reservas de las empresas petroleras estatales y su capacidad de contraer créditos —para exploración en sus territorios y para inversiones en otros países— para competir con las transnacionales, las cuales por su parte estudian nuevas formas de asociación con las empresas públicas, como forma de reducir costos y compartir riesgos.¹⁵ Pemex no forma parte de esta nueva tendencia ya que la empresa sufre por la incapacidad de resolver el conflicto entre la política preferida por el gobierno —abrir la empresa a la participación extranjera— y las fuerzas que prefieren el fortalecimiento de la capacidad inversionista de Pemex. Los recientes desarrollos mundiales y las nuevas formas cooperación que se visualizan entre los grandes actores públicos y privados, parecerían validar la opción de fortalecer a Pemex.

Los avances tecnológicos

Los avances tecnológicos más recientes inducen una formidable reducción de costos y son el principal factor detrás de la continua expansión de la oferta del crudo fuera de la OPEP a niveles inimaginables hace apenas un lustro, a pesar de la depresión de los precios. El desarrollo tecnológico “ha sido probablemente el factor singular más importante en la dramática convergencia de los costos de exploración, desarrollo y producción del crudo OPEP y no OPEP”;¹⁶ ha dificultado a la OPEP retomar el

¹⁴ Robert Amott, citado en “Oil “majors find new rivals snapping a their hells”, *Financial Times*, 8 de diciembre, 2004.

¹⁵ Lord Browne, presidente BP, en *idem*. En el mismo sentido —de alianzas con las estatales— se han pronunciado los presidentes de Shell y representantes del sector financiero.

¹⁶ Kleinwort Benson Research, “OPEC and non-OPEC. The Battle for Market Share”, Global 8th Annual Seminar, abril de 1996, p. 5.

control del mercado y desacelerado la reducción del índice de intensidad energética del pib, en todos los países desarrollados y en algunos en desarrollo. Esta tendencia continuará en el futuro y obligará a México a contratos de servicios cada vez más costosos para asegurarse tecnologías más eficientes en exploración.¹⁷

Los avances en ciencia y tecnología de exploración y explotación han contribuido simultáneamente a reducir los costos y a valorizar las reservas que hace apenas un “quinquenio” no se consideraban rentables, lo que ha elevado la competencia internacional y el peso de los exportadores no OPEP en el mercado mundial; entre ellos, México. Sin embargo, los costos han caído menos que las cotizaciones internacionales, de suerte que los márgenes y la rentabilidad de la industria se han contraído. Los avances en tecnología hacen prever reducciones continuas en costos y obligan a revisiones permanentes de las proyecciones de demanda y de los precios. Lo más importante de estos desarrollos y de la intensificación de la investigación científica y tecnológica, es que forman parte de la respuesta a la depresión de las cotizaciones iniciada en 1986, que impuso administraciones más eficientes, menor burocracia y mayor especialización. Fue un movimiento que inició en las mayores empresas petroleras privadas, que tuvieron que adoptar las estatales, y en el cual se encuentra Pemex, aunque rezagada. La contracción de los costos y la falta de capacidad innovadora de Pemex hacen menos rentable para la empresa la modalidad de contratación por servicios empleada para las actividades de exploración y desarrollo. Las empresas prefieren asumir riesgos mayores, pero compartir la propiedad de los descubrimientos.¹⁸

Las mayores posibilidades de encontrar reservas abundantes están en los denominados crudos no “convencionales”; es decir, arenas bituminosas. Este crudo debe ser tratado para ser transportado y refinado. Canadá posee reservas de 300 000 millones de barriles de este crudo extrapesado y Venezuela 270 000 millones de barriles. Los dos países han realizado avances tecnológicos para procesarlas a precios que pueden competir con los actuales. Otra fuente de reservas se encuentra en los pozos abandonados por agotamiento; es decir, por los costos de la

¹⁷ DOE-EIA, *Annual Energy Outlook, 2003, With Projections to 2025*, DOE-EIA-0383, 2000.

¹⁸ Sobre las ventajas de contratos de asociación sobre la contratación de servicios véase Carola Hoyos, *Financial Times*, 21 de septiembre de 2004.

extracción secundaria. A los precios actuales es rentable explotarlos, con lo cual se añadirían entre 8 000 millones y 10 000 millones de barriles a las reservas recuperables.¹⁹ Las decisiones sobre inversión en estas reservas no son fáciles.

*La probable evolución de los precios, la oferta
y la demanda internacionales*

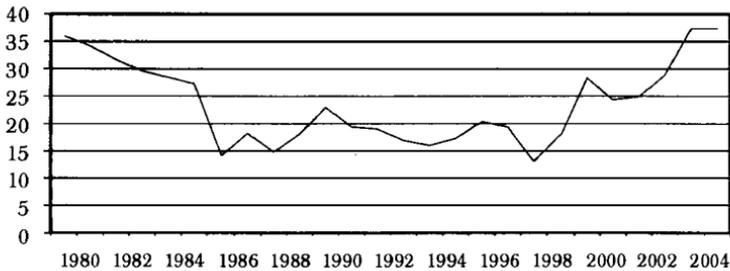
Los elementos anteriores sugieren que el equilibrio mundial futuro del mercado internacional se fije mediante la depresión de los precios reales del crudo. Éstos se mantendrán, en el largo plazo, constantes en términos reales, a pesar de que en términos nominales, se habrían más que duplicado entre 1998 y 1999, y de que en 2003 y 2004 diversas tensiones hayan llevado el precio a niveles cercanos a los 50 dólares el barril.²⁰ Esta alza, empero, no altera las tendencias ni el equilibrio del mercado en el largo plazo; tampoco la trayectoria de su caída, como lo evidencia la experiencia, y se ilustra en la gráfica 2. Los precios de 1998, en dólares de 2003, resultaron apenas 19% de los registrados en 1980; son las cotizaciones más bajas desde el primer choque petrolero. Para 2005 se prevé que el nivel de precios ascienda a 43 dólares por barril, (en dólares de 2003), y que hasta 2010, descienda a 31 dólares por barril. Las perspectivas sugieren que se mantendrán cercanos a ese nivel hasta el año 2020, para ascender hasta los 35 dólares por barril hacia 2020-2025 (véase la gráfica 2). La oferta de crudo crecerá, especialmente la de los países no miembros de la OPEP, mientras la demanda crecerá moderadamente en los países desarrollados y aceleradamente en los países en desarrollo, particularmente en China.²¹

La invasión a Irak y la inestabilidad política que se avizora en el Medio Oriente no permiten vaticinar que se desarrolle rápidamente su ple-

¹⁹ Doug Cameron, "U.S. developers see hope in abandoned oil wells", *Financial Times*, 10 de octubre, 2004.

²⁰ Se asumen condiciones normales en el mercado; es decir, la ausencia de problemas políticos o catástrofes que afecten la producción o el intercambio. Véase Banco Mundial (BM), *Commodity Markets and the Developing Countries*, Washington, 2004.

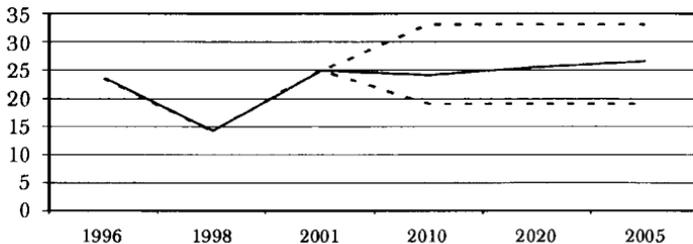
²¹ Véase Energy International Administration (EIA), *Internacional Energy Outlook*, 2004 y EIA, *Annual Energy Outlook*, 2005.



Gráfica 2
Promedio del precio del barril (dólares de 2003)

Fuente: Elaboración propia con base en DOE, *Energy International Outlook*, 2005.

no potencial productivo ni que se restablezca la capacidad exportadora. La confrontación en Arabia Saudí plantea dudas sobre si este país puede perder parte de sus ventajas comparativas para atraer las nuevas inversiones y satisfacer holgadamente la nueva demanda. Tampoco es segura la ampliación de la oferta venezolana. Estos desarrollos políticos invalidarían las anteriores proyecciones y harían que la geopolítica tome fuerza en la estructuración del mercado petrolero y que Estados Unidos insista en garantizarse fuentes de abasto de crudo seguras políticamente y económicamente eficientes. México cumple los dos requisitos a cabalidad. Los precios externos al alza y la inestabilidad política en el



Gráfica 3
Precio del crudo largo plazo (dólares por barril)

Fuente: EIA-DOE, *International Energy Annual*, 2005. Los precios están dados en dólares de 2003.

Medio Oriente podrían convertirse en fuente de presión al cambio en las políticas petroleras mexicanas, de parte de sus dos socios en el TLCAN.

La OPEP hará todos los esfuerzos para mantener una producción que garantice precios estables y evitará que permanezcan elevados por largo tiempo ya que se desencadenarían efectos que perjudicarían sus intereses de controlar el mercado, pero en una franja superior a la que defendió en años pasados. Los precios elevados y bajas tasas de interés en el mercado mundial de capitales, estimularían las inversiones en exploración y desarrollo y reactivarían fuentes alternativas de energéticos, como el gas o el carbón; se revalorizarían reservas no rentables y se desencadenarían avances tecnológicos para abatir los costos de exploración y producción, además de aquellas que ahorran energía en los procesos productivos y en el transporte.

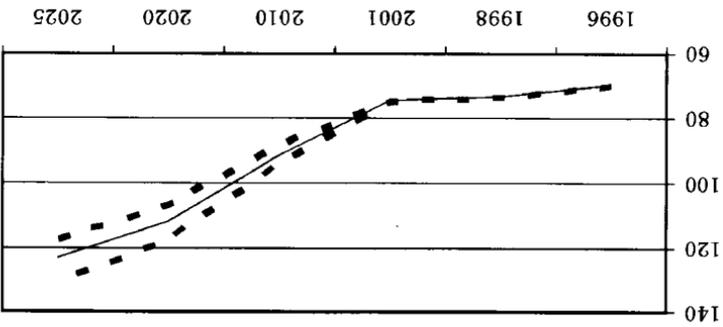
Bajo los supuestos anteriores, la Agencia Estadounidense de Energía sugiere que de acercarse en el 2025 los precios del crudo al nivel previsto de cotizaciones reales moderadas (20 dólares por barril), la OPEP estaría supliendo cerca de 71 millones de barriles diarios, lo que significaría un incremento cercano a los 40 millones de barriles diarios respecto de la producción de 2003. Si el precio fuera el de referencia (27 dólares por barril), la OPEP suministraría 61 millones de barriles por día y, de realizarse el precio superior (34 por barril, dólares de 2003), la producción OPEP se ubicaría alrededor de los 46 millones de barriles por día; la variación en los países no miembros sería entre 64 millones y 71 millones de barriles por día, según oscile el precio. Se calcula que para esa fecha Irak produciría seis millones de barriles por día (gráfica 4). Con los supuestos de precios y crecimiento de la economía, el consumo mundial de crudo continuará su escalada y ascendería entre 118 millones y 130 millones de barriles al día, según los precios. En el caso de precios de referencia, el consumo se ubicaría en los 130 millones de barriles por día (gráfica 5).

EL PETRÓLEO EN EL MERCADO DEL TLCAN

En estricto sentido, un programa de integración regional de los recursos energéticos no se asemeja a los esquemas de integración económica basados en el otorgamiento de preferencias comerciales tarifarias, y en cier-

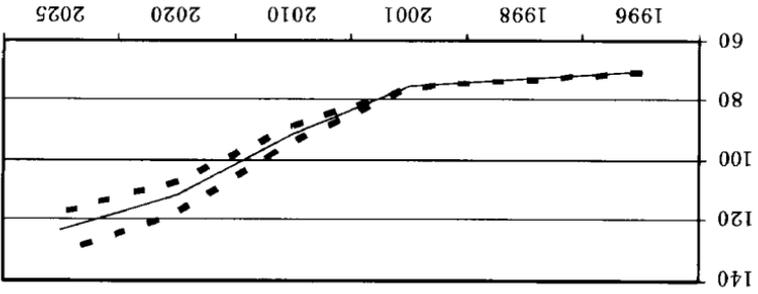
Gráfica 4
Producción del crudo en el largo plazo (millones de barriles diarios)

Fuente: EIA-DOE, *International Energy Annual*, 2003.



Gráfica 5
Consumo de crudo en el largo plazo (millones de barriles diarios)

Fuente: EIA-DOE, *International Energy Annual*, 2003.



tos casos en un arancel externo común. Por lo general, estos acuerdos cobijan sectores cuya demanda y oferta responden positivamente a los movimientos en las tarifas; se han establecido para ampliar el mercado y elevar la eficiencia productiva, mediante el aprovechamiento de las economías de escala y por la especialización, y fueron diseñados para acelerar el crecimiento del sector manufacturero.

El intercambio de recursos naturales es casi libre, con tarifas nulas o cercanas a cero. Dado el carácter de esenciales a la economía, la demanda de energéticos es relativamente inelástica y no responde, en el corto o el mediano plazo, a los cambios en los precios, salvo si las oscilaciones son extremadamente agudas, como fueron los casos del primero y segundo choques petroleros.²² En Europa, empero, fueron objetivos políticos, que no comerciales, los que al concluir la segunda guerra mundial llevaron a los países a someter a autoridades supranacionales el desarrollo de sus industrias del carbón y el acero, las dos estratégicas y base de cualquier carrera armamentista. En la historia de la integración económica regional, no existen antecedentes de que se integren los productos en los cuales los países tienen ventajas competitivas en el ámbito mundial, como es el caso del petróleo mexicano y canadiense.

Ante el decaimiento de sus reservas, Estados Unidos, el país no competitivo en crudo y gas del TLCAN, está interesado en configurar un mercado común energético para reducir su dependencia del crudo de la OPEP y las importaciones mexicanas de gas. Por esta razón es generalizada la opinión de que el real interés político-estratégico detrás de la decisión de Estados Unidos de aceptar las negociaciones para establecer el TLCAN fue crear un área de libre comercio para el sector energético. Estudiar el acuerdo comercial desde el análisis económico, desde una perspectiva aislada de las consideraciones políticas e incluso militares, o ajeno a las cuestiones de seguridad nacional, resultaría erróneo y oscurecería los aspectos no económicos del acuerdo.²³ De ahí que el tema de los energéticos fuera delicado en las negociaciones del TLCAN. Las conversaciones giraron en torno de posibilitar el comercio y las inversiones en el sector energético mexicano, dado que en Estados Unidos y Canadá la liberali-

²² Un antecedente de integración del mercado de un recurso básico sería el acuerdo del carbón y el acero, germen del proceso integracionista europeo.

²³ Jeffrey Schott, "Promoting North American Economic Integration: The Role of Trade Negotiations", conferencia en Flacso-México, 27 de septiembre de 2004, p. 5.

zación era ya plena. De esta manera, la estrategia mexicana se centró en “preservar la soberanía de sus recursos petroleros [...] en difíciles negociaciones con los Estados Unidos”.²⁴

Estados Unidos se interesa en la integración de América del Norte por su necesidad de afianzarse una fuente segura de recursos energéticos.²⁵ La crisis de principios de la década de los setenta puso de manifiesto la vulnerabilidad de Estados Unidos en la materia. Algunos economistas citan documentos de 1979 y 1980, procedentes de empresas de Wall Street, que sugieren que Estados Unidos debería apoyarse en Canadá y México, y no en los países del Medio Oriente para abastecerse de energía. También apuntan que debería solicitar a ambos Estados la formación de “una especie de mercado común que integrara los vastos recursos energéticos de América del Norte, a través de un sistema eficiente de distribución; al mismo tiempo, el acuerdo permitía hacer realidad el deseo de los otros dos países por llevar a cabo un libre comercio entre las partes.”²⁶ El 11 de septiembre del 2002 elevó al primer nivel de prioridad la seguridad nacional estadounidense y la lucha contra el terrorismo. La urgencia de garantizar los suministros de energéticos se ha convertido en un elemento de la lucha contra el terrorismo. Ante la posibilidad de nuevos ataques —quizás a instalaciones petroleras— o de mayor inestabilidad política en Arabia Saudí y en el resto del Medio Oriente, el gobierno estadounidense busca revivir las negociaciones para establecer, en el marco del TLCAN, una zona energética integrada, en la cual los dos países exportadores de crudo se comprometían a satisfacer las demandas energéticas estadounidenses como si fueran las propias. El mercado energético integrado implica que no se

²⁴ J. Silva Herzog, “Introduction”, en V. Bulmer-Thomas, *et al.* (comp.), *Mexico and the North American Free Trade Agreement. Who Will Benefit?*, Londres, Institute of Latin American Studies, Universidad de Londres-McMillan, 1994.

²⁵ Se ha insistido en el escaso interés económico de Estados Unidos en el acuerdo comercial con México, por lo cual los intereses políticos fueron esenciales; véase Alicia Puyana, *El Camino mexicano hacia el regionalismo abierto: los acuerdos de libre comercio de México con América del Norte y Europa*, CEPAL, Serie Comercio Internacional núm. 35, Santiago de Chile, 2003.

²⁶ Ricardo Grinspun y Maxwell A. Cameron, “The NAFTA Debate: Grappling With Unconventional Trade Issues”, (book reviews), *Latin American Research Review*, University of New Mexico, Albuquerque, vol. 31, núm. 3, verano, 1996, p. 161.

daría prioridad al mercado nacional de México y de Canadá, sobre el de Estados Unidos, tal como quedó plasmado en el Canadian-U.S.A. Free Trade Agreement (CUSFTA).²⁷

Al parecer, en México, resulta poco aceptable una noción de mercado integrado en energía, incluida la electricidad.²⁸ La percepción es que México no obtendría mayores beneficios. El mayor interés lo tiene, en primer lugar, Estados Unidos, que necesita la integración en energía por los desequilibrios entre su gran demanda y la limitación estructural de la oferta, y en segundo término, Canadá, por el peso de sus compromisos en CUSFTA y la lenta reposición de sus reservas de crudo semipesado. Esta opinión se refuerza con ideas sobre el elevado consumo per cápita y la renuencia al ahorro, el rechazo al protocolo de Kyoto y argumentos similares. Es factible cierto grado de integración energética en la zona norte mexicana, y de ahí proviene el apoyo; pero parece poco viable que todo el sistema eléctrico mexicano esté interconectado al estadounidense. Otro argumento que cuestiona la mayor integración energética en el área TLCAN, es que en la visión estadounidense la integración o la cooperación se consideran sinónimos de privatización total del sector, posición que se ha debilitado políticamente ante un fuerte sentimiento contra la privatización.²⁹

Las negociaciones del TLCAN en energía

El capítulo VI del TLCAN abarca el comercio en energía y los productos básicos de la petroquímica. El capítulo es el equivalente al acuerdo con Canadá de 1988 que crea una zona de libre comercio en productos ener-

²⁷ Jeffrey Schott, "Promoting...", *op. cit.* Es de anotar que desde los años noventa este autor ha insistido en que México se comprometa a garantizar sus suministros de crudo a Estados Unidos en pie de igualdad a su mercado interno. Véase Gary Hufbauer y Jeffrey Schott, *NAFTA, An Assessment*, Washington, Institute for International Economics, 1993, p. 6.

²⁸ Esta opinión se basa en 17 entrevistas con empresas extranjeras, representantes del sector político y funcionarios públicos, en el desarrollo de este trabajo, como también de la lectura de documentos y estudios.

²⁹ Banco Mundial, "Extractive Industries Review, Final Report". En México, aún se debate el escándalo del Fobaproa y están muy frescas las noticias sobre las crisis energéticas en Argentina, Brasil y California de 2004.

géticos y reduce sustancialmente el control de Canadá sobre su sector energético. El acuerdo con Canadá prohibía el establecimiento de precios mínimos y máximos, de importación y de exportación, e impedía el cobro de impuestos a las exportaciones, a menos que el impuesto se aplicara también en el mercado nacional; estipulaba, además, que las exportaciones podían ser restringidas por razones de conservación de los hidrocarburos, pero tales restricciones no podían reducir la proporción de exportaciones realizadas en los últimos tres años. Es decir, si Canadá debía reducir sus exportaciones de hidrocarburos hacia Estados Unidos, debía reducir el consumo interno en la misma proporción.

El tema energético se trató de forma distinta con México, durante las negociaciones del TLCAN, en atención a las restricciones emanadas de la Constitución. Los negociadores mexicanos recurrieron a esta limitación constitucional como palanca de negociación para limitar las obligaciones estipuladas en las otras secciones en el capítulo del sector energético. De esta forma, mientras el TLCAN incorpora los principios sobre los precios y los impuestos especificados en el acuerdo previo con Canadá (lo cual es consistente con las reglas del GATT entonces vigentes), México rechazó aceptar lo estipulado en ese acuerdo sobre las limitaciones en la oferta interna, en caso de que fuera necesario reducir las ventas externas. Dada la rigidez de la oferta petrolera, el crecimiento de la economía mexicana eleva la demanda interna de energéticos y reduce el margen de exportaciones. El compromiso de atender en idénticas proporciones los dos mercados implica mantener márgenes de capacidad subutilizada, para atender el crecimiento de la demanda. Además, las provisiones del capítulo energético del TLCAN, no se aplican al área de exploración, explotación y producción de petróleo y gas natural en México, ni se permite la inversión extranjera en estas áreas. Las inversiones en servicios en la industria petroquímica también son restringidas. Finalmente, el capítulo considera el recurso de las partes a recurrir al tema de la seguridad nacional como justificación para imponer restricciones cuantitativas en las importaciones o exportaciones de energéticos; sin embargo, México no está vinculado a estas estipulaciones. Para algunos analistas externos, el capítulo VI es más proteccionista que el *status quo ante* negociaciones.³⁰

³⁰ *The Energy Journal*, Cleveland, IAES, vol. 4, núm. 3, julio, 1993, pp. 201-215.

Proceso de negociación

Cuando se iniciaron las pláticas del TLCAN, había interés manifiesto de Estados Unidos para incluir el tema de la energía dentro de la agenda de negociación. México se había manifestado renuente a tocar este asunto; por ello, cuando finalmente, debido a las presiones de Estados Unidos y Canadá, el gobierno de México decidió abrir el tema, también dejó claras las restricciones constitucionales que impedían la inversión extranjera en el sector. Por eso, en el tema de la energía el principio que rigió la negociación, por parte de los mexicanos, fue escuchar sin negociar ni comprometer nada por razones constitucionales.

Estados Unidos comunicó su interés crucial en el suministro garantizado de crudo mexicano durante tiempos de emergencia; es decir, quería conseguir el mismo compromiso logrado con Canadá en 1988, por el cual este país se obligó a reducir únicamente sus exportaciones hacia Estados Unidos en la misma proporción en que fuese reducido el suministro interno.³¹ Los conflictos de interés entre Canadá y México impidieron que en este tema tampoco pudieran hacer frente común ante la presión estadounidense.³²

México mantuvo así sus cinco negativas planteadas al inicio de la negociación: *i*) no a la reducción del control nacional del petróleo; *ii*) no al abasto garantizado a otros países miembros; *iii*) no a los cambios en la distribución interna monopolizada por el estado; *iv*) no a los contratos de riesgo para la exploración, y *v*) no a la introducción de gasolineras extranjeras.

Del lado de Estados Unidos, estas negativas implicaban que las empresas estadounidenses: no podían llevar a cabo actividades de exploración; no les estaría permitido producir dentro de México; no podrían refinar el crudo; no se les permitiría encargarse del transporte o la distribución de hidrocarburos y no podrían vender hidrocarburos al mayoreo ni al detalle.³³

³¹ Canadá había realizado concesiones en el Canadian-U.S.A. Free Trade Agreement, para a cambio asegurar el ingreso de sus bienes y servicios sin restricción alguna al mercado de Estados Unidos, sobre todo al gas natural y a la energía eléctrica, *Hydrocarbon Processing*, vol. 71, núm. 6, junio, 1992.

³² C. Maxwell y T. Brian, *The Making of NAFTA, How the Deal Was Done*, Cornell University Press, Ithaca, 2000, pp.115-116.

³³ Frederick Mayer, *Interpreting NAFTA. The Science and Art of Political Analysis*, Columbia University Press, Nueva York, 1998, p. 118.

A cambio de la aceptación de sus cinco “no”, México otorgó la apertura a las compras de bienes y servicios realizadas por Pemex. Concesión insuficiente desde la perspectiva del empresariado de Estados Unidos, interesado en la apertura total que reduciría la dependencia de las importaciones del Medio Oriente.³⁴ Las empresas petroleras estadounidenses percibían que a pesar del cabildeo no recibían ningún beneficio en las negociaciones. Conocido es de sobra que el gabinete de Bush padre (como el de Bush hijo) tiene amplios intereses en el sector. Para Estados Unidos, México usaba el tema energético como una carta de negociación que se dejaría al final para intercambiarla por algún tema en el cual no se hubiesen alcanzado los resultados esperados. Desde esta óptica, Estados Unidos mantuvo la presión en tres áreas: apertura de la petroquímica, contratos de servicios de energía y garantías del abastecimiento a este país durante los periodos de crisis energética.

En realidad, la negativa de México fue aceptada por Estados Unidos, al haber obtenido concesiones en otras áreas: una directamente vinculada con el sector y otra perteneciente a otros temas del acuerdo general. Se trata de la licitación pública internacional de las compras de Pemex, en 50% al inicio, que se eleva a 70% en los ocho años siguientes a la entrada en vigor del acuerdo, y a 100% después de 10 años y de la creación de un Mecanismo de Revisión Especial (MRE), sugerido por Estados Unidos en el capítulo XIX de solución de controversias a cambio de que este país no ejerciera más presión en el capítulo de energía.³⁵

En la opinión de expertos estadounidenses, México pagó y paga un alto costo por no haber incluido el petróleo en el TLCAN; ha limitado la capacidad de expansión de la industria, misma que se compensa con los contratos de servicios en exploración y explotación de crudo y gas, y en la generación de energía.³⁶ Estos servicios son costosos y no transfieren tecnología al país como sí lo hacen los contratos de riesgo compartido, o

³⁴ Andrea E. Migdal, “Are regional energy alliances in the petroleum industry future? Energy security issues are causing strategic planners to take a hard look at creating regional trading blocks”. *Hydrocarbon Processing*, Houston, Columbia University Press, Nueva York, vol. 71, núm. 6, junio, 1992.

³⁵ C. Maxwell y T. Brian, *The Making of NAFTA...*, *op. cit.*, pp. 170-172.

³⁶ Gary Hufbauer y Jeffrey Schott, *NAFTA, An Assessment*, Washington, Institute for International Economics, 1993, pp. 35-42.

la inversión directa por la empresa estatal en exploración, como lo logró Petrobras, líder mundial en exploración en grandes profundidades oceánicas.

En la opinión de expertos norteamericanos y mexicanos que favorecen la privatización del sector, el monopolio estatal en la exploración de hidrocarburos implica costos de exploración y de desarrollo excesivos, y menores volúmenes de producción y de ingresos fiscales que si existiera inversión privada y competencia. Consideran también que los precios al consumidor nacional serían menores a los precios internacionales.³⁷ Al respecto, se puede argüir que la rentabilidad de Pemex está afectada por la excesiva renta fiscal y no por la ineficiencia operativa de la empresa, como se verá más adelante. La carga fiscal está relacionada con la renuencia o incapacidad de las autoridades fiscales de diversificar los ingresos tributarios con impuestos diferentes a la eliminación de la tasa cero a los alimentos básicos y a los alimentos. Esta relación fiscal, y no la ausencia de capital privado externo, es la causa de la falta de inversión en exploración y del limitado aumento de la producción y las exportaciones. La renta que capta el gobierno mexicano de la producción de hidrocarburos supera 60% del valor de la producción y constituye más de 33% de buena parte de las inversiones públicas totales.³⁸

El equilibrio petrolero en el mercado libre de Norteamérica

La asimetría económica entre los miembros del TLCAN se repite en el área petrolera en varios aspectos: la dimensión de las reservas probadas, el volumen de la producción y el consumo, los excedentes exportables y la capacidad de inversión de cada país. En el primer criterio, el volumen de

³⁷ Jr. Verleger y K. Philip, "The North American Free Trade Agreement: implications for the parties and world oil markets, *The Energy Journal*, vol. 4, núm. 3, julio, 1993, p. 75.

³⁸ En ningún país los precios de las gasolinas reflejan los costos marginales de producción, ya que incluyen elevados impuestos. En Estados Unidos los impuestos a los combustibles automotores son muy inferiores (13%) a los aplicados en Europa (70% en Alemania y Japón). En México se aplica una política similar a la estadounidense, lo que desvirtúa el argumento que relaciona la inversión extranjera y los precios de los combustibles, pues éstos incluyen los impuestos, aplicados con criterios fiscalistas, recaudatorios y ambientalistas.

las reservas probadas, y probables, es decir en potencial productivo por desarrollar, la asimetría entre México y Estados Unidos es inversa a la que separa a las dos economías. En crudo, México, y no Estados Unidos, es el país más eficiente, según la “ventaja comparativa”. Si bien el volumen de reservas probadas es similar, el potencial puede ser mucho mayor ya que en Estados Unidos no se han descubierto nuevos yacimientos, a pesar de la intensa exploración, al tiempo que la mayor parte del territorio mexicano ha sido explorada insuficientemente o no lo ha sido.

Estados Unidos poseía al 31 de diciembre de 2003, 48.3% de las reservas de crudo probadas en la región; Canadá 26.6%, y México 25.1%. Para 1999 se había calculado una vida útil de las reservas mexicanas de 39.9 años, la cual es 4.4 veces mayor que la de E.U.A. y la de Canadá. Pemex ha revisado sus cálculos de reservas y las ha mermado en 18%, reduciéndolas a 16 millones de barriles en 2003, y su vida útil, a la actual tasa de explotación, a sólo 11.6 años.³⁹ (Véase cuadro 2.) En las reservas, lo importante es la dinámica de su renovación y la adición de nuevos yacimientos. La geografía petrolera de México y Canadá (pero muy particularmente la de México) está incipientemente explorada. Estados Unidos es el área más reconocida del mundo, de suerte que en este país la adición de las reservas se logra por la revalorización de las ya establecidas y no por el hallazgo de nuevos yacimientos. En consecuencia, es probable que la caída de sus reservas sea de 13.7% durante 1983-2003. En México se pueden esperar nuevos descubrimientos que multipliquen las reservas probadas actuales. Sin embargo, la bajísima actividad exploratoria de Pemex da como resultado una adición anual de reservas inferior a la producción, con lo cual la tasa de reposición de reservas —medida como la razón entre la adición de las reservas de un año a la producción de ese mismo año— es negativa.⁴⁰ En Canadá, la producción también supera la adición de reservas, a pesar de la intensa exploración.

³⁹ Según Pemex, en un estudio reciente, la vida útil de las reservas es de 11 años. Pemex-PEP, 2004, *Las reservas de hidrocarburos en México. Evaluación al primero de enero de 2004*.

⁴⁰ En 1999, alcanzó un valor alarmante: -0.2.

Cuadro 2
RESERVAS PROBADAS*
(MILES DE MILLONES DE BARRILES)

	1975			1985			2003			r.p.
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	
E.U.A.	39.3	5.90	69	35.9	5	39	30.7	3	48	11.3
Canadá	8.2	1.20	14	7.4	1	8	16.9	1	27	15.5
México	9.5	1.40	17	49.3	7	53	16.0	1	25	11.6
TLCAN	57	8.50	92.6	13		63.6	6	12.2		
OPEP	447.4	67	473.6	67	882	78	79.5			
OPEP	138.8	21	174.4	25	178.8	16	13.6			
Total mundial	666.7	100		708.9	100		1148.	100%		41.0

A: barriles; B: proporción mundial; C: proporción respecto a Norteamérica.

*Incluye petróleo crudo más estimaciones de gas líquido de Norteamérica.

Fuente: BP, *Statistical Review of World Energy*, 2004, y BP, *Statistics History*, 2002.

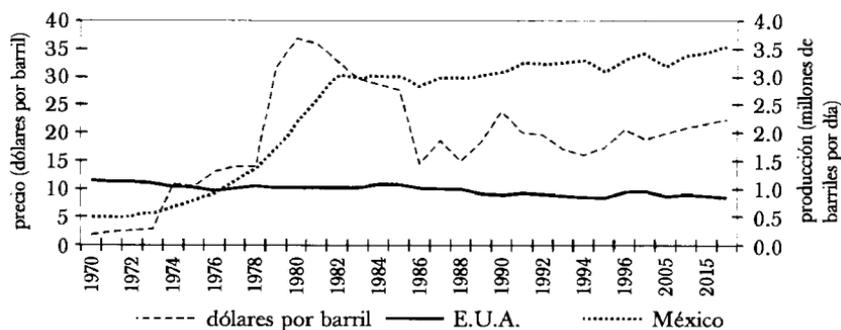
La evolución y proyecciones de la producción y el consumo

La evolución de la producción reconfirma la asimetría en recursos y potencial petrolero. Estados Unidos, de lejos el productor mayoritario, ha contraído la extracción de crudo de 10.2 millones de barriles diarios en 1983 a 7.45 millones en 2003. En ese mismo periodo, Canadá y México ampliaron su producción en 79.7 y 29.3%, respectivamente. Lo interesante en esta evolución es que la industria petrolera *aguas arriba* en Estados Unidos es altamente sensible a los precios mundiales y realiza ajustes casi inmediatos en respuesta a las oscilaciones de las cotizaciones, cerrando pozos cuando los precios bajan o aumentando la producción cuando suben (gráfica 6). En el eje izquierdo, y con la línea continua seguida, se ilustra la evolución de los precios en dólares por barril y en el eje derecho la producción en miles de barriles diarios. La producción estadounidense podría crecer en 700 000 barriles diarios si surgen las condiciones necesarias de precios y rentabilidad, para que se exploten los pozos abandonados por agotamiento de sus reservas recuperables.⁴¹

⁴¹ Doug Cameron, "U.S. developers see hope in abandoned oil wells", *Financial Times*, octubre, 2004.

En lo que se refiere a los otros dos países, especialmente en el caso de México, la industria es más rígida y acelera la extracción y las ventas externas, como respuesta a las bajas de los precios o las crisis de su economía, en un movimiento anticíclico y según razones macroeconómicas. Así, a partir de 1995, se ha intensificado la extracción y las ventas externas, hasta llegar la primera a la cifra récord de 3.7 y las segundas a 2.11 millones de barriles diarios en 2003. Es decir, en el marco del TLCAN, México funge un papel anticíclico. La expansión de la producción mexicana se ha realizado mediante una explotación más intensa de campos ya establecidos, con lo cual crece el riesgo de daño a los pozos y la necesidad de inyectar gas o agua para la recuperación del crudo, lo que eleva su costo.⁴²

Las proyecciones de la Agencia de Información Energética del Departamento de Energía de Estados Unidos permiten observar la trayectoria esperada de la producción y su limitada elasticidad respecto de los precios empleados en las simulaciones del mercado energético al año 2015 (cuadro 3). Se espera continúe el descenso de la producción de Estados Unidos, en el escenario de precios bajos (16.9 dólares por barril)



Gráfica 6
Producción y precios internacionales del petróleo

Fuente: BP, *International Energy Review*, para los años 1970-1996. EIA-DOE, *International Energy Outlook*, 2004.

⁴² Entrevistas con funcionarios de Pemex, enero, 2004.

la caída sería de 2.2% al año 2015 y se aceleraría en el periodo siguiente. Si los precios fueran mayores, la caída de la producción sería más lenta, pero ni en la remota eventualidad de precios altos, se recuperarían los niveles de producción de los años ochenta, que ascendió a 10.1 millones de barriles al día, como se desprende la gráfica 6, a pesar de la recuperación que se prevé según el pronóstico de precios de referencia. Para México, las proyecciones sugieren relativa estabilidad de la producción en torno de los cuatro millones de barriles por día, sin respuestas significativas a los diferentes escenarios de precios. Una situación similar se observa para Canadá, en donde la producción tiende a disminuir de 2.1 a 1.6 millones de barriles por día.⁴³

Estados Unidos concentra el consumo de crudo de los países miembros del TLCAN, en mayor grado (83.3% del total), que las reservas (48.3%) o la producción (52.3%) en 2003. Durante 1995-2005, el consumo en Estados Unidos ha presentado la tendencia a crecer por arriba de 3.2% anual, por encima de la economía. Esta presión al consumo contrasta con la evolución de las reservas y la producción, y constituye un factor central en el equilibrio del mercado del TLCAN. El déficit petrolero en Estados Unidos —esto es, la diferencia entre la producción y el consumo— se acrecienta, y llegaría a 15.5 millones de barriles diarios en el año 2015, si se asumen los precios de referencia.

Si el desajuste entre el crecimiento de la producción y el consumo de crudo en Estados Unidos se acrecienta, al tiempo que crece la demanda global, jalonada por la expansión de la economía china y de otros países con estructuras productivas intensivas en energéticos, y no se eleva al mismo ritmo la capacidad subutilizada de la OPEP —ya sea por conflictos políticos o por escasez de capital financiero internacional— empeoraría el desequilibrio en las cuentas externas, balance comercial y en cuenta corriente, y se elevaría el riesgo inflacionario. En estas condiciones, Canadá y México —pero en mayor medida este último— serían los primeros candidatos a elevar sus exportaciones para reducir la tensión en los precios.

⁴³ DOE-EIA, *International Energy Outlook*, 2004, con proyecciones al 2025. DOE-EIA-0484 (2004), abril, 2004.

Cuadro 3
PRODUCCIÓN, CONSUMO E IMPORTACIONES MUNDIALES
DE PETRÓLEO POR REGIÓN Y PAÍS (MILLONES DE BARRILES POR DÍA)

Producción mundial de petróleo por región y país (millones de barriles por día)

<i>Región/país</i>	<i>Histórico (estimado)</i>			<i>proyección referencia</i>		
	<i>1990</i>	<i>1995</i>	<i>2001</i>	<i>2010</i>	<i>2020</i>	<i>2025</i>
Estados Unidos	8.9	8.3	7.7	9.2	9.4	9.4
Canadá	2.0	2.4	2.8	1.9	1.6	1.5
México	3.0	3.1	3.6	4.3	4.4	4.6
Norte América	13.9	13.8	14.0	15.4	15.4	15.5
Colombia	0.4	0.6	0.6	0.8	0.8	0.9
OPEC	24.6	27.5	30.2	35.6	49.8	60.1
Total mundial	65.4	67.9	74.5	88.5	107.9	118.9

Consumo mundial de petróleo (millones de barriles por día)

<i>Región/país</i>	<i>Histórico (estimado)</i>			<i>proyección referencia</i>		
	<i>1990</i>	<i>1995</i>	<i>2001</i>	<i>2010</i>	<i>2020</i>	<i>2025</i>
Estados Unidos	17.0	17.7	19.6	23.4	27.6	29.7
Canadá	1.8	1.8	1.9	2.2	2.3	2.4
México	1.5	1.6	1.8	2.7	3.0	3.3
Norte América	20.2	21.1	23.4	28.3	32.9	35.4
Colombia	0.2	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3
Total mundial	66.3	69.2	75.3	91.5	112.0	123.2

Importaciones mundiales de petróleo (millones de barriles por día)

<i>Región/país</i>	<i>Histórico (estimado)</i>			<i>proyección referencia</i>		
	<i>1990</i>	<i>1995</i>	<i>2001</i>	<i>2010</i>	<i>2020</i>	<i>2025</i>
Estados Unidos	8.1	9.4	11.9	14.2	18.2	20.4
Canadá	-0.2	-0.6	-0.8	0.3	0.7	0.9
México	-1.5	-1.5	-1.7	-1.6	-1.4	-1.3
Norte América	6.4	7.3	9.3	12.9	17.5	19.9
Colombia	-0.2	-0.3	-0.4	-0.6	-0.5	-0.6
Total mundial	0.9	1.3	0.8	2.9	4.1	4.4

Fuente: Elaboración propia a partir de: *EIA-DOE, International Energy Annual, 2003.*

La intensidad energética de la economía estadounidense

Es sabido que la economía estadounidense es la mayor consumidora de energía del mundo. Desde el descubrimiento del primer pozo petrolífero y hasta el primer choque petrolero, es decir desde 1890 y hasta 1973-1974, el crecimiento de la economía estadounidense (y del resto de países industrializados) descansó en el uso intensivo de energía, especialmente del petróleo, que reemplazó al carbón. Este modelo de crecimiento fue posible gracias a los precios del crudo que no cubrían los costos marginales de producirlo.⁴⁴ Sucedió durante la época en la que no existía realmente un mercado internacional del crudo y los precios eran unidades contables de las transferencias intracorporación, y no del valor del bien. El choque petrolero de 1973 encontró una estructura económica mundial cuya demanda de crudo era excesivamente inelástica al precio. El ajuste tomó varios años y se resolvió mediante cambios tecnológicos complejos e irreversibles que redujeron la intensidad energética del pib y los costos de exploración y desarrollo, y ampliaron la oferta, al tiempo que se elevó la eficiencia en el consumo. Con estos movimientos, se redujeron los precios y descendió el gasto en combustibles como proporción del producto interno bruto.

En 1973, el gasto total en energía en Estados Unidos representaba 8% del pib; el petróleo 5%. La escalada de los precios entre 1973 y los primeros años de los años ochenta, elevó esas proporciones a 14 y a 8%, respectivamente. Los cambios en la demanda y la caída de los precios en las dos últimas décadas contrajeron el gasto en energía a 7% del pib y el destinado al crudo a 3.5%. A partir de 1998, esas proporciones han crecido por el incremento en los precios y la desaceleración en la contracción de la demanda de crudo (y de energía total) por cada mil dólares de pib. No obstante, cabe considerar como variable la intensidad petrolera de la economía estadounidense, así como el gasto en energía como proporción del pib. El cuadro 3 presenta nuestros cálculos de intensidad y elasticidad energética de las economías de los países del TLCAN. La elasticidad y la intensidad petroleras de la economía norteamericana, si bien

⁴⁴ Para un claro análisis de este punto y de la evolución de largo plazo del petróleo y su impacto en la economía mundial véase C. Van der Linde, *Dynamic International Oil Markets. Oil Market Developments and Structure 1860-1990*, Kluwer Academia Publishers, Boston-Londres, 1991.

han caído notablemente en relación al nivel de 1970, son todavía elevadas, y al parecer su contracción se ha desacelerado.

En efecto, la elasticidad petrolera de la economía norteamericana se ha recuperado de su nivel más bajo 0.3, alcanzado en 1980, a 0.7 en 1994 y se mantiene alrededor del 0.5. Una trayectoria similar señala la intensidad petrolera de la economía norteamericana, por lo cual es de prever que su mayor dinamismo demande más barriles de petróleo por cada unidad (1 000 dólares) de crecimiento. La presión por ahorro de energía ha cedido ante la caída de los precios, por lo cual no son previsibles cambios drásticos en la trayectoria del consumo.

El equilibrio en el seno del TLCAN se realiza mediante las exportaciones de Canadá y México hacia Estados Unidos; en efecto, tanto México como Canadá exportaron en 2003 cantidades incrementales de su producción, que representaron 55.8% en el primer país y 70.2% en el segundo. En el caso de México, si se considera que la intensidad y la elasticidad energética y petrolera del pib son mayores que en el caso de sus dos socios en el TLCAN, podría estrecharse el excedente exportable, si la economía crece al ritmo pasado.

La casi nula ampliación de la capacidad productiva y la baja tasa de reposición de las reservas, resultantes de las limitadas inversiones en exploración y desarrollo, sugieren que podrían presentarse cuellos de botella serios ya que al ritmo de producción actual, de no ampliarse la capacidad productiva y al aceptar las metas de crecimiento previstas por el gobierno (o por algunos centros de investigación especializados), los excedentes exportables se contraerían y desaparecerían en un plazo de 10 años, como efecto de la ampliación del consumo interno y del agotamiento de los campos en explotación. Esta situación varía marginalmente, según los precios y las tasas de crecimiento de la economía que se asuman. Una trayectoria similar se evidencia en Canadá. De aceptarse un compromiso similar al pactado en CUSFTA, México no podría, al decaer su producción, limitar las exportaciones para satisfacer la demanda interna. Los recortes en las ventas internas y las exportaciones deben ser idénticos; es decir, debe considerarse a los mercados mexicano y estadounidense como si fuesen uno solo.

Cuadro 4

ELASTICIDAD E INTENSIDAD ENERGÉTICAS DE LAS ECONOMÍAS DEL TLCAN

	<i>Elasticidad</i>	<i>Intensidad</i>	<i>Canadá</i>	<i>México</i>
1975-1971	0.8	1.63	1.87	1.49
1980-1975	0.3	1.55	1.65	1.74
1985-1981	-0.6	1.22	1.23	1.89
1990-1986	0.6	1.12	1.09	2.09
1995-1991	0.6	1.0	1.0	2.2
2000-1996	1.3	1.0	1.0	2.5
2005-2001	0.5	1.0	0.9	2.3
2010-2006	0.5	0.9	0.8	2.2
1991	1.6	1.07	1.06	2.17
1992	0.5	1.05	1.04	2.12
1993	0.4	1.03	1.06	2.14
1994	0.7	1.02	1.05	2.21
1995	0.1	1.00	1.03	2.23
1996	4.0	1.06	1.05	2.53
1997	0.6	1.05	1.03	2.49
1998	0.7	1.04	1.02	2.46
1999	0.6	1.03	0.99	2.43
2000	0.4	1.02	0.97	2.39
2005	0.5	0.96	0.88	2.27
2010	0.5	0.91	0.80	2.17

Fuente: BP, *Statistical Review of World Energy*, 1996. Penn World Tables. Las proyecciones fueron realizadas por Canadian Energy Research Institute. *Estadísticas Financieras Internacionales: Anuario 1996*.

*Dependencia de la economía de Estados Unidos
respecto de las importaciones*

Los factores analizados sugieren que en una dirección contraria a la sostenida (esto es la reducción de la intensidad energética del pib), se ha acentuado la dependencia de la economía estadounidense respecto del crudo importado. La economía norteamericana demandará del mundo cantidades cada vez mayores de petróleo. En efecto, si en 1973 las importaciones netas de petróleo representaban 35% del total del consumo, en el año 2000 superaron 50%, y se calcula que para el 2020, el crudo importado cubra 65% de la demanda. Esta tendencia se explica por la caída de la producción doméstica y la reducción sostenida de las reservas, junto con una demanda en ascenso, en términos absolutos.

En un ejercicio de simulación podría asumirse que si México dejara de exportar —aun manteniendo constante su participación de las exportaciones canadienses en el total de importaciones de Estados Unidos— la dependencia de la economía de Estados Unidos respecto de las importaciones de la OPEP se elevaría a niveles no registrados desde 1978, para llegar a alrededor de 38%.⁴⁵ Si Canadá tampoco pudiera exportar una proporción similar a la actual, la dependencia respecto de la OPEP superaría 40%, sin precedentes registrados.

La elevada dependencia de las importaciones crearía tensiones políticas y percepciones de inestabilidad económica que podrían propiciar medidas para restringir las importaciones. De esta eventualidad estarían excluidos México y Canadá por su carácter de socios del TLCAN. Tal situación excepcional demandaría respuestas favorables de estos últimos, en términos de la pronta ampliación de su oferta. Cualquier restricción de las importaciones se reflejaría en el aumento de los precios internos del combustible y sólo estimularían el crecimiento de la producción si se mantuvieran así durante un periodo suficientemente amplio. De esta suerte, habría en primer lugar, un impacto sobre el índice de precios al consumidor más que proporcional; en el mediano plazo se traduciría en menores tasas de crecimiento de la economía norteamericana. Según el Departamento de Energía de Estados Unidos, cada 10% de incremento en el precio puede reducir el crecimiento del pib de Estados Unidos entre 0.05 y 0.1%, en relación con el crecimiento básico, de manera que si se proyectó un crecimiento del pib de Estados Unidos de 3% anual, la subida de precios del petróleo en 50% puede reducir el crecimiento real de la economía entre 2.5 y 2.75%.⁴⁶ Estas estimaciones representan las presiones sobre la economía. Numerosos factores, tales como el manejo financiero y la posición de las firmas que integran la economía, tienen un efecto real (gráfica 9). La gráfica muestra la relación de los precios del crudo y el crecimiento del pib de 1969 a 2001 y de ahí resultan evidentes tres hechos importantes: en primer lugar, el fin de la extrema estabilidad

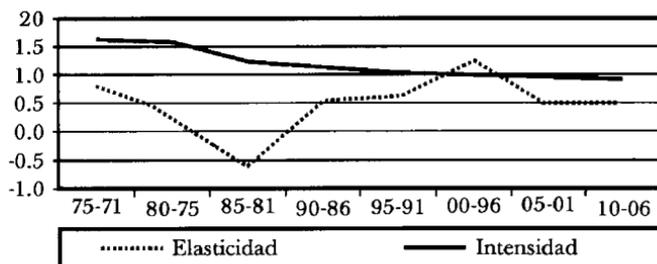
⁴⁵ Se asume que el resto de países que exportan crudo a Estados Unidos, también mantendrían su posición actual, lo cual se desprende de las previsiones de crecimiento de las exportaciones de otros grandes exportadores como Rusia, tal como se desprende de DOE-EIA, *Annual Energy Outlook*, 2005.

⁴⁶ DOE-EIA, "World Energy: Areas to Watch", junio, 2003 <<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/hot.html>>

previa a 1973; en segundo término, la reducción de la amplitud e intensidad de los ciclos de precios al aumentar su frecuencia, y finalmente la fuerte relación inversa entre precios y crecimiento. En efecto, el crecimiento registrado entre 1991-1997 está relacionado con precios del crudo bajos (en dólares de 1996); éstos descendieron durante 1989-1996 hasta llegar a un nivel similar a los registrados en 1973, antes del primer choque.

Por temor a que cualquier restricción en las importaciones se refleje en escaladas inflacionarias, ni el Departamento de Comercio ni el de Energía, recomiendan medidas con ese carácter, pues el impacto inflacionario afectaría a Estados Unidos, al tiempo que podría producirse una caída de los precios del crudo para otros consumidores, los cuales ganarían una ventaja competitiva respecto a Estados Unidos. El anterior es un panorama a todas luces indeseable; basta señalar los esfuerzos del gobierno estadounidense por balancear el presupuesto y reducir la inflación, para comprender el nivel de presiones por el aumento oportuno de la oferta petrolera dentro del TLCAN, que aparece así como alternativa prioritaria.

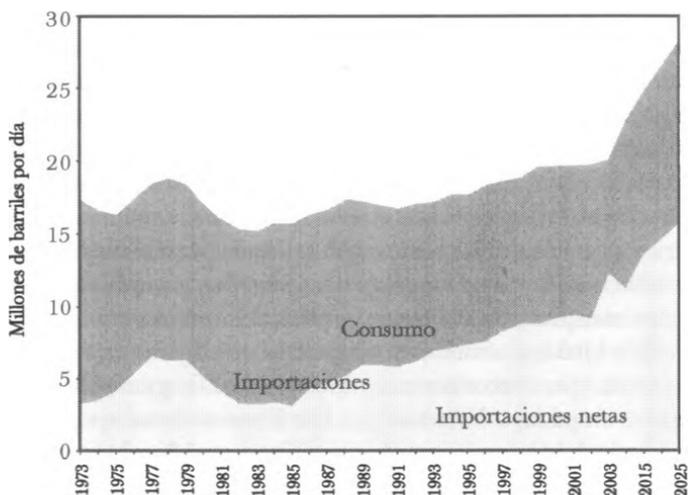
Las opciones para elevar significativamente las importaciones desde otros países (Colombia o los estados de la antigua Unión Soviética, por ejemplo) son limitadas en el corto y en el mediano plazo. Los recientes conflictos entre el presidente Putin y los magnates petroleros rusos, indican que no se han resuelto aún los litigios sobre quién debe manejar la



Gráfica 7

Intensidad y elasticidad de la economía de Estados Unidos, 1975-2010

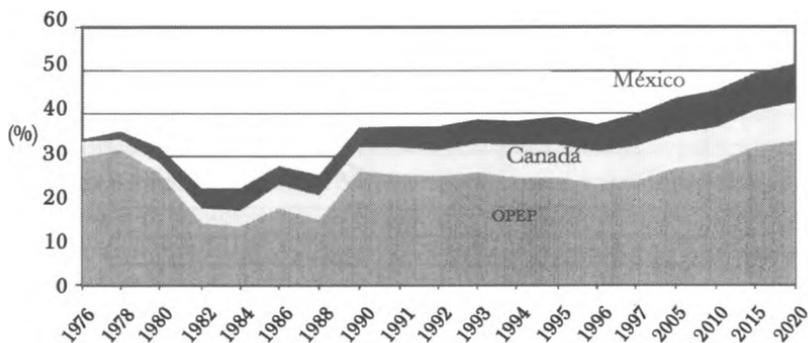
Fuente: Cálculos propios a partir de EIA, *Annual Energy Outlook*, varios números y BP, *International Energy Review*, 2004.



Gráfica 8

Consumo e importaciones, Estados Unidos, 1973-2003

Fuente: Elaboración propia a partir de BP, *Internacional Energy Review*, y DOE-EIA, *Internacional Energy Annual*, 2003.



Gráfica 9

**ÍNDICE DE DEPENDENCIA DE LA ECONOMÍA DE E.U.A.
RESPECTO DE LAS IMPORTACIONES DE CRUDO**

Fuente: Elaboración propia a partir de BP, *Internacional Energy Review*, y DOE-EIA, *Internacional Energy Annual*, 2004.

industria petrolera rusa y en dónde trazar las fronteras que definan la participación y responsabilidades del sector público y el privado. Al tiempo que crece la dependencia respecto del crudo importado se amplía la relación con los países de la OPEP (especialmente con los países del Golfo); los cuales son la fuente más barata y poseen las mayores reservas, por lo cual serían los más indicados para cubrir el crecimiento de la demanda. Sin embargo, los problemas políticos en esa región inducen a buscar fuentes alternativas.

Los efectos estabilizadores del mercado petrolero mundial, derivados de la primera guerra del Golfo, parecen diluirse como resultado de la invasión a Irak y la creciente inestabilidad en el Medio Oriente. Estos conflictos han realzado el carácter político de esta materia prima y el rol de las empresas estatales. El crecimiento de éstas cambia la estructura de poder del mercado petrolero mundial e induce a las grandes transnacionales a buscar alianzas con las remozadas y fortalecidas empresas estatales de Libia, China, Brasil o Malasia.⁴⁷ Un estudio reciente del Departamento de Energía de Estados Unidos analiza la situación de doce productores importantes de crudo los cuales actual o potencialmente enfrentan el peligro de disrupciones en la oferta o restricciones de diverso tipo para ampliar la capacidad productiva; esto se da porque no son muy atractivos para los inversionistas privados y porque no disponen de los recursos públicos suficientes para enfrentar estos costos.⁴⁸ Entre los países que presentan diferentes grados de inseguridad como proveedores de crudo, se encuentran Irak, Venezuela, Colombia y Ecuador. Esta lista deja fuera del grupo de las naciones “inseguras” a muy pocos países, A la cabeza de esa muy reducida lista se encuentra México.

¿QUÉ IMPLICA PARA MÉXICO MANTENER EL ACTUAL EQUILIBRIO ENERGÉTICO DEL TLCAN?

Si la industria petrolera mexicana diseña un estrategia de largo plazo conservadora, en el sentido de conservar el peso actual en el mercado

⁴⁷ J. Bowel, “Oil ‘majors’ find new rivals snapping at their heels”, *Financial Times*, 8 de diciembre, 2004.

⁴⁸ DOE-EIA, junio, 2003, *op. cit.* <<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/hot.html>>

externo —es decir, presencia en el mercado de energéticos de Estados Unidos— y, simultáneamente, en la economía nacional, de acuerdo con los escenarios de equilibrio futuro del mercado petrolero mundial presentados en las secciones anteriores, tendría que ampliar su capacidad productiva y las reservas, de tal forma que la mayor producción no reduzca la vida útil de los yacimientos y se garantice el abasto interno, el flujo de divisas y los recursos tributarios de los que regularmente ha dispuesto la economía en los últimos años.

Hemos hecho un cálculo de la demanda de crudo mexicano necesaria para mantener el equilibrio actual en la región TLCAN, según la evolución más probable de la producción y el consumo en E.U.A. y la evolución de la oferta mundial y de los precios internacionales. Calculamos la elasticidad y la intensidad energética de las economías de los países y aplicamos el crecimiento de la demanda por crudo previsto por las agencias especializadas. Los resultados sugieren mayor intensidad y elasticidad de la demanda de petróleo de la economía mexicana, por lo cual el equilibrio exige ampliaciones de la capacidad productiva superiores al crecimiento del pib nacional, para evitar que se estreche el margen exportador o se requiera importar (cuadro 4).

Asumimos que la producción de la OPEP se ajusta perfectamente al crecimiento de la demanda mundial y mantiene el precio en la banda establecida para fijar las cuotas. En estas condiciones, para que en el futuro previsible, de 15 a 20 años, se satisfaga la demanda interna y se mantenga la participación actual del petróleo mexicano en el mercado norteamericano (más las exportaciones a Centroamérica y España), la producción mexicana debería crecer a 5.5 millones de barriles en 2005 y las reservas probadas a 94 000 millones de barriles (cuadro 3). En el año 2010, la producción debería ser cercana a los 6.6 millones de barriles diarios, los que demandarían reservas de 102 000 millones de barriles de reservas probadas, similares a las de Irak o a las de los Emiratos Árabes Unidos. Ésta sería la carga para Pemex y para el fisco nacional, si se asume que no habrá interrupciones en el mercado mundial y que Estados Unidos no desarrollará ninguna política que altere el actual equilibrio en su mercado energético nacional. Situación que a la luz de los análisis precedentes no es muy realista. Implicaría además que en el plazo de 10 años, México deberá ampliar su capacidad productiva en 2.4 millones de barriles diarios (y en 3.5 millones barriles diarios hasta 2015) y duplicar las reservas proba-

das. Las inversiones requeridas para una ampliación de esta magnitud serían —en los dos casos— sin precedentes. Para mantener la capacidad productiva actual, Pemex necesita invertir cerca de 5 000 millones de dólares; y para ampliar la capacidad productiva en los 2.4 millones de barriles diarios, se requieren inversiones adicionales para desarrollar los campos, que superarían los 3 000 millones anuales, durante 10 años.⁴⁹ A estos costos, deben adicionarse los costos de exploración (imposibles de establecer por la forma en la que la empresa presenta las estadísticas sobre inversiones en producción y exploración). Para mantener las reservas probadas y no agotar su vida útil, se sugieren inversiones anuales en exploración y adición de reservas cercanas a un tercio del ingreso neto (ingreso neto de gastos).⁵⁰ La experiencia indica que las inversiones totales de Pemex difícilmente han superado los 1 600 millones de dólares anuales, insuficientes aun para mantener la capacidad productiva. Habría, por lo tanto, un déficit anual, cuya superación implica multiplicar al menos por tres el ritmo tradicional de inversiones de Pemex. Según los planes de la empresa y la información de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, 1997 fue un año récord de inversiones de Pemex; se invirtieron en total 4 000 millones de dólares, destinados básicamente a mantener las reservas e intensificar la explotación de los campos actualmente en producción. En el mediano plazo se espera elevar la plataforma productiva mediante la perforación de nuevos pozos en estos campos, en un millón de barriles diarios. Aun si toda la producción adicional se exportara a Estados Unidos, México perdería participación en el mercado de crudo norteamericano ya que el incremento es menos de la mitad de nuestro cálculo para mantener dicha posición. En estas condiciones, el equilibrio del mercado estadounidense debería restablecerse mediante mayores importaciones, ya sea de la OPEP o de otros productores.

Como se ha sugerido, la carga fiscal a la cual está sometida Pemex es una de las trabas para que el potencial del país se desarrolle. En efecto, los balances de la empresa sugieren que las rentas transferidas al fisco superan con creces lo que sería la tributación de una empresa comercial ordinaria (véase cuadro 5).

⁴⁹ Entrevistas de la autora con funcionarios de Pemex, durante la elaboración de este trabajo, enero, 2004.

⁵⁰ Richard Auty, *Sustaining Development in Mineral Economies. The Resource Curse Thesis*, Routledge, Londres-Nueva York, 1993, 280 pp.

¿Una diplomacia petrolera restringida?

La comunicación activa de México con los países de la OPEP y otros productores importantes, iniciada en 1999, parecería sugerir que México se había decidido a abandonar su papel tradicional de actor de bajo perfil en el mercado petrolero internacional y asumir una posición de liderazgo, junto con los grandes productores del golfo Pérsico y Venezuela. Esta política activa la utilizó para defender un alto nivel de los precios, ante la caída en 1997 y 1998, cuando el crudo mexicano registró niveles de precios extraordinariamente bajos, comprometiendo la estabilidad fiscal, las inversiones públicas y, por esa vía, la tasa de crecimiento de la economía. Los cortes en la producción efectivamente lograron restaurar los precios, pero —como lo vimos anteriormente— las cotizaciones externas en precios reales todavía hoy se ubican por debajo de los niveles de fines de los años ochenta y principios de los noventa, sin que México haya repetido sus acciones diplomáticas en favor de cortar el abasto externo; por el contrario, decidió rebajar sus precios de exportación.

Es evidente, sin embargo, que México decidió abandonar esta actitud y salirse del nuevo grupo de socios petroleros cuando se sintieron las primeras manifestaciones de los efectos de los precios altos, la amenaza de inflación y el fin de la larga bonanza de la economía norteamericana. México amenazó con finalizar los recortes unilateralmente si los miembros de la OPEP no acordaban cuotas más amplias. Y amplió su oferta externa en más de 12%, restableciendo el volumen con el cual el país

Cuadro 5
CARGA IMPOSITIVA A PEMEX
(MILLONES DE PESOS DE PODER ADQUISITIVO
DEL 31 DE DICIEMBRE DE 2003)

	A	B	C	D
2002	289 391.8	(24 574)	313 965.8	(40.89)
2003	341 798.1	(40 644)	382 442.5	(45.23)

A: Utilidades Pemex antes de impuestos.

B: Utilidades después de impuestos.

C: Impuestos pagados. Los paréntesis indican déficit.

D: Impuestos Pemex, como porcentaje de los ingresos fiscales por impuestos directos.

Fuente: Cálculos propios con datos de Pemex, *Memoria de labores*, 2003.

contribuyó a la crisis de precios de 1997. Esta actitud de abogar por alzas en la producción se hizo sentir a lo largo del año 2000. La posición mexicana puede estar motivada más por el deseo de probar su actitud moderada, que por la intención real de alterar el nivel de los precios. De todas maneras, los márgenes de capacidad subutilizada de México son extremadamente limitados y esporádicos; obedecen generalmente a situaciones extraordinarias, daños o mantenimiento de campos.⁵¹ Su capacidad productiva fue de 3.78 millones de barriles diarios en 2003. Arabia Saudí sola tiene una capacidad subutilizada de 1.21 millones de barriles. Pero la OPEP tiene también el interés de controlar los precios y no permitir que se mantengan elevados durante periodos largos, ya que estimularían la ampliación de la producción en Estados Unidos y la inversión en los productores más costosos, comprometiendo el margen de influencia que aún tiene sobre la trayectoria de los precios. El liderazgo mexicano para defender los precios es oscilante; México ha ampliado sus ventas por diferentes razones de carácter interno (inflación, situación fiscal, déficit comercial). En efecto las explicaciones de su política de exportaciones pueden ser de diverso orden y no necesariamente por su membresía en el TLCAN.

Para los países de la OPEP, un liderazgo mexicano en el escenario petrolero adquiere sentido durante la parte baja de los ciclos de precios, cuando puede mediar con los países productores no miembros e inducirlos a introducir recortes en su producción. Cuando los precios se recuperan, el papel de México pierde centralidad. Cuando se trata de que la OPEP amplíe las cuotas y reduzca la presión sobre las cotizaciones, el rol de México se debilita y cobra importancia el de Arabia Saudí y, en menor grado, el de Venezuela; es decir, los que poseen el mayor margen de capacidad subutilizada.

CONCLUSIONES

México es un país con rico potencial petrolero y energético, que no ha desarrollado plenamente a pesar de ser importante productor y exporta-

⁵¹ El nuevo secretario de Energía declaró recientemente que no hay capacidad subutilizada y que es urgente expandirla, lo cual demanda grandes inversiones, *La Jornada*, 19 de junio de 2004, p. 24.

dor. Sus exportaciones generan una buena proporción de divisas y responden, por una parte aún mayor, del superávit comercial. Es una fuente total de recursos fiscales y de empleo. En la actualidad es uno de los primeros proveedores de crudo al mercado de Estados Unidos y su potencial de crecimiento lo ubica como el más importante en el futuro, dada la cercanía y la confianza de ser abastecedor seguro.

El desarrollo futuro del potencial petrolero y de gas del país oscila entre dos fuerzas, dos corrientes antagónicas: por una parte, las restricciones constitucionales que consagran el patrimonio nacional del recurso, y por otra, el monopolio del Estado en la extracción, aprovechamiento y comercialización. Esta limitante constitucional está fuertemente defendida por fuerzas mayoritarias en el Congreso y por una opinión pública que rechaza la privatización del petróleo. Por otro lado, la dependencia de las cuentas públicas de la renta petrolera, hace difícil que se amplíe la capacidad inversionista de Pemex mediante la liberalización de parte de sus utilidades. En la actualidad, las transferencias de la empresa al fisco cambian de negro a rojo el color del balance. Estas transferencias al fisco constituyen en realidad una forma velada de transferir la renta petrolera a los sectores a los cuales no se grava en la medida que se necesitaría de no existir este recurso. La falta de inversiones ha inducido el agotamiento de las reservas y el estrechamiento de su vida útil, y esto, a pesar de que se importa parte de los productos petrolíferos que demanda la economía nacional. Ante la imposibilidad de lograr que el Congreso apruebe cambios radicales en la Constitución que abran paso a la inversión privada, en cualquier modalidad, el gobierno intenta modificaciones marginales al régimen legal, actuando sobre las leyes reglamentarias e introduciendo diversas modalidades de asociaciones público-privadas, la más reciente e importante es los contratos de servicios múltiples. Estos contratos no se han librado de controversias; su constitucionalidad está en duda y pueden ser demandados ante los tribunales pertinentes.

Por el lado internacional, la evolución de la actividad está influida por los acontecimientos del mercado internacional y la estrategia de los principales productores y consumidores. En primer lugar, la política de abastecimiento que desarrolla Estados Unidos, en su estrategia de garantizar fuentes seguras y eficientes de crudo. Por la creciente demanda de petróleo, el estrecho margen para renovar reservas e incrementar la

producción y la creciente dependencia del crudo importado, en un ambiente de incertidumbre sobre la estabilidad de los productores del Medio Oriente, es lógico que Estados Unidos busque que México amplíe su producción para satisfacer mayores proporciones de su consumo futuro. No es claro qué vías use, o qué métodos aplique el gobierno estadounidense para lograr un compromiso claro al respecto. Una alternativa lógica es insistir en la profundización de los acuerdos en energía, en el marco del TLCAN, y lograr que México flexibilice la posición adoptada cuando se negoció el tratado. Tampoco es claro que la respuesta mexicana sea la que busque Estados Unidos.

La presión para que México expanda su producción y las exportaciones de crudo a Estados Unidos, o que defina su estrategia de desarrollo sobre la base de la valoración de las necesidades internas exclusivamente —la demanda de crudo de su economía, sus requerimientos fiscales, de balanza de comercial y de pagos— dependerá de las variables externas como la creciente dependencia de la economía estadounidense del crudo importado y del delicado juego de los elementos políticos y económicos que moldean la política energética de la OPEP, entre otros. Si esta organización logra atraer las inversiones necesarias para expandir su capacidad productiva y crear los márgenes de capacidad subutilizada que permitan manejar el mercado; aun si lo lograra, permanece la interrogante sobre si los dirigentes de los países líderes del grupo pueden adoptar una política de cooperación como la diseñada a partir de mediados de la década de los ochenta. La respuesta depende de cómo se desarrollen y resuelvan los múltiples conflictos políticos que afectan al Medio Oriente y a otros países exportadores, como Venezuela, Nigeria, Indonesia. Por otra parte, mantener el equilibrio actual del mercado petrolero en el TLCAN, dependerá también de los costos de reponer las reservas actuales y añadir la capacidad productiva. Todo parece indicar que el crudo “fácil” se acabó y que las grandes reservas se ubican en el norte de Canadá y en Venezuela, pero son de petróleo “no convencional”, de arenas bituminosas, de más costosa extracción y manejo. Otra fuente la constituyen las reservas remanentes en los campos abandonados, también relativamente costosas. Una y otras formas de añadir reservas pueden desarrollarse con precios reales cercanos a los actuales. Aun en este caso, México debe considerar que los precios futuros, en el largo plazo, serán cercanos a los de 2005. Incluso en el escenario más conservador, las necesidades futu-

ras de inversión para el desarrollo del crudo mexicano, son muy elevadas; su satisfacción impondrá cambios en los factores que restringen la expansión; ya sea la Constitución, para permitir las inversiones privadas, ya sea la política fiscal, para liberalizar parte de las utilidades de Pemex y permitirle invertir directamente y no por la vía de los contratos de servicios como en la actualidad. Esto último obligaría a una reforma fiscal que tendrá que ser diferente a las dos presentadas y rechazadas por el Congreso. Estados Unidos privilegiaría la primera opción; las fuerzas políticas nacionales, la segunda. ¡La moneda está en el aire!

LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE ESTADOS UNIDOS Y SU IMPACTO EN EL DESARROLLO DE MÉXICO

Benjamín García Páez

Uno de los propósitos centrales de la expropiación y nacionalización de la industria petrolera en México (1938) consistió en volverla un poderoso auxiliar de la hacienda pública para que el Estado diera viabilidad a su programa económico y social. En ese ya prolongado empeño, sin embargo, el gobierno mexicano terminó por llevar al operador del sector de hidrocarburos, Petróleos Mexicanos (Pemex), a convertirse en un componente central de las finanzas públicas en espera de que funcione la nueva estrategia de desarrollo, sustentada en la integración comercial con el resto del mundo, y que eventualmente sea relevado de los contradictorios objetivos macroeconómicos que restringen su desempeño.

En este contexto, el presente artículo evalúa el impacto que ha tenido en Pemex la formalización de una integración económica de México a Estados Unidos mediante el Tratado de Libre Comercio de América del Norte en 1994. En efecto, esto ha llevado a la paraestatal a incorporar a sus funciones sustantivas las presiones emanadas de su relación energética con su vecino del norte; además, debe seguir cumpliendo con un cúmulo de objetivos contradictorios de política económica que restringen no sólo su crecimiento sino que ponen en riesgo su viabilidad como organización productiva. En este contexto, primero se describen la situación y perspectivas del sector energético de Estados Unidos; luego se intenta una caracterización de la política energética de este último país, y finalmente se discuten los dilemas que encara México, tanto en el ámbito nacional como en el de la paraestatal.

El planteamiento es el siguiente: si Estados Unidos impulsara una política energética equilibrada y visionaria, disminuiría la presión que por mecanismos directos e indirectos ejerce sobre los limitados recursos de hidrocarburos de México. Asimismo, en esa dirección, ayudaría a consoli-

dar su seguridad energética, así como a la ampliación de los márgenes de actuación del gobierno de México para aprovechar plenamente las posibilidades de desarrollo a partir del inventario de sus recursos energéticos.

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DE LA ENERGÍA EN ESTADOS UNIDOS

Durante décadas Estados Unidos ha intentado diversificar su canasta energética y las fuentes de importación de energía; sin embargo, la preeminencia de los combustibles fósiles sigue siendo abrumadora. En 2002, 89% de la demanda energética estadounidense se sustentó principalmente en combustibles fósiles, de los cuales el petróleo representó 39% del total, el gas natural, 26%, y el carbón, 24%. Por su parte, la nucleoelectricidad y la hidroelectricidad proporcionaron 8 y 3%, respectivamente, de las necesidades energéticas de ese país.¹ En el futuro previsible, Estados Unidos continuará siendo un gran consumidor de combustibles fósiles, con la peculiaridad que la demanda de gas natural estará creciendo a una tasa más acelerada, seguido por el petróleo y el carbón.

La tabla 1 ilustra esta situación.

Aun cuando algunos puntos de vista optimistas consideran que hay reservas de hidrocarburos por descubrir y desarrollar, la situación es realmente complicada para Estados Unidos. De existir tales reservas, éstas se

Tabla 1
CONSUMO DE COMBUSTIBLE FÓSIL DE E.U.A., 1990-2020

Tipo de Combustible	Promedio Anual 1990-2020						Variación (%)
	1990	2000	2005	2010	2015	2020	
Petróleo (mbd)	17	19.8	21.2	22.7	24.3	25.8	1.7
Gas natural (tcf)	19.1	23.1	25.2	28	31.6	34.7	2.7
Carbón (m toe)	482	565	629	657	671	690	1.5

Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA); *International Energy Outlook*, 2002, *Statistical Review of World Energy*, junio, 2003.

¹ BP, *Statistical Review of World Energy*, junio, 2003, p. 38.

encuentran costa fuera o en tierra, pero no son accesibles a la industria por razones ambientales; otras se localizan en regiones árticas remotas donde la producción es económicamente inviable en el futuro previsible.

BP, *Statistical Review of World Energy* (2004) reporta que aproximadamente 62% de la demanda total del petróleo consumido en Estados Unidos en 2002 se cubrió con importaciones, estimándose que para 2025, tal proporción se eleve a un rango de 65-70%. Por otra parte, pese a los esfuerzos de diversificación geográfica del crudo importado, la mitad proviene de países miembros de la OPEP (véase tabla 2).

Tabla 2
IMPORTACIONES DESDE EL GOLFO PÉRSICO COMO % DE PETRÓLEO
IMPORTADO, 1983-2002

<i>Año</i>	<i>E.U.A.(%)</i>	<i>Europa Occidental(%)</i>	<i>Japón(%)</i>
1983	9	41	60
1987	16	43	60
1990	25	48	65
1993	21	50	68
1998	20	55	76
2000	25	57	79
2001	26	57	81
2002	27	58	80

Fuente: EIA-BP, *Statistical Review of World Energy*, junio, 2003; Japan's Ministry of International Trade & Industry (MITI).

En esencia, la política energética de Estados Unidos propone ampliar la oferta en carbón, petróleo y gas natural vía incentivos fiscales, remover regulaciones ambientales innecesarias, abrir tierras federales incluidas la región del ártico silvestre de Alaska (ANWR, por sus siglas en inglés) así como la zona exterior de la plataforma continental,² promover

² El plan energético subraya que el gobierno federal posee casi una tercera parte del territorio estadounidense y la totalidad de sus aguas territoriales más allá de las que poseen los diferentes estados y que la mayoría de las reservas de hidrocarburos por ser descubiertas están en su jurisdicción. Sin embargo, la industria de los hidrocarburos tiene el acceso vedado a esas reservas. Aunque el plan energético de Bush busca dismantelar dichas barreras a la entrada argumentando que los avances tecnológicos han reducido el daño al ambiente durante las actividades de exploración y producción en áreas sensibles; sin embargo, la controversia se ha prolongado hasta hoy.

tecnologías de carbón limpias e investigar y desarrollar fuentes energéticas renovables, entre otras medidas.³

El balance agregado sobre la oferta y demanda energética de Estados Unidos puede evaluarse de mejor manera si se analizan cada uno de los principales energéticos que con toda evidencia se enfrentarán con cuellos de botella en muy corto plazo.

Petróleo crudo

Las reservas petroleras probadas de Estados Unidos comenzaron a declinar a principios de los años setenta.⁴ El descubrimiento de petróleo en Alaska contrarrestó parcialmente tal declinación por cerca de una década; pero, en la medida en que las reservas probadas en esta región han comenzado a declinar, ese mismo indicador ha vuelto a mostrar un perfil abiertamente decreciente.⁵

Para 1998, las reservas probadas se estimaron en 30 500 millones de barriles comparado, por ejemplo, con los 35 000 millones de 1987. La producción petrolera que había sido de 10 000 millones de barriles diarios en 1987, fue menor a los 8 000 millones en 1998. Las reservas probadas también declinaron durante ese periodo, pero la producción mantuvo su ritmo, y en ocasiones se incrementó.

No obstante las evidencias históricas, el Departamento del Interior de Estados Unidos así como algunos investigadores independientes comparten una visión bastante optimista: anticipan la producción vigorosa de petróleo y gas a partir de recursos de hidrocarburos aún por descubrir. Estas opiniones optimistas consideran que dado un cierto nivel de

³ "U.S. Energy: Will the new administration 'reverse' U.S. energy policies?", *Petroleum Review*, Reino Unido, The Institute of Petroleum, marzo, 2001.

⁴ Las reservas probadas son todas aquellas acumulaciones de hidrocarburos que de acuerdo con los precios y la tecnología vigentes son factibles de ser extraídas y circuladas en los sistemas de distribución de la industria petrolera para su venta o transformación industrial. Todo recurso que vaya más allá de esos parámetros formará parte de las reservas probables y potenciales.

⁵ De acuerdo con BP, *Statistical Review of World Energy*, 2004, a fines de 2003 Estados Unidos disponía de 30 700 millones de barriles diarios de reservas probadas de petróleo; es decir, un coeficiente reservas-producción equivalente a 11.3 años.

precios por barril en combinación con la mejora continua de tecnología, nuevos recursos se desarrollarán para satisfacer los niveles de consumo esperados para 2010.

Aunque los argumentos expuestos por U.S. Geological Survey (USGS) para que Estados Unidos logre una saludable industria de los hidrocarburos parecen razonables, lo cierto es que subestiman los costos de extracción de reservas profundas y lejanas a los mercados. Adicionalmente, soslayan el efecto de la política en exploración y desarrollo de campos de hidrocarburos. La preocupación ambiental en los últimos años ha sido plasmada en leyes y regulaciones que restringen la explotación de gran parte de las reservas en las cuales se basan los pronósticos geológicos.

Todo parece indicar que no hay rápidas soluciones internas a la industria del petróleo y el gas en territorio estadounidense. Al margen de cualquier iniciativa nueva en política energética, es improbable que la escena en materia de hidrocarburos observe alivio alguno al déficit previsible de este energético en el futuro cercano. Esto es especialmente cierto con relación al petróleo crudo.

Gas natural

Al igual que la producción petrolera, la producción de gas natural también ha comenzado a declinar en Estados Unidos. En promedio, este país consume hoy 23 000 millones de pies cúbicos anuales de gas natural; sin embargo, la producción nacional es menor a 20 000 millones anuales, y continúa en descenso.⁶ De tal suerte que cada año, Estados Unidos tiene que importar más de 3 000 millones de pies cúbicos, particularmente desde Canadá.⁷

De acuerdo a la agencia U.S. Energy Information y el instituto Gas Research, los cambios en el sector de generación eléctrica elevarán la demanda de gas natural de un volumen estimado en 22 000 millones de

⁶ Este apretado balance energético estuvo a punto de hacer crisis en el invierno del 2003, cuando se tuvo que retirar gas del sistema de almacenaje, colocándolo en una posición precaria mínima de 500 000 millones de pies cúbicos, lo cual podría haber sido suficiente para colapsar el sistema gasífero completo.

⁷ Canadá, por su parte, produce anualmente 5 700 millones de pies cúbicos; consume 2 700 millones, y envía el excedente, 3 000 millones a Estados Unidos.

pies cúbicos en 1998 a una cifra cercana a 30 000 millones para 2010. Así, aun cuando la importación de gas natural canadiense se incrementara a 4.7 miles de millones de pies cúbicos anuales, Estados Unidos requeriría elevar sensiblemente la producción nacional de este energético para satisfacer un nivel más alto de consumo. La producción actual a partir de las reservas conocidas sugiere que no hay márgenes de infraestructura productiva instalada para hacer viable tal expansión. La accesibilidad de los consumidores estadounidenses a un mayor volumen de gas se explica más por el uso óptimo de su almacenaje y utilización que por una mayor entrega de las compañías productoras y comercializadoras de gas.

Ante esa circunstancia, existen dos posibles soluciones: producir más o importar más.⁸ De hecho, Estados Unidos ha optado por la solución más fácil y barata (la importación de grandes volúmenes de gas natural canadiense) lo cual explica 16% de la demanda en 2002. Sin embargo, México se ha vuelto un importador neto de gas natural de Canadá mientras que a la vez en este país ha comenzado la declinación sostenida de las reservas del gas natural (gn). Por lo tanto, Canadá está presionado por abastecer a sus propios usuarios y, por ende, la crisis en el abasto suficiente de gas empieza a vislumbrarse.

Lo anterior deja solamente una solución —pero compleja— al problema de abastecimiento adecuado de gas natural: traer gas natural licuado (gnl), principalmente de algunos países de África y América Latina. Sin embargo, esto es una operación costosa y compleja; además, Estados Unidos tiene una infraestructura insuficiente para ese tipo de operaciones.

En realidad, Estados Unidos es una provincia gasífera madura; su producción ha comenzado a declinar desde hace 30 años, justo cuando se inició la declinación de la producción de petróleo; cualquier incremento sostenido en el consumo tendrá que ser alimentado a partir de importaciones de gas natural licuado. Evidentemente, la brecha entre la oferta y la demanda podría solucionarse, en el corto plazo, mediante la reducción de la demanda. Obviamente lo anterior requeriría tomar medidas específicas: planeación, conservación voluntaria, mayor “destrucción de demanda” industrial o apagones aleatorios a manera de racionamiento. Sin embargo, por lo menos en este momento, la opinión que

⁸ Pueden también mezclarse ambas políticas.

prevalece en la Casa Blanca es el temor a que estas medidas restrictivas repercutan negativamente sobre la economía estadounidense.⁹

El gas natural no es un combustible tan flexible como el petróleo. Sus fuentes de suministro están limitadas al volumen que pueda ser transportado por un sistema de ductos, sin contar que se necesita mucho tiempo para construirlos. Además, formas de transporte alternativas como el transporte por barcos de gnl son muy caras. El almacenamiento es también muy oneroso: requiere embarcaciones resistentes para poder mantener el gas a presión. En estas condiciones, es previsible que la demanda pueda superar la habilidad para explorar y producir. Finalmente, como cualquier otro combustible, el gas natural está sujeto a la regulación gubernamental.

Carbón

El carbón, que constituye la tercera fuente energética más importante de Estados Unidos, ofrece una problemática radicalmente distinta a los hidrocarburos: no se trata en este caso de un asunto de escasez relativa; de hecho, este país posee 25.4% de las reservas mundiales probadas de carbón (249 999 millones de toneladas), y la relación reservas-producción, al cierre de 2003, indica que durarán 278 años. Aquí las restricciones de política energética atraviesan por consideraciones de carácter ambiental.

La única forma en que las reservas probadas de carbón aliviarían la presión sobre los requerimientos de gas natural y de petróleo crudo sería que Estados Unidos flexibilizara la normatividad para asegurar una atmósfera limpia en sus principales ciudades. Aproximadamente 50% de la generación de electricidad se basa en el carbón que ha sido precisamente una añeja preocupación, primero de la Clear Air Act (1970), en la administración de Richard Nixon y más recientemente en la Clear Skies Act promovida por el presidente George Bush. Esta última ley alienta de manera muy intensa el uso de gas natural tanto para la generación eléctrica como para la calefacción residencial.¹⁰

⁹ Pudiera también haber guerras por motivo de abasto de gas natural.

¹⁰ Además, la Clear Skies Act persigue una drástica reducción en emisiones de mercurio, lo cual, por supuesto, sólo afectará el consumo de carbón; pero al extenderse las

Otra de las opciones de política energética que pudieran suavizar la presión sobre un crecimiento limitado de reservas probadas de combustibles fósiles sería abandonar o “arrastrar los pies” en la contribución de Estados Unidos al cumplimiento de los objetivos de Kyoto, cuya adhesión demoró mucho en decidirse.¹¹

Las dos opciones anteriores, aunque indeseables para el resto del mundo, no deberían tomarse de manera ligera. Tanto Canadá como México han tenido secularmente demostraciones del pragmatismo que frecuentemente permea las políticas públicas en Estados Unidos. Ciertamente, no todas ellas necesariamente negativas, como cuando California fue víctima de apagones en 2001, y los esfuerzos de conservación masivos cuando se convocó a los sectores sociales realmente generaron un espacio de respiro ante la debilitada oferta de electricidad y gas natural. Si ese mismo tipo de convocatorias puede repetirse después del 11 de septiembre o predomina el criterio de asegurar el abasto de crudo fuera del territorio estadounidense y a toda costa —lo cual no sólo es rentable para algunos sino que son medidas que gozan de consenso popular— es una pregunta abierta.

De cualquier manera, en el ámbito del carbón, parece que se ha optado por la sensatez, no obstante el escenario de altos precios del barril de petróleo que actualmente se enfrenta. Según diversos pronósticos,¹² la tasa de crecimiento anual del consumo de carbón prácticamente permanecerá constante (1.5%) durante la primera mitad del siglo XXI. Por ahora sus precios han tendido a la baja: si en 1989 el precio por tonelada era de 33.29 dólares, en 2003 alcanzó solamente 28.62;¹³ el año 2003 ha constituido un punto de inflexión histórica en la medida en que se consumió más carbón del producido nacionalmente.¹⁴ Lo anterior se dio no sólo por la caída de su participación relativa en la canasta energética de Estados

restricciones al SO_x (óxido de azufre) y al NO_x (óxido de nitrógeno) no sólo se vuelve a inhibir el consumo de carbón duro sino también el proceso de petróleo crudo.

¹¹ Como es conocido, Estados Unidos es parte de las 39 naciones industrializadas que se plantearon reducir, en el periodo 2008-2012, las emisiones de seis gases de invernadero (incluido, por supuesto, el CO₂) en 5.2% por debajo de los niveles de 1990.

¹² EIA-BP, *Statistical Review of World Energy*, junio, 2003; Japan's Ministry of International Trade & Industry (MITI).

¹³ Precio del carbón estadounidense puesto en planta de generación eléctrica a vapor.

¹⁴ BP, *Statistical Review of World Energy*, junio, 2004.

Unidos frente a otras fuentes energéticas fósiles más limpias, sino también por el ascenso comercial de la energía primaria renovable y la creciente percepción del riesgo ambiental que suscita el consumo del carbón.

POLÍTICA ENERGÉTICA ESTADUNIDENSE

Por lo señalado (la débil disponibilidad de hidrocarburos y la carencia de nuevos descubrimientos) la dependencia de Estados Unidos del petróleo importado se profundiza. Al comenzar el presente siglo, la preocupación por la seguridad energética nacional se hizo sentir, por lo que se han diseñado varias estrategias para reducir la dependencia estadounidense en este sector.

Un examen más cuidadoso de cada una de estas estrategias podría a su vez indicarnos sus posibilidades de éxito en el futuro.

Uso intensivo de tecnología para fortalecer la producción petrolera nacional

Un elemento distintivo de la política energética estadounidense es la aplicación de innovaciones tecnológicas para expandir la producción petrolera nacional, tanto en tierra como en la zona marina. Una de esas áreas es ANWR, que cuenta con reservas recuperables estimadas en 10 000 millones de barriles, con una producción inicial de 600 000 barriles diarios, y con un máximo previsible de un millón de barriles diarios para el año 2010.¹⁵

La apertura de ANWR elevaría la producción en un millón de barriles diarios; sin embargo, en el ámbito doméstico, no tendría mayor relevancia, pues no alteraría los niveles de demanda de petróleo crudo importado ni tampoco el balance de energía mundial. Más allá de Alaska y la zona exterior a la plataforma continental, probablemente los Estados ya no tengan depósitos grandes de crudo por descubrir.

En la medida en que la mayoría de los campos de hidrocarburos fácilmente accesibles ya han sido desarrollados, Estados Unidos requiere

¹⁵ EIA, *Country profile: The United States of America*, 1999.

encontrar nuevas reservas para satisfacer su creciente demanda de energía comercial. Quizás el progreso tecnológico pudiera elevar la tasa de recuperación de los pozos existentes; sin embargo, ello no alteraría significativamente la dependencia de Estados Unidos en relación con fuentes externas de hidrocarburos.

Sin embargo, el Consejo Estadunidense para una Economía Energéticamente Eficiente (un centro de investigación independiente) estima que el aumento gradual de la eficiencia energética del transporte terrestre en Estados Unidos (de 21.2 millas por galón a 35) ahorraría 1.5 millones de barriles diarios en 2010 y 4.5 millones para 2020; es decir, seis veces el volumen inicial esperado de ANWR (600 000 barriles diarios). Más aún: pudiera ser un ahorro energético permanente que no supone invasión a áreas ambientalmente preservadas.

El progreso técnico como fuente principal del aumento de la producción enfrenta, sin embargo, tres fuertes restricciones:

1. La volatilidad del precio petrolero. A pesar de una substancial reducción en los costos de producción, es aún más barato producir petróleo fuera que dentro de Estados Unidos. De esta manera, sólo niveles de precios petroleros muy altos como los atestiguados a principio de la presente centuria harían rentable la exploración en áreas como ANWR; en cambio, en momentos de bajos precios, es probable que desalienten la producción.
2. Los avances tecnológicos no han sido suficientes para frenar la declinación de la producción petrolera en Estados Unidos.
3. La mayor parte del petróleo por extraer se ubica en áreas ambientalmente muy sensibles.¹⁶ La oposición de grupos ambientalistas pudiera aun diferir indeterminadamente la exploración petrolera en esas áreas.

Aceleración de la investigación de energía renovable

Estados Unidos se encuentra decididamente invirtiendo en investigación solar fotovoltaica, motores celda de combustible y otras tecnologías

¹⁶ En el mar patrimonial frente a las costas de California y Florida.

para fuentes energéticas renovables y alternativas.¹⁷ Las energías solar y de hidrógeno se convertirán en fuentes energéticas muy importantes durante el siglo XXI a condición de que sus tecnologías mejoren significativamente para asegurar suministro y conveniencia de uso.

En 2001, las fuentes energéticas renovables contribuyeron con 1% a la demanda de energía primaria en el ámbito mundial. Se estima que para 2025, podrían contribuir con 6%, y aumentar su participación a 13% para el 2050, de acuerdo con las proyecciones de Shell y British Petroleum (véase tabla 3). En el caso de Estados Unidos, se espera que la participación de la energía renovable a sus necesidades de energía primaria alcance 2% en el 2025 y 3% para el año 2050.

Tabla 3
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA GLOBAL 2001-2050 (M TOE)

	2001		2025		2050	
	Mundial	E.U.A.	Mundial	E.U.A.	Mundial	E.U.A.
Energía primaria	9 128	2 237	16 194	3 419	18 697	4 403
Petróleo	3 511	896	5 135	1 267	5 338	1 663
Gas natural	2 164	555	5 119	1 043	6 927	1 663
Carbón	2 255	556	3 526	719	2 748	552
Nuclear	601	183	1 061	300	955	375
Hidro Renovables	505	44	314	20	299	18
Renovables	92	3	1 039	70	2 430	132
(% total)	1	0.1	6	2	13	3

Fuente: Shell International, escenarios al 2050; BP, *Statistical Review of World Energy*, junio, 2003.

El panel fotovoltaico es en la actualidad el tema más importante de investigación así como de inversión; sin embargo, antes de que se pueda utilizar, tendría que haber avances significativos en el almacenamiento de electricidad y una reducción en costos para que la generación solar se consolide como una fuente energética viable.

Se estima que las celdas de combustible propulsadas por hidrógeno ofertarán e incrementarán el porcentaje en la demanda de electricidad

¹⁷ Una fuente energética renovable es aquella que no depende de reservas finitas de combustibles fósiles o nucleares. Las principales formas de energía renovable son la energía solar, la energía eólica, la energía mareomotriz, la biomasa y la hidroelectricidad.

comercial y residencial; no obstante, es en el ámbito del transporte donde esta tecnología hará su mejor aportación. Ello, empero, requerirá al menos de un periodo de 15 a 20 años antes de que las celdas de combustibles compitan con la gasolina, en el sector transportes.

Conservación

La conservación o ahorro de la energía mediante su uso más eficiente y racional se considera usualmente el “quinto combustible” del que puede disponer una nación con una política energética signada, entre otros elementos, por una cultura energética.¹⁸

Estados Unidos consume más energía que el tamaño de su economía o —si se prefiere otro parámetro de referencia— demanda más energía de lo que debería corresponderle en función del tamaño relativo de su población. Este país participa con 22% del PIB global pero consume 25% de la energía mundial; en esa senda, responde a 25% de las emisiones globales de bióxido de carbono (CO₂). Por cada dólar de bienes y servicios que la economía estadounidense produce, consume 40% más energía que otras naciones industrializadas.¹⁹

Desde una perspectiva energética, si Estados Unidos operara su economía tan eficiente como las economías europeas o Japón, el consumo energético disminuiría hasta en 30%. En ese sentido, la emisión de CO₂ descendería al nivel de la tasa europea por dólar de PIB; es decir, tendríamos un descenso de 35 por ciento.

Sin embargo, el “quinto combustible” no parece *per se* la respuesta a las dificultades energéticas de Estados Unidos. No obstante, conservación y eficiencia energética —en forma mancomunada en una sociedad y una economía extremadamente consumidora de energía— podrían fácilmente reducir el consumo energético en 30% y las emisiones de bióxido de carbono en 35 por ciento.

¹⁸ La denominación “quinto combustible” es un término figurado para ubicar una práctica social e individual de ahorro energía, después de los energéticos tangibles: petróleo, gas natural, carbón y nucleoelectricidad.

¹⁹ La Unión Europea, por ejemplo, genera 20% del PIB mundial, pero sólo consume 16% de la energía mundial. Estos porcentajes son muy similares a los de Japón.

Nucleoelectricidad

La energía nuclear provee la segunda fuente más importante de energía para la generación de electricidad en Estados Unidos. La (Energy International Administration (EIA) estima que la demanda eléctrica en este país se incrementará 45% en los próximos 20 años. Proyecta, por lo tanto, que el país requerirá construir 1 300 nuevas plantas de generación en los próximos 20 años. ¡Casi una cada dos semanas!

Aunque la fuente nucleoelectrica no sea *strictu sensu* una fuente renovable, sí constituye una de las fuentes energéticas más limpias; la nucleoelectricidad no produce contaminación atmosférica.²⁰ No obstante, la percepción pública de la nucleoelectricidad continuará siendo muy negativa mientras no haya una solución socialmente aceptable a la problemática del desperdicio radiactivo ni tampoco una respuesta convincente a la cuestión de un uso seguro. Sin embargo, muchos opinan que esa fuente energética tendría que expandirse antes del 2020 para satisfacer la creciente demanda de electricidad en el mundo.

Los anteriores esfuerzos de diversificación y mayor productividad energética “desde adentro” se robustecen por otra vertiente que secularmente caracteriza la conducta de Estados Unidos, y no sólo en el ámbito de los recursos energéticos sino en general en todo tipo de materias primas: la búsqueda en el resto del mundo.

La construcción de una política energética regional

El ejercicio de una política energética hemisférica y de orden mundial involucra a Canadá y México, los cuales siempre han sido considerados piedra angular para asegurar la seguridad energética de Estados Unidos y así reducir la dependencia de importaciones petroleras provenientes del golfo Pérsico.²¹

²⁰ Aunque no estrictamente renovable, la energía nuclear es una de las fuentes energéticas más limpias. Tiene la virtud de generar enorme cantidad de energía a partir de un volumen pequeño de combustible. Se estima que una tonelada de combustible nuclear produce la energía equivalente a dos o tres millones de toneladas de combustibles fósiles (Richard Rhodes, *Bright dawn ahead for nuclear power station*, 2000). Sin embargo, la percepción pública de la energía es aún negativa.

²¹ Como es sabido, la seguridad de suministros.

De hecho, ambos países han sido los oferentes más importantes de petróleo en los últimos años. En 2002, México exportó 1.53 millones de barriles diarios a Estados Unidos, en tanto que Canadá envió 1.94 millones de barriles diarios de crudo y productos refinados.²² Sin embargo, en el caso del gas natural la interdependencia energética ha sido más intensa.

Canadá ha estado suministrando gran cantidad de gas natural a Estados Unidos y la expectativa es que continúe haciéndolo en el futuro previsible, a pesar del perceptible descenso de la producción de petróleo crudo convencional (véase tabla 4).²³ En el mediano plazo se espera que el crudo producido en Alberta sobrepase la producción actual de un millón de barriles diarios de Alaska y se exporte a Estados Unidos; en el largo plazo, para 2015, se estima que 75% del aceite proveniente de arenas bituminosas (1.6 millones diarios) tendrá como destino ese mismo país.²⁴

Por su parte, el comercio energético entre México y Estados Unidos se ha incrementado substancialmente en los últimos años. En 2002, Estados Unidos abasteció 18% de los requerimientos de gas natural de

Tabla 4
CANADÁ: PRODUCCIÓN PETROLERA 1998-2000
(MILES DE BARRILES DIARIOS)

	1988	1999	2000
Alberta Light/Mead/Hvy	858	784	763
Alberta Bitumen	282	244	248
Saskatchewan	399	374	401
Otros crudos	171	187	232
Total de crudo convencional	1 710	1 589	1 644
NGLs	655	649	675
Crudo sintético	308	323	337
Total líquidos	2 673	2 560	2 657

Fuente: EIA, *Monthly Oil Report*, julio, 2000. Proyectado a seis meses.

²² BP, *Statistical Review of World Energy*, junio, 2003, p. 18.

²³ En 2002, Canadá suministró 16% de las necesidades de gas de Estados Unidos.

²⁴ Joseph M. Dukert, "New Initiatives en North American Energy Cooperation", *LAEE Newsletter*, segundo trimestre, París, 2003, pp. 6-10.

México y 14% de sus necesidades de productos petrolíferos; esencialmente, gasolina, diesel y combustóleo. México, por su parte, atendió 8% de sus requerimientos de crudo importado en ese mismo año. En el futuro previsible, México continuará siendo un importador neto de gas.²⁵

Visto en conjunto, las fuentes hemisféricas de petróleo no pueden garantizar la seguridad energética de Estados Unidos.²⁶ México y Canadá tienen capacidades muy limitadas de producción y exportación petrolera para satisfacer los crecientes requerimientos energéticos de Estados Unidos en el largo plazo.

Según reportes recientes, las reservas probadas de petróleo, en Canadá y México, han pasado de 17 600 millones de barriles a 16 000 millones y de 17 200 millones a 16 000 millones de barriles, respectivamente. Esto supone una duración de las reservas de 15.5 años y de 11.6 años, respectivamente, para cada país, a las tasas de producción actuales.²⁷ En tanto que en el rubro del gas natural, las reservas probadas alcanzarían sólo 9.2 años en Canadá y 11.4 años en México.

Las capacidades de exportación combinadas de ambos países podrían probablemente ser elevadas de 3.4 millones de barriles diarios a cuatro millones en 2010. De hecho, algunos expertos expresan dudas razonables sobre la capacidad de México para mantener sus exportaciones de crudo —aun a los niveles actuales— debido al estancamiento de la producción y la aceleración del consumo interno.²⁸

No obstante habría que acotar algunas especificidades entre Canadá y México que les permiten insertarse diferenciadamente uno respecto al otro en el TLCAN. En el análisis comparativo, México produce más del doble de crudo que Canadá, cuenta con más del triple de reservas probadas de petróleo; sin embargo, Canadá rebasa en más de 700 000 barriles en la producción de refinados a México. Además, la población de Canadá es más de tres veces menor que la de México, mientras el tamaño de la economía (en términos de valor del producto interno bruto) es similar.

²⁵ BP, *Statistical Review of World Energy*, junio, 2003, pp. 18, 28.

²⁶ A pesar de los aumentos en suministros provenientes del Mar del Norte, Latinoamérica, África Occidental, y las contribuciones proyectadas de la cuenca del Caspio a la seguridad energética global, la región del golfo Pérsico continuará siendo una pieza fundamental en el margen tanto en el corto como en el largo plazos.

²⁷ BP, *Statistical Review of World Energy*, junio, 2004, pp. 4, 20.

²⁸ Véase el texto de Alicia Puyana en esta publicación.

Sin embargo, estos dos países difieren en su estrategia de país y de corporación. Las empresas petroleras canadienses han buscado integrar la cadena de valor de la industria mediante innovación constante, alta competitividad, estrategias sofisticadas de *management*, fusiones y una eficiente estructura comercial. Esa estrategia corporativa ha llevado a Canadá a colocarse entre los principales países exportadores de productos refinados en el ámbito mundial en el mercado de Estados Unidos.

Recapitulando: no hay soluciones previsibles, por lo tanto, para la sostenida declinación de la producción nacional de petróleo en Estados Unidos. La producción, en el primer trimestre de 2003, constituyó el nivel más bajo en los últimos 50 años (40% más bajo que su pico histórico en 1970). La producción petrolera de Alaska —antaoño elemento de salvación de la industria petrolera estadounidense— se encuentra en acelerada declinación; presenta un nivel de producción en el primer trimestre de 2003, 50% por debajo de su pico histórico de 1998.

Por otra parte, compensar significativamente el déficit de hidrocarburos desde la región del TILCAN no es viable en el largo plazo: Canadá y México conocen una abierta declinación de sus reservas probadas de petróleo y de gas, no sólo por las agresivas políticas de exportación emprendidas a Estados Unidos, sino porque en sus respectivos mercados la demanda energética se ha incrementado de manera muy dinámica.

EL PROBLEMA ENERGÉTICO MEXICANO

México conoce una doble problemática: además de la reducida base de recursos en hidrocarburos, su empresa estatal, Petróleos Mexicanos (Pemex), no ha crecido prácticamente en las últimas dos décadas.²⁹ Por no citar más que este ejemplo, la capacidad de destilación primaria prácticamente no ha aumentado en los últimos once años; ante el crecimiento de la demanda de gasolinas y destilados intermedios (diesel y querosenos), Pemex Refinación pasó de ser exportador a importador neto.³⁰

²⁹ Algunas veces, sin que intermedie ninguna presión aparente, este rezago ha sido el efecto de la libre voluntad de la administración gubernamental del momento.

³⁰ En efecto, mientras que la capacidad de refinación en México era de 1 520 000 barriles diarios, en el año 2003 prácticamente fue la misma: 1 540 000 barriles diarios.

Los problemas estructurales de la industria petrolera en México son resultado de décadas de inadecuada reinversión. Desde 1989, la capacidad de refinación cubre sólo la mitad del crudo producido, 1.56 millones de barriles diarios. Aun cuando ha crecido la demanda nacional de productos petrolíferos en 300 000 barriles diarios desde 1989, la capacidad de procesamiento del crudo se ha incrementado solamente en 100 000. El mercado interno tiene que ser abastecido crecientemente por importaciones.

Por otro lado, el consumo actual de gas licuado es de 400 000 barriles diarios, de los cuales se importan 120 000. Las importaciones de productos petroquímicos, por su parte, han crecido de 1 206 millones de dólares en 1995 a 4 689 millones en 2000.³¹

En el ámbito de exploración y producción, la situación de México no es menos compleja. Este país requiere de mucha inversión para reconfigurar y modernizar su infraestructura petrolera. Pemex no tiene el capital ni la tecnología para extraer el volumen de gas natural que el mercado interno demanda. De acuerdo con el propio Pemex, la producción petrolera declinará en 33% en los próximos cinco años, de no invertirse un monto de 33 000 millones de dólares.

De hecho, el futuro de México como un exportador de petróleo significativo depende del éxito de las obras remediales en el campo Cantarell, localizado en el Golfo de México. Este campo contiene el nivel de reservas petroleras probadas más grande y provee 75% de la producción petrolera nacional; sin embargo, de acuerdo con estudios recientes, comenzará muy pronto a declinar de manera irreversible.³²

Las reservas probadas de crudo, por su parte, han caído justo por debajo de 27 000 millones de barriles de crudo y condensados, debido esencialmente a que México ha estado invirtiendo en exploración y pro-

³¹ A pesar de que ocupamos uno de los lugares más destacados como productores de crudo en el mundo, somos importadores netos de productos refinados. En términos de valor, la balanza comercial de petrolíferos ha sido deficitaria desde principios de los noventa. En 2003 el déficit alcanzó la cifra de -1 546 millones de dólares y para 2004 muy seguramente se duplicará en virtud de mayores precios internacionales del crudo y sus derivados.

³² El 1996 la productividad del campo Cantarell envió una señal de pérdida de presión reservoria, pues declinó a un cuarto de sus niveles históricos. Después de dos años de inyección de nitrógeno, su presión se estabilizó y Pemex espera que su oferta se eleve de 2.7 millones a 3.2 millones de barriles diarios para 2006.

ducción un monto insuficiente para frenar la declinación en la base de reservas. De hecho, si Pemex continúa en esta dinámica, podría enfrentarse a una drástica caída en la producción que convertiría muy pronto al país en importador neto de petróleo.

El subfinanciamiento de las operaciones de Pemex obedece, en parte, al régimen tributario especial al que se sujeta su operación.³³ En la actualidad Pemex entrega la mayor parte de sus ganancias netas a una hacienda pública que goza de muy poca capacidad de recaudación.³⁴ Bajo un sistema rígido de supervisión y control del gasto en Pemex, el gobierno ha sido incapaz de regresarle a la paraestatal el dinero suficiente para que pueda modernizarse. Ciertamente, la aportación de Pemex al fisco es un elemento vital para que los gobiernos puedan desarrollar sus políticas sociales. La reducción de tal aportación —en ausencia de una reforma fiscal real— se traduciría en una crisis de índole social dramática. Sin embargo, juega en detrimento del desarrollo y de la modernización de la paraestatal, por lo que la necesidad de buscar fuentes de capital nuevo constituye un imperativo, aunque la prohibición constitucional restringe la participación de actores ajenos en las actividades del *upstream*. Esto es un problema que los tres poderes federales tendrán que considerar con mucha seriedad. De otra forma, los planes actuales para elevar la producción de crudo de tres millones a cuatro millones de barriles diarios para el 2006, y la expansión en la oferta nacional del gas natural (de 4 700 millones a 6 000 millones de pies cúbicos diarios) a través de nuevos grandes proyectos de capital (así como el desarrollo del campo petrolero Cantarell en el golfo de Campeche, y la cuenca de Burgos, una rica zona de gas no asociado en la frontera de Texas), se verán seriamente comprometidos.

Las presiones vinculadas directa e indirectamente con la dependencia creciente frente a Estados Unidos (la cual parece verse fortalecida por un tratado como el TLCAN), así como la incapacidad interna para superar los problemas estructurales del sector energético, vuelven cada vez más apremiantes los problemas energéticos de México.³⁵

³³ La carga fiscal creció de 40.8% (1999) a 66.2% (2000) de sus ingresos brutos anuales en virtud de la incorporación de nuevos impuestos y el incremento de las tasas impositivas existentes.

³⁴ Véase el texto de Juan Carlos Boué, en esta publicación.

³⁵ En diversos foros privados y de seguimiento al TLCAN, el gobierno de Estados

El crecimiento del sector hidrocarburos ha estado subordinado al cumplimiento de metas macroeconómicas. En un principio, las restricciones presupuestarias de las últimas dos décadas tuvieron que ver con los elevados servicios de la deuda pública que dejaban pocos recursos públicos para la inversión productiva. Luego, recientemente, los obstáculos a una verdadera reforma fiscal han acentuado la dependencia de las finanzas públicas en los recursos petroleros: en ambos casos, el resultado ha sido nefasto para Pemex.

Esto se ha traducido en un debilitamiento continuo de la empresa. De haber sido elemento fundamental para el desarrollo de México, por las ineficiencias e insuficiencias que padece, gradualmente Pemex se está convirtiendo en una empresa débil, inadecuada, con tecnología obsoleta y sin las habilidades especializadas que caracterizan a la industria petrolera moderna.

Se ha desvirtuado la concepción original de Pemex: una empresa pública que emergiendo de un acto de expropiación y nacionalización de los hidrocarburos es el instrumento del Estado para administrar los recursos de la nación y contribuir al desarrollo del país.

Hoy en día Pemex tiene como función primaria sostener las finanzas públicas; sus responsabilidades en materia de energía son atendidas sólo de manera marginal y con severas limitaciones, tanto de naturaleza presupuestal como de carácter normativo y de capacidad de ejecución.

El hecho de cumplir con compromisos de venta de crudo suscritos especialmente con refinadores estadounidenses ha conducido al gobierno mexicano a sujetar a Pemex a un sistema excesivo de supervisión y control presupuestal que literalmente asfixia la buena administración de la misma.³⁶ Pemex necesita autonomía de gestión, capacidad para tomar decisiones estratégicas y logísticas, habilidad para mantener flexibilidad en su estructura orgánica para responder rápidamente a la dinámica del mercado petrolero internacional, y la flexibilidad de ad-

Unidos e incluso de Canadá, han condicionado sus decisiones de inversión a la apertura irrestricta del sector energético mexicano a la inversión privada extranjera.

³⁶ Valero es una empresa de refinación estadounidense que se expandió en virtud de relaciones preferenciales con Pemex y el apoyo del gobierno del estado de Texas. Constituye el caso típico de las corporaciones que exigen a Pemex un cumplimiento de los contratos, que va más allá aun de lo convenido.

quirir bienes y contratar servicios especializados conforme su operación lo demande.

Lo anterior también ha llevado a una expansión insuficiente y desequilibrada de la industria petrolera nacional. Por ejemplo, estimular el crecimiento en la demanda de gas sin incrementar a la par la oferta, es incongruente y riesgoso. La incapacidad actual de contar con suministro en gas natural, acorde al crecimiento de la demanda interna, provoca un problema de seguridad nacional para el país.

Por otra parte, el régimen fiscal al que está sometido Pemex ha mermado las capacidades productivas de la industria petrolera. Sin embargo, la petrolización de las finanzas públicas, lejos de corregirse, se ha incrementado debido al aumento en los petroprecios y a un nivel mayor de exportación. Por su lado, las importaciones de gas natural se han duplicado y seguirán creciendo aceleradamente en los próximos años. La normatividad que sigue la empresa le resta eficacia; ante retos de producción mayores, las habilidades especializadas y el acceso a la tecnología que Pemex requiere no se han incrementado en la proporción adecuada. La brecha entre recursos requeridos y disponibles se sigue ampliando.³⁷

Ante estos desafíos, la presión proveniente del norte, particularmente de las grandes corporaciones petroleras y del gobierno estadounidense, se ha orientado a la apertura irrestricta del sector petrolero al capital de riesgo. Muchos mexicanos siguen pensando, sin embargo, que la posición más adecuada consiste en preservar el control y la propiedad pública de los activos de hidrocarburos. De hecho, éstos representan una de las pocas variables que el Estado tiene en el país para dar dirección y equilibrio al anhelado desarrollo en México. Por supuesto, lo anterior no implica *ipso facto* excluir la posibilidad de entablar alianzas estratégicas no subordinadas con el sector privado nacional y extranjero, en aras de desarrollar las reservas petroleras. De tomarse las medidas adecuadas, sería factible rescatar competitividad en la exploración y producción de crudo, aumentar las reservas (cuando menos en el volumen extraído)

³⁷ Mucho se ha hablado, desde hace varios años, de la necesidad de modificar el régimen fiscal de Pemex y otorgarle autonomía de gestión, pero nada se hace para lograrlo. Mientras el gobierno no encuentre fuentes alternas de ingresos, todo quedará en el discurso.

incrementar la capacidad de refinación para abastecer cabalmente el mercado interno y exportar excedentes, así como acortar la brecha entre la demanda y la oferta de gas natural.

PARA CONCLUIR....

Los combustibles fósiles, particularmente petróleo crudo y gas natural, continuarán dominando las necesidades energéticas de Estados Unidos, aun muy avanzado el siglo XXI. Progresos tecnológicos recientes han vuelto económicamente posible producir petróleo desde fuentes convencionales y no convencionales, pero no han podido frenar la declinación de la producción estadounidense de crudo. Más aún: no obstante la enorme inversión en fuentes energéticas renovables —como el motor celda de combustible y celdas solares fotovoltaicas— y su contribución a las necesidades energéticas primarias, su peso relativo será marginal aun para el año 2050.

El ejercicio de una política energética hemisférica de Estados Unidos no garantizará su propia seguridad energética. México y Canadá poseen limitadas capacidades de producción y exportación petrolera; por lo tanto, insuficientes para satisfacer los crecientes requerimientos de hidrocarburos en el largo plazo.

A pesar de los crecientes suministros del Mar del Norte, Latinoamérica, África Occidental y las contribuciones esperadas desde la cuenca del Caspio a la seguridad energética global, la región del golfo Pérsico continuará ocupando un rol relevante en el mercado petrolero mundial, en el presente y el futuro previsible. Cualquier aventura petrolera estadounidense fuera del golfo Pérsico sería una contribución realmente marginal.

El alivio de la presión que Estados Unidos ejerce sobre sus socios comerciales en el marco del TLCAN, comenzaría si la Casa Blanca se diera cuenta que “seguridad petrolera” no significa una situación de “autosuficiencia”, y que “dependencia en importaciones petroleras” no necesariamente implica “vulnerabilidad ante interrupciones de oferta”. La seguridad energética norteamericana pudiera ser un juego de suma positiva, no sólo para sus socios comerciales sino para el resto del mundo, de encontrar maneras de administrar la actual dependencia, en vez de buscar a toda costa una pretendida independencia energética.

Lo anterior implica que Estados Unidos sustente una concepción más actualizada y fresca sobre sus políticas de sanciones a países como Irán y Libia. La actual política es detrimental a la seguridad energética norteamericana, porque obstruye la diversificación y expansión de la capacidad de producción petrolera mundial, y también fortalece los riesgos de interrupciones de oferta petrolera.

Asimismo, un cambio de óptica en la política energética de Estados Unidos tendría que reconocer que la mejor opción sería permitir tanto a México como a Canadá el aprovechamiento planeado de sus recursos de hidrocarburos. Esto también beneficiaría a Estados Unidos, toda vez que el efecto de altos precios petroleros sobre los niveles de desempleo es superior a aquellos que altas tasas de interés pudieran ocasionar.

BALANCE Y PERSPECTIVAS DEL TLCAN EN EL PLANO ENERGÉTICO: EXPLORACIÓN DE NUEVAS CONSTRUCCIONES INSTITUCIONALES Y REGULACIONES EN EL PLANO TRANSNACIONAL

Ángel de la Vega Navarro

El enfoque del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), como su nombre lo indica, es preponderantemente comercial. Cualquier tipo de comercio se acompaña, sin embargo, de reglas e instrumentos: los mercados no son una construcción económica pura, sino también y sobre todo una construcción social e institucional. Con todo, la integración en América del Norte se sitúa de manera predominante en la línea de la teoría tradicional, la cual reduce la integración y su acompañamiento institucional a la eliminación de obstáculos al intercambio y al libre juego del mercado.

El TLCAN contiene esencialmente dos aspectos: reducción de las tarifas aduanales y apertura de cada país miembro a las inversiones provenientes de los otros dos. En el espíritu de ese tratado, una mayor integración significa el predominio de los intereses privados, al mismo tiempo que se reducen a su mínima expresión los públicos, así como las formas de propiedad y de gestión estatal. Este proyecto también se presenta como un proceso de integración y de relación entre economías muy desiguales, a las cuales se pretende imponer normas y estándares correspondientes al país que domina el proceso de integración, tanto en el plano económico como en otros que generalmente quedaban fuera de los ámbitos del intercambio comercial.

En el TLCAN no parece tener cabida la idea de un proceso que siga las formas de integración comúnmente aceptadas: zona de libre cambio, unión aduanera, mercado común, comunidad económica y unión monetaria. Además, como se sabe, el tratado no prevé mecanismos institucionales semejantes a los fondos estructurales europeos. Como se verá

más adelante, ello no significa que no incluya aspectos diferentes de los estrictamente comerciales, ni que no contenga un acompañamiento institucional específico. Sin embargo, en relación con otras experiencias de integración como la europea, en la que ha primado el papel del Estado y los acuerdos políticos, aquí se pretende que el mercado tenga el papel predominante en la integración y que a éste se subordinen las instituciones políticas y las regulaciones que de ellas emanen.

Se trata pues de una institucionalidad regida por el mercado y acompañada de una “gobernanza” particular que enmarcará en adelante los movimientos de capitales y de mercancías.¹ La globalización, en efecto, no solamente abarca procesos económicos: es un “proceso de integración económica que comprende tanto gobernanza como mercados”.²

En ese contexto, es útil examinar el contenido y las implicaciones del TLCAN y preguntarse si constituye un modelo para acuerdos como el Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA) u otra generación de acuerdos. El análisis se referirá de manera particular al tema energético en dos puntos sucesivos:³

1. La energía en el TLCAN. Disparidades y límites en una zona de libre cambio.
2. Las contribuciones del TLCAN a una nueva institucionalización y al diseño de una nueva gobernanza para los intercambios energéticos.

Al analizar los flujos energéticos comerciales, se tendrá presente que no se trata de bienes como cualquier otro, sino que son: 1) bienes estraté-

¹ Aunque “gobernanza” existe en español desde hace varios siglos, aquí se utiliza como equivalente de los términos *governance* (inglés) y *gouvernance* (francés), cuyo uso se ha generalizado en las dos últimas décadas, tanto en la literatura política-económica como en la vinculada a las relaciones y acuerdos internacionales. Su significado es más general que el de “gobierno”, ya que engloba las acciones y diversas prácticas formales e informales de poderes, autoridades y diversos actores políticos, económicos y administrativos que conducen un país o un determinado asunto internacional (derechos humanos, medio ambiente, etc).

² Boyce James K., “Green and Brown? Globalization and the Environment”, *Oxford Review of Economic Policy*, Oxford University Press, Oxford, Reino Unido, vol. 20, núm. 1, 2004, p. 105.

³ El énfasis en este aspecto se explica porque este trabajo se presentó en el simposio: “El petróleo en el Tratado de Libre Comercio de América del Norte y en las negociaciones del ALCA”, organizado en el marco del Congreso de Bratislava arriba mencionado.

gicos relacionados con la seguridad energética e incluso nacional de los países. El petróleo, por ejemplo, se encuentra una vez más en el centro del conflicto internacional: no es un bien intercambiable como cualquier otro, es decir *a typical world market commodity*, y 2) bienes provenientes de un sector cuyas industrias tienen un papel específico dentro del aparato productivo del país, de manera particular en los países en desarrollo.

LA ENERGÍA EN EL TLCAN: CONTENIDO, LÍMITES Y CARENCIAS

Realidades y dinámicas muy diferentes se hicieron presentes durante las negociaciones del TLCAN, las cuales se reflejaron en los resultados que quedaron plasmados en el tratado. El grado de imbricación entre las economías y sus sectores, entre otros aspectos, quedaron de manifiesto en lo que Canadá y México, respectivamente, estuvieron dispuestos a aceptar en su sector energético. El de México se mantuvo, cuando menos formalmente, como una excepción, lo cual se cuestiona periódicamente. Por ejemplo, en la declaración conjunta de los presidentes de Estados Unidos y México y el primer ministro de Canadá, durante la Cumbre de las Américas de Quebec, en abril de 2001, se insistió en que “los beneficios de TLCAN” deberían extenderse a todas las regiones y sectores, y en la necesidad de “coordinar esfuerzos en apoyo de mercados energéticos eficientes en América del Norte”.

El movimiento hacia una mayor articulación de los mercados energéticos en América del Norte se plantea muchas veces como el resultado de una convergencia y armonización de los entornos institucionales y de los sistemas de regulación. Sin embargo, en la actualidad se presentan diferentes asimetrías en el plano de las políticas energéticas, de los arreglos institucionales y de la convergencia regulatoria. Esto es evidente en el caso de los tres países del TLCAN y lo es aún más si la visión se extiende al conjunto del continente americano. Al tener presentes los grandes proyectos y designios, no hay que olvidar que ni América del Norte ni el resto del continente americano son un bloque homogéneo; tampoco lo son cada uno de sus componentes. Los actores, las regiones, los estados, los mercados y las instituciones difieren.⁴

⁴ Estudios recientes sobre la globalización están tomando cada vez más en cuenta las

Canadá y México: dos situaciones diferenciadas

Algunos datos caracterizan la situación relativa de Canadá y México, en lo que a hidrocarburos se refiere: mientras que en 2003 Canadá produjo 2.98 millones de barriles diarios de petróleo y 6 300 millones de pies cúbicos de gas natural al año, México produjo 3.78 millones de barriles diarios de petróleo y 1 300 millones de pies cúbicos de gas natural al año.⁵ Mientras que los dos países exportan cantidades similares de petróleo crudo a Estados Unidos, Canadá es también el más importante proveedor de gas de ese país, así como de diversos productos petroleros. México, por su parte, es importador neto de gas y de varios derivados del petróleo.

En lo que respecta a los intercambios energéticos, en América del Norte existen dos situaciones claramente diferenciadas: la que corresponde a las relaciones entre Canadá y Estados Unidos y la que se refiere a las relaciones entre este último y México.

En el primer caso, un buen resumen de la situación se encuentra en las siguientes líneas: “Las economías energéticas de Canadá y Estados Unidos se han integrado estrechamente [...] el comercio energético ha crecido significativamente y ha mantenido una orientación de mercado, estimulada por la desregulación y respaldada por el TLCAN.”⁶ La consideración acerca del TLCAN es importante. No se presenta como el motor de la integración energética que se logró al incrementarse de manera explosiva los intercambios energéticos comerciales. Aún más, como esos mismos autores señalan: “Es tentador decir que la gran expansión de las exportaciones de petróleo y gas natural canadienses a Estados Unidos en los pasados 15 años es un tributo a los acuerdos de libre comercio. Creemos que es más un tributo a la desregulación mutua de esas industrias en los años ochenta [...] la inspiración detrás de la expansión del comercio sigue siendo un entorno desregulado.”

disparidades institucionales, no solamente las económicas. Véase Boyce James K., “Green and Brown?..”, *op. cit.*, p. 106: “La ‘Globalización’, aquí definida como la integración de actividades económicas en el mundo, ha sido un proceso desigual, no sólo a través de las regiones sino también a través de las esferas sociales que estructuran la actividad económica.”

⁵ Para ambos países, las cifras (redondeadas) provienen de BP, *Statistical Review of World Energy*, junio, 2004.

⁶ Paul G. Bradley y Campbell G. Watkins, “Canada and the U.S.: A Seamless Energy Border?”, *C.D. Howe Institute Commentary*, núm. 178, abril, p. 35.

Puede decirse que, en el caso de esos dos países, el TLCAN vino solamente a enmarcar, con un conjunto de garantías institucionales, un proceso de simbiosis económico-energética ya en marcha. Este aspecto es importante para el análisis de las perspectivas del TLCAN y de su proyección en el plano continental. Desde la perspectiva de Estados Unidos, el sector energético debería desarrollarse, en una gran zona de libre comercio, siguiendo el modelo de las relaciones que ya existen en las industrias del petróleo, del gas y de la electricidad entre ese país y Canadá.

Por lo que a México se refiere, su sector energético quedó formalmente fuera del TLCAN. Concretamente, en relación con el petróleo, mantuvo su derecho a determinar sus niveles de exportación sin garantizar a sus socios un aprovisionamiento preferencial. Sin embargo, las exportaciones de petróleo, consistentes sobre todo en crudo dirigido a Estados Unidos, han aumentado sistemáticamente desde la firma de ese tratado.⁷ México, en efecto, orienta más de 85% de sus exportaciones de crudo hacia Estados Unidos y se comporta como un proveedor confiable de su vecino y socio en el TLCAN, al asegurar 16% de sus importaciones. Después de los ataques del 11 de septiembre de 2001, el presidente Fox confirmó de inmediato la disponibilidad del petróleo mexicano para las necesidades de ese país.

Está claro que los yacimientos mexicanos tienen numerosas ventajas para el aprovisionamiento energético en América del Norte: cercanía, productividad de sus pozos, costos, etc. La situación financiera de Pemex, sin embargo, tomando en cuenta los montos de su contribución a las finanzas públicas, además de otros factores como la situación de las reservas, las tendencias del consumo interno, y además, no asegura la continuidad de su papel como exportador. Por una parte, los cambios constitucionales que serían necesarios para una apertura a capitales y compañías extranjeras y que podrían modificar la situación de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, no se prevén para un horizonte cercano; por otra, una reforma en profundidad de Pemex, la cual debería incluir sobre todo una modificación de sus relaciones con el Estado, en particular en el plano fiscal, ha tardado en materializarse.

⁷ Entre 1993 y 2004, las exportaciones de petróleo aumentaron en alrededor de 500 000 barriles diarios; una cifra que algunos países de la OPEP no alcanzan para sus exportaciones totales.

En América del Norte, tanto Canadá como México son proveedores de energía de Estados Unidos, pero sus situaciones son diferentes, de manera particular en cuanto al marco en el que se establecen esas relaciones. En el caso de Canadá, las relaciones son más estrechas y están caracterizadas por una menor asimetría. Las desregulaciones de uno y otro lado de la frontera han permitido un proceso de convergencia que se acerca a una simbiosis económico-energética. En el caso de México, aunque el sector energético se presenta como una excepción dentro del TLCAN, de ese tratado se han derivado progresivamente nuevas relaciones energéticas que van más allá de la compraventa de petróleo o gas:

- a) en lo que respecta al gas natural, lo mismo que en el caso de los petroquímicos básicos, México se reservó en principio el comercio exterior y el transporte, almacenamiento y distribución hasta las ventas de primera mano. De hecho, los consumidores privados mexicanos y los proveedores canadienses y de Estados Unidos pueden negociar directamente ventas y contratos de aprovisionamiento, desempeñando Pemex sólo el papel de “*third party*”;
- b) la competencia entró en México bajo la cobertura del tratado, formal o informalmente, en ciertos campos monopolizados anteriormente como el de la generación de electricidad;
- c) México se comprometió a revisar y a clarificar sus procedimientos sobre los mercados públicos de las empresas energéticas;
- d) se reclasificaron numerosos productos petroquímicos antes reservados al Estado para hacer posible su producción por empresas privadas. En particular, México eliminó las restricciones que existían para la inversión extranjera en 14 de las 19 categorías de productos petroquímicos básicos y sobre todos los productos secundarios, y
- e) de manera más amplia, ahora existen nuevos arreglos que provienen de la política de apertura al mercado mundial y que se traducen en la aplicación de la licitación internacional de los contratos de obra pública de las empresas e institutos de investigación del sector energético.⁸

⁸ Véase A. Jaime Aboites, *et al.*, “Transformaciones de las relaciones entre Pemex y el IMP. La experiencia de innovación tecnológica de los catalizadores”, Coloquio Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina, UNAM-Université PMF de Grenoble, México, D.F., 5-7 de noviembre del 2003.

La apertura y la liberalización en otros sectores de la economía han modificado de hecho las modalidades del aprovisionamiento energético y los marcos en los que se sitúa el funcionamiento de las industrias energéticas en México. Nociones como “autonomía” o “autosuficiencia energética” han dejado progresivamente su lugar a otras como el logro del “abastecimiento energético mediante los intercambios comerciales”. Entonces, más allá de las excepciones que México logró introducir en el TLCAN y de los límites a las relaciones comerciales en el campo energético, ese tratado inició un proceso en el que toman su lugar progresivamente nuevos elementos de tipo institucional y regulatorio. Esos elementos, como fue percibido muy pronto en Estados Unidos, pueden abrir dinámicas institucionales nuevas. En esto consiste su significado más interesante.⁹

En el documento conocido como Informe Cheney (mayo, 2001), se habla de mercados unificados, de la necesidad de expandir el marco energético de América del Norte, de acelerar las inversiones interfronterizas en ductos y redes eléctricas, de facilitar el otorgamiento de permisos y, en términos generales, de desarrollar la mayor integración energética entre los socios del TLCAN. Con todo, se está lejos todavía del gran mercado del que se ha hablado desde el inicio de la administración del presidente G. W. Bush. En particular, el vicepresidente Cheney ha insistido en “un enfoque que considera a toda América del Norte como a un gigantesco mercado”.

En ese sentido, también se constatan elaboraciones conceptuales no sólo en la academia sino también en los niveles gubernamentales en donde se analiza el comercio internacional de energía entre los tres países. Un ejemplo es el informe trigubernamental elaborado con el título “North America-Regulation of International Electricity Trade”, un documento de referencia para la expansión del comercio y de la cooperación energética entre los tres países.¹⁰ “Un sistema norteamericano de suministro,

⁹ “El TLCAN incluye un *importante rediseño del proceso de contratación y compras gubernamentales* con el objeto de asegurar que las ofertas estadounidenses y canadienses reciban una consideración clara. Esta revisión hace una *importante contribución a la construcción de la infraestructura legal de México* y, en ese sentido, es una de las más importantes partes del TLCAN”, CBO (U.S. Congressional Budget Office), “Energy and Petrochemicals in the North American Free Trade Agreement”, *CBO Papers*, julio, p. 18. Las cursivas son del autor.

¹⁰ Ese informe fue compilado a fines del 2002 por el North American Energy Working Group (NAEWG), un panel diseñado para impulsar la mayor cooperación energética entre los tres países.

confiable y que funcione adecuadamente, es clave para las metas de los tres países en materia de seguridad energética y crecimiento económico”, declaró el secretario de Energía, Spencer Abraham, con motivo del lanzamiento de ese estudio. Esos documentos, aunque desfasados aún de los hechos reales, son interesantes más allá del plano declarativo porque en ellos se expresan proyectos, enfoques, nuevas elaboraciones conceptuales que pueden encontrar su camino en la definición de las políticas.

*Requerimientos energéticos del socio predominante
en el área del TLCAN*

Desde antes del 11 de septiembre de 2001, el gobierno de Estados Unidos ya había inscrito la seguridad energética como un punto central de su agenda, y otorgó a la diversificación de los aprovisionamientos importancia estratégica. Por otra parte, si bien ese país está dispuesto a hacer grandes esfuerzos para incrementar la oferta, tanto dentro como fuera de su territorio, está mucho menos dispuesto a controlar su demanda o a incrementar la eficiencia energética: en la actualidad consume 25% del petróleo del mundo e importa 60% de su oferta de petróleo. En lo que respecta al gas, desde el año pasado ha quedado claro que Estados Unidos enfrentará de manera creciente un problema de oferta, si se consideran las tendencias de su consumo interno.¹¹ Ello hará presión constante sobre los países con recursos de hidrocarburos importantes, sobre todo sus vecinos y socios en el TLCAN.

De hecho, se han acentuado las implicaciones hemisféricas, particularmente para Canadá y México, ya que Estados Unidos considera “seguro” el petróleo que proviene de sus vecinos y socios. Así se ha asumido en las más altas esferas oficiales del vecino país: “Las fuentes más importantes y confiables de energía para Estados Unidos son sus vecinos y nosotros estamos reforzando la cooperación energética con Cana-

¹¹ Véase el informe del National Petroleum Council (2003), para una presentación de la situación y perspectivas de la oferta y la demanda de gas natural en Estados Unidos y Canadá. Una constatación crucial de este informe es la caída de la producción de esos dos países, desde 2002, contrariamente a lo esperado en informes previos. En los próximos años esa caída proseguirá, frente a una tendencia creciente de la demanda.

dá y México”.¹² En un contexto en el que este país importa dos veces más petróleo del hemisferio occidental que del Medio Oriente, se ha abierto también paso el concepto de una “política energética continental”, la cual tiene por objeto asegurar la accesibilidad y disponibilidad de los recursos energéticos, eliminando los obstáculos para su exploración, producción y transporte y facilitando la presencia y acción de las compañías privadas mediante la instauración de entornos institucionales favorables. No se trata solamente de remover los obstáculos para el comercio de mercancías energéticas, sino de abrir espacios a las inversiones y a los agentes que las pueden realizar —en primer lugar las compañías energéticas privadas— desmantelando los marcos institucionales que no sean funcionales a ese objetivo e instaurando aquellos que lo puedan favorecer.

Los grandes designios, sin embargo, se enfrentan a las realidades y restricciones de cada país. Por un lado, no es seguro que el comercio energético entre Estados Unidos y Canadá se incremente a las mismas tasas que se dieron durante los años noventa, en parte por las crecientes necesidades internas de este último y por las perspectivas de su producción y reservas. Esto aparece cada vez con mayor claridad en el caso del gas: como lo muestran diversos trabajos recientes, no es nada seguro que Canadá pueda incrementar sus exportaciones al ritmo en que crece-

¹² Alan Larson. Under Secretary for Economic, Business and Agricultural Affairs, Department of State “Geopolitics of oil and natural gas”, *Economic Perspectives*, mayo, 2004 <<http://usinfo.state.gov/journals/journals.htm>>. Por lo que respecta al lado mexicano, algunas propuestas consideran necesario reorientar la gestión de los hidrocarburos tomando en cuenta la seguridad energética de Estados Unidos. Tal es el caso de una propuesta hecha por el embajador Andrés Rozental, ex subsecretario de Relaciones Exteriores de México y actualmente presidente del Consejo Mexicano de Asuntos Internacionales. Según esa propuesta, México podría desempeñar un papel fundamental en el contexto de una mayor seguridad norteamericana, garantizando un aprovisionamiento seguro de los Estados Unidos en petróleo. Para ello serían necesarias nuevas modalidades de financiamiento con una participación preponderante del sector privado. La propuesta fue hecha en la conferencia “Au delà du libre-échange: consolider l’Amérique du Nord”, organizada por el Forum sur l’intégration nord-américaine, el 27 de marzo de 2003, en Montreal. Véase Gérard Cadet, “Le pétrole mexicain: frein au développement d’un marché nord-américain de l’énergie”, *Chronique des Amériques*, junio, 2003 <http://www.ameriques.uqam.ca/pdf/Chro_0304_petromex.pdf>. Se trata de una publicación del Observatoire des Amériques, Centre d’Études Internationales et Mondialisation, asociado a la Faculté de Science Politique et de Droit y al Institut d’Études Internationales de Montreal.

rán los requerimientos de Estados Unidos.¹³ Hasta ahora Canadá exporta a este país, el más importante consumidor de gas natural en el mundo, una séptima parte de su consumo total. En el futuro las importaciones de Estados Unidos deberán descansar de manera creciente en importaciones de gas natural licuado (gnl). De hecho la Energy International Administration (EIA) espera que esas importaciones crezcan en 16% anualmente entre 2002 y 2025, introduciéndose así un nuevo dato en las perspectivas de la integración energética en América del Norte.

Por otro lado, en el caso de México, el gobierno estadounidense desearía, como lo ha manifestado en varias ocasiones, que México se convirtiera también en un proveedor importante y confiable de gas natural, lo cual sería factible si dispusiera de los recursos financieros necesarios o si abriera sus yacimientos a la intervención de las compañías extranjeras en las actividades de exploración y producción (EP). Tomando en cuenta esas dos restricciones, lo más probable es que en lugar de convertirse en un importante exportador, México continúe importando cantidades crecientes de gas natural, ya sea de sus socios en el TLCAN o de otras zonas geográficas por la vía del gnl. En la actualidad, el consumo de México representa 6% del total de América del Norte, y no puede ser satisfecho completamente por la producción local. En 2003, las exportaciones de gas de Estados Unidos a México a través de gasoductos, se elevaron a 333 000 millones de pies cúbicos, un nivel récord que representó un crecimiento de 26.5% respecto a 2002.

Al considerar lo anterior, se pueden señalar sin embargo algunas pistas que permiten presumir —aunque con incertidumbres e indeterminaciones— una mayor integración energética entre México y Estados Unidos. No sólo son factores geográficos los que llevan a insistir en este ángulo bilateral: a pesar de que el TLCAN constituye un acuerdo trilateral, las relaciones bilaterales siguen siendo determinantes. En este marco, en efecto, la integración está avanzando en varias direcciones, algunas de las cuales se profundizarán en los próximos años. Se puede esperar, por ejemplo, mayor presencia en México de capitales en exploración y producción (EP) de gas no asociado, según las formas de contratación usua-

¹³ Véase, por ejemplo, Frank Clemente (senior professor of Social Science, Penn State University), “Canada Cannot Solve Our Natural Gas Problem”, artículo aparecido en el sitio de Energy Pulse, *Insight, Analysis and Commentary on the Global Power Industry* <<http://www.energypulse.net/centers/front.cfm>>

les en la industria (contratos de riesgo, los cuales son ahora inconstitucionales). También se puede pensar en la instalación de nuevas centrales eléctricas en la frontera mexicana para abastecer a Estados Unidos (aunque pueden presentarse problemas para el abastecimiento de gas de esas centrales, debido a las insuficiencias de la producción doméstica y de las reservas de este energético y a que no es seguro que se pueda contar con importaciones de Estados Unidos). En cuanto a objetivos más elevados de exportación de petróleo crudo a ese país, es posible que se enfrenten limitaciones, por las capacidades de producción y reservas probadas existentes. Además, se tendrían que revisar los acuerdos con la OPEP y encarar una posible colisión con los principales rivales en ese mercado: Arabia Saudí y Venezuela. Lo que no se puede descartar es que sean las importaciones de productos refinados provenientes de Estados Unidos las que aumenten en los próximos años: por ahora alcanzan 15% de la demanda interna de esos productos.

En otros campos, es posible que se materialicen acuerdos o asociaciones estratégicas que impliquen aportación de tecnología o financiamiento para la exploración de crudo en los Hoyos de Donas, en el Golfo de México. El problema está en definir hasta dónde está México dispuesto a avanzar en el plano fiscal y contractual, ya que no hay que olvidar que los agentes que disponen de tecnología y financiamiento para las actividades de exploración y producción (EP) en aguas profundas son las compañías petroleras. El objetivo principal de éstas es el acceso a los recursos, y acorde con ello norman su comportamiento en el plano contractual y fiscal. No es casualidad si las *majors* no se han interesado realmente en los contratos de servicios múltiples, como quedó de manifiesto en el caso de la primera ronda de licitación de esos contratos.

En lo que respecta al gas natural, frente a las limitaciones que encuentra la expansión de la producción interna, una de las opciones consideradas, además de la búsqueda de la participación de capitales externos en EP, es la ampliación de la infraestructura (gasoductos, compresores, etc.) que haga posible el crecimiento de la importación de gas natural de Estados Unidos. En el momento actual, existen diez puntos de interconexión con ese país y cuatro más se planean, así como el incremento en la capacidad de transporte. Esto ha dado lugar a relaciones institucionales en ambos lados de la frontera —por ejemplo entre la Comisión Reguladora de Energía y la Texas Railroad Commission— con el objetivo de desarro-

llar nuevos proyectos y lograr mejor abastecimiento energético. La importación de gas de Estados Unidos no puede ser, sin embargo, una solución de largo plazo para satisfacer la demanda interna, ya que en el futuro ese país tendrá sus propias restricciones, tanto en oferta como en sus reservas. Un aspecto que despierta ahora creciente interés de las compañías energéticas extranjeras es el del gnl, sobre todo por las limitaciones que encuentra la EP de gas natural en territorio mexicano frente la previsible explosión de la demanda en los próximos años. En otras regiones (Asia Pacífico, Caribe, América del Sur, Medio Oriente, etc.) se encuentra gas disponible y puede ser licuado y transportado a territorio mexicano, no sólo para la demanda interna sino también para ser reexportado hacia Estados Unidos. Empresas estadounidenses y europeas cuentan ya con proyectos; los ojos puestos en el mercado mexicano y en el estadounidense, que les interesa seguramente mucho más. Se trata de empresas como: Shell, Total, Repsol, BP, Chevron Texaco, Exxon Mobil, Sempra, entre otras.

LAS CONTRIBUCIONES DEL TLCAN A UNA NUEVA
 INSTITUCIONALIZACIÓN Y EL DISEÑO DE LA NUEVA GOBERNANZA
 PARA LOS INTERCAMBIOS ENERGÉTICOS

Desde el punto de vista de los intercambios energéticos comerciales, el cuadro que se presenta a diez años de la entrada en vigor del TLCAN no es particularmente brillante en lo que respecta a la integración energética de México en el marco de América del Norte. Sin embargo, ese tratado, más allá de las cuestiones referentes a ese tipo de intercambios, ha abierto perspectivas que probablemente tengan mayor interés y alcance, sobre todo para la nueva generación de acuerdos comerciales y de integración.

Con la globalización se han estado desarrollando en el mundo nuevas formas de acceso a los recursos naturales, acompañadas de novedosos cuerpos legales y tratados para facilitar las inversiones y los intercambios en el campo energético. Entre ellos se encuentra el TLCAN (capítulo XI), además del *Energy Charter Treaty* (ECT, 1994), de varios tratados bilaterales e incluso proyectos abortados como el AMI (Acuerdo Multilateral de Inversión), el cual se venía negociando en el marco de la OCDE. El ECT

ha dejado incluso de ser europeo y sirve como modelo para proyectos de integración energética en otras regiones. Esos nuevos cuerpos legales buscan favorecer las inversiones en un plano global y proporcionarles seguridad legal y económica en los países receptores, respeto de las obligaciones contraídas por los Estados, repatriación de ganancias en divisas convertibles, y arbitraje internacional, entre otros.¹⁴ La cuestión fiscal tiene una importancia particular: al tipo de regímenes fiscales que se tiende a imponer en la actualidad —por ejemplo en las relaciones entre los países consumidores y las compañías petroleras internacionales, por un lado, y los países exportadores, por el otro— se agregan precisamente las disposiciones de los tratados internacionales (ECT, TLCAN, OMC, entre otros).

Las transformaciones de la economía y de sus diferentes sectores no tienen que ver solamente con las reformas internas; están relacionadas también con ese nuevo contexto institucional que se está construyendo en el plano internacional. En ese marco, es preciso plantear, por ejemplo, el papel del Estado con sentido renovado. La incorporación de México a tratados u organismos internacionales (TLCAN, OMC), con las modalidades e impactos de la integración en curso, replantea los alcances de una política industrial tradicional, sin eliminar sus posibilidades.

El TLCAN y su significado institucional

Como se dijo, desde la perspectiva de Estados Unidos “integración económica” se identifica con “comercio y plena apertura al movimiento de capitales”, con fuerte presencia de las empresas privadas. Tanto el TLCAN como el ALCA carecen de la dimensión política y social a la imagen de la que existe en la integración europea, sin que ello signifique que el primero no se vea acompañado de un proceso de institucionalización *sui generis*.

¹⁴ En lo que respecta al TLCAN, A. Larson plantea las cosas de la siguiente manera: “La confiabilidad del comercio energético se ve incrementada por la proximidad geográfica. Más importante que la geografía son, sin embargo, el imperio de la ley (*rule of law*) y las condiciones de inversión predecibles creadas por el Tratado de Libre Cambio de América del Norte, redes integradas de ductos y relaciones basadas en una oferta confiable de largo plazo. Estamos trabajando continuamente para mejorar ese marco de imperio de la ley y de condiciones predecibles de inversión en América del Norte, aun si buscamos construir marcos similares en otras regiones.” (*Op. cit.*).

En esta perspectiva, si bien está claro que un tratado de libre cambio tiene por objetivo facilitar e incrementar el comercio entre los que lo suscriben, gracias a la formulación de ciertos principios, “el reconocimiento y la sanción de esos principios plantean un conjunto de problemas de armonización, transposición e incorporación de leyes, reglamentos, normas y directivas que aplicados al conjunto de los campos y de los sectores cubiertos por esos acuerdos, pueden provocar profundas modificaciones del marco institucional”.¹⁵ Los cambios que traen consigo y necesitan esos acuerdos son ahora más vastos, ya que tienen que ver con los servicios, la propiedad intelectual y las inversiones, los mercados públicos, así como con diversos mecanismos de negociación y arreglo de conflictos que exigen armonización de los marcos institucionales, jurídicos y regulatorios.

El TLCAN fue uno de los primeros acuerdos que introdujo un marco normativo transnacional e innovaciones que acompañan los aspectos comerciales; por ello, ha requerido dispositivos institucionales nuevos e intervenciones públicas y privadas en varios campos, diferentes de los relacionados únicamente con el impulso o la remoción de obstáculos al libre comercio. Las normas del TLCAN, el cual fue concebido como un primer paso en la perspectiva de un vasto mercado libre “de Alaska a la Tierra del Fuego”, rebasan la eliminación de los derechos de aduana y de otras restricciones a los intercambios comerciales; incluye medidas para abrir los mercados públicos, para certificar los productos, para proteger la propiedad intelectual y para asegurar el acceso equitativo de los inversionistas a cada uno de los países de América del Norte. Extensiones del tratado han añadido medidas en el campo del medio ambiente y de ciertos aspectos de la legislación social. Todo eso exige una operación de normalización de una envergadura considerable, la cual queda en parte reflejada en la cantidad de comités, subcomités y grupos de trabajo encargados de realizar de manera detallada un sinnúmero de normas. En ellos tienen, por cierto, presencia destacada intereses privados propiamente comerciales, lo cual constituye una de las innovaciones en relación con las responsabilidades usualmente asumidas por instancias públicas.

¹⁵ D. Brunelle, O. Leblanc y C. Marinelli, “La gouvernance au temps du libre échange une étude des mécanismes de mise en œuvre de l’Alena et de l’ACI”, *Groupe de Recherche sur l’Intégration Continentale*, Université de Québec à Montréal, 2002. Las traducciones de citas, salvo que se indique lo contrario, son del autor de este trabajo.

Un proceso de integración como el que plantea el TLCAN va necesariamente acompañado de otro de adaptación y ajuste de las normas nacionales a las globales; entendidas éstas, en el caso de América del Norte, como aquellas que responden a las exigencias e intereses comerciales de la potencia hegemónica en la zona de integración.¹⁶ Ese proceso conduce a la implantación de una “gobernanza” de tipo particular en la región de América del Norte, la cual se pretende instaurar a través de las negociaciones económicas y comerciales, y tras considerar el conjunto del continente.¹⁷ Esta situación involucra evidentemente a México, pero también preocupa a Canadá: “En las disputas con Estados Unidos sobre la política comercial, el TLCAN provee la solución, pero está por ver si el tratado es lo suficientemente fuerte para proteger los intereses canadienses contra los de Estados Unidos.”¹⁸

En lo que respecta a México, al TLCAN se le otorgó un papel clave en lo interno, en la perspectiva de un cambio institucional de conjunto.¹⁹ Restricciones externas de tipo institucional fueron fijadas para que los procesos de desregulación, de liberalización, de apertura de la economía y de saneamiento de las finanzas públicas, resultaran irreversibles. Esto forma parte de un designio más vasto: trabajar en el sentido de la “reinstitutionalización” de las sociedades latinoamericanas, de la gene-

¹⁶ Los protagonistas del tratado tienen otro punto de vista sobre esta cuestión. Es el caso de Carlos Salinas de Gortari: “El TLC significaba un nuevo tipo de relación bilateral entre dos vecinos distanciados por la historia. Además daba certidumbre de acceso a los productos mexicanos en el mercado más grande del mundo. Por primera vez las cuestiones laborales y ambientales [...] tenían cabida en un acuerdo comercial. En suma, el TLC representaba la posibilidad de institucionalizar la cooperación y establecer una relación de nuevo tipo con los Estados Unidos.” “TLC. Ayer, hoy y mañana”, *Reforma* (suplemento *Enfoque*), 15 de diciembre, 2002.

¹⁷ “Asistimos [en el caso de América del Norte] a la instauración de una gobernanza muy original en relación a las que prevalecen dentro de otros espacios regionales (...) los parámetros de esa gobernanza son en primer lugar el resultado de exigencias que vienen en gran parte de ese socio económico que son los Estados Unidos y de que esas exigencias tienen por objetivos sancionar un régimen que la Casa Blanca quisiera eventualmente instaurar en el nivel multilateral”. Véase: D. Brunelle; O. Leblanc y C. Marinelli, *op. cit.*

¹⁸ Paul G. Bradley y G. Campbell Watkins, “Canada and the U.S.: A Seamless Energy Border?”, *C.D. Howe Institute Commentary*, núm. 178, abril, 2003, p. 35.

¹⁹ Se retoman aquí planteamientos hechos en Ángel de la Vega Navarro, *La evolución del componente petrolero en el desarrollo y la transición de México, Programa Universitario de Energía*, UNAM, 1999, cap. 5.

realización de ciertas reglas, instituciones y comportamientos. Estados Unidos se sitúa así en la continuidad de su política: proponer o imponer a las sociedades latinoamericanas elementos clave de su modelo de libre cambio, de economía de mercado y de democracia liberal.²⁰

En ese marco, se otorga un trato privilegiado a las empresas e inversionistas estadounidenses, tanto frente a los gobiernos como a las empresas nacionales, tal como lo ha visto con claridad Joseph E. Stiglitz.²¹ Esas empresas o inversionistas pueden recurrir a tribunales especiales si se sienten perjudicados por la regulación de algún país; pero los perjudicados por esas empresas –por ejemplo en el plano ambiental– no tienen ese mismo tipo de protección ni pueden recurrir a tribunales internacionales y recibir compensaciones. Dado lo anterior, según Stiglitz:

Todo esto tiene implicaciones importantes para la propuesta Área de Libre Comercio de las Américas, y para los países que piensan en firmar acuerdos bilaterales con Estados Unidos [...] Estados Unidos [...] quiere que los países latinoamericanos comprometan sus soberanías nacionales y que estén de acuerdo en “protecciones” para el inversionista.

Otro tipo de medidas discriminatorias favorables a las empresas extranjeras se refiere a los mercados públicos a los cuales se exige transparencia y apertura plenas, cuando nada parecido se considera para las compras de esas empresas las cuales pueden muchas veces con comportamientos monopólicos favorecer o afectar a quienes lo consideren con total discrecionalidad.

²⁰ Alfredo G. A. Valladao, *Le Retour du Panaméricanisme. La Stratégie des Etats-Unis en Amérique Latine après la Guerre Froide*, Centre de Recherches et d'Études sur les Stratégies et les Technologies, Ecole Polytechnique, París, 1995, p. 149, insiste mucho sobre este aspecto: “reorganizar las instituciones políticas y económicas del planeta alrededor del liderazgo norteamericano [...] una ambición que apunta, poco a poco, a integrar al mundo en un marco hecho de normas y de comportamientos –jurídicos, económicos, comerciales, políticos y aun culturales– inspirándose en la ‘democracia de mercado’ norteamericana. [El TLCAN] al establecer normas draconianas en campos clave, que afectan no solamente a lo jurídico sino también a lo político, se convierte por ello mismo en un poderoso centro mundial de elaboración y de promulgación de normas, de reglamentaciones y de comportamientos económicos. Y, en particular, en adelante constituye la regla a la cual deberán más o menos alinearse los demás países latinoamericanos, si quieren tener acceso a ese fabuloso espacio.” Las cursivas son originales.

²¹ “The Broken Promise of NAFTA”, *New York Times*, 6 de junio de 2004.

Ese tipo de comportamientos, en éste y en otros campos, explica las reticencias que se mantienen en México ante el posible regreso de las compañías petroleras. Como en otros casos, la historia de este país recuerda: "En el caso del petróleo, la autoridad más importante no ha sido siempre el Estado, en tanto que es representado por el gobierno nacional, sino la compañía petrolera o el grupo de compañías petroleras que administran efectivamente el mercado".²²

CONSIDERACIONES FINALES

El TLCAN representa una de las primeras experiencias de reglamentación de la globalización desde una perspectiva liberal. No carece de un proceso de institucionalización; reproche que frecuentemente se hace al TLCAN en referencia a la construcción europea. Más bien ese proceso adquiere características específicas: se trata de una reglamentación fuertemente orientada por la filosofía liberal, según la cual el único propósito de la acción política es construir un entorno institucional y reglamentario que propicie la libre concurrencia y la competencia entre actores privados. Una versión más actualizada de esta visión, que toma en cuenta la existencia de firmas multinacionales, considera que éstas, al actuar de acuerdo con los principios de maximización de la ganancia, efectúan una asignación eficiente de los recursos en el ámbito internacional. Entonces, desarrollar un entorno reglamentario que favorezca la actuación de estas firmas debe ser necesariamente benéfico. Ésta es la racionalidad que rige la búsqueda de marcos y mecanismos para una mayor presencia y participación de las firmas multinacionales en la economía en general y, en particular, en sectores como el energético.

En el caso de la energía, hacer el balance desde el enfoque comercial predominante en el TLCAN no es muy halagüeño; no lo es para la relación Canadá-Estados Unidos, aunque los intercambios han aumentado significativamente, ni tampoco para la que se ha establecido entre México y Estados Unidos. En el primer caso, el motor de la expansión de los intercambios ha sido la mayor homogeneización desde el punto de vista

²² Susan Strange, *States and markets: An Introduction to International Political Economy*, Pinter Publishers, Londres, 1994, pp.194.

regulatorio; en el segundo, si bien existe mayor imbricación energética entre los dos países, ilustrada por el lugar que ocupan las exportaciones de petróleo mexicano y, en alguna medida, las de gas estadounidense en sentido contrario, el TLCAN solamente ha tenido en ello efectos indirectos, ya que el sector energético mexicano fue formalmente excluido.

Para el futuro, con o sin TLCAN, todo hace suponer que los pesos geopolíticos y las urgencias financieras incidirán en el mantenimiento de México como un exportador de petróleo crudo, en su gran mayoría hacia Estados Unidos, siempre y cuando logre aumentar sus reservas y su producción al mismo tiempo que libera un excedente para la exportación, después de satisfacer las necesidades crecientes de su mercado interno. En cuanto al gas natural, es probable que las necesidades de México encuentren solución parcial fuera del área del TLCAN, con el transporte y la regasificación de gnl desde otras zonas geográficas.

En el nuevo contexto internacional, posterior al 11 de septiembre de 2001 y a la invasión de Irak, la política energética hemisférica de Estados Unidos ha adquirido resonancias nuevas: vía el mercado o por otros mecanismos, los recursos energéticos de un país del hemisferio no pueden permanecer ajenos a las necesidades de aquél. Las preocupaciones sobre su seguridad energética están llevando progresivamente a Estados Unidos a políticas de un perfil más intervencionista, tanto internas como externas. Estas últimas aparecen con fuerza en zonas más lejanas como el Medio Oriente, como lo muestra la política y las acciones concretas de ese país, pero países del continente americano no parecen estar a salvo de ellas.

Planteadas las cosas en esos términos, convendría actualizar cuestiones que parecían evidentes al analizar acuerdos comerciales o procesos de integración. Una de ellas es la de saber —como señala un estudio de la UNCTAD (2002)— si los países con recursos energéticos podrán “preservar su capacidad, en el contexto de negociaciones comerciales futuras, de utilizar sus recursos naturales de energía para promover su desarrollo y reforzar su competitividad en el mercado mundial, mientras que defienden y mejoran el acceso al mercado para sus productos”.

Frente a estos hechos, tendencias y preguntas, algunos Estados y organismos internacionales buscan márgenes de maniobra para definir, por ejemplo, reglas dentro de las cuales se desarrollen intercambios o actividades de tipo mercantil o de otra índole, como las que tienen que

ver con bienes públicos internacionales. Sin embargo, algunos Estados son más poderosos que otros y pueden imponer reglas para encaminar a esos mercados a trabajar en beneficio de ellos, sin olvidar el regreso a formas más primitivas de adquisición de bienes y recursos. Los próximos años serán decisivos.

ASPECTOS FISCALES DE LA APERTURA PETROLERA EN MÉXICO

Juan Carlos Boué

Yo no creo que sea una equivocación acometer con palabras una tarea a la que muchos, con mayor presunción, han acometido con las obras; ya que los errores que yo cometiese, escribiendo, podrían ser corregidos sin daño alguno, mientras que los errores que cometen aquéllos, operando, no pueden ser conocidos más que con la ruina de los imperios.

Niccolás Maquiavelo, *Dell'Arte della Guerra*, proemio

Hoy por hoy el marco legal que rige las actividades de la industria petrolera en México es considerablemente más restrictivo que el de cualquier otro país del mundo (Cuba y Corea del Norte incluidos). En la medida en que el aislamiento de México dentro del escenario petrolero mundial ha ido en aumento, la industria petrolera nacionalizada se ha convertido en un blanco cada vez más expuesto a los ataques políticos y económicos provenientes de los países desarrollados (y muy especialmente de Estados Unidos). Las hazañas de la dirigencia del sindicato petrolero no han hecho más que acrecentar la vulnerabilidad del régimen institucional petrolero mexicano, a la cual también ha contribuido grandemente la renuencia de sucesivos gobiernos de acometer una reforma fiscal integral que permita comenzar a dar respuesta al problema de la pobreza extrema en la que vive la mayoría de la población. Por todo lo anterior, no son pocos los observadores que piensan que para cuando se cumpla el septuagésimo aniversario de la expropiación petrolera, existe la posibilidad de que Pemex ya no sea el único operador en la industria petrolera mexicana, no obstante las enormes dificultades que plantea una reforma constitucional ahora que en México ya no existe un régimen político dominado por un partido de gobierno.

¿Cuándo tendrá lugar la apertura petrolera en México, tan vilipendiada por unos y ansiada por otros? Los primeros argumentan que ha arrancado ya, si bien de manera clandestina, a través de la iniciativa de Contratos de Servicios Múltiples (CSM) para la cuenca de Burgos. Pero aunque no cabe duda de que la apertura del sector figura muy alto entre los objetivos que persiguen los impulsores de estos “nuevos mecanismos de colaboración con la iniciativa privada”, la verdad es que la suerte que corran los CSM difícilmente será el factor que determine la velocidad del proceso de apertura petrolera en México.¹ Sus promotores niegan que estos contratos de servicio sean contratos a riesgo (los cuales están estatutariamente prohibidos); aducen en defensa de esta postura que los pagos a los supuestos contratistas siempre se hacen en metálico y no en especie, y que nunca hay cambio en la titularidad de los hidrocarburos (los cuales se producen a cuenta y riesgo de Pemex). Pero da la casualidad que en los CSM, la fórmula de remuneración de los contratistas está ligada al precio de mercado de los hidrocarburos, y no al precio de los insumos que se utilizaron en su producción, y es ésta justamente la característica “quintaesencial” de un contrato a riesgo. Por lo tanto, los CSM se encuentran al margen de la legislación mexicana vigente en materia petrolera (y también de la Ley de Obra Pública, por otras razones), y aunque el actual Ejecutivo federal parezca estar dispuesto a ignorar este detalle, esto probablemente no va a ser suficiente para contrarrestar la renuencia de las grandes compañías petroleras a arriesgar su capital amparadas por contratos de dudosa legalidad.²

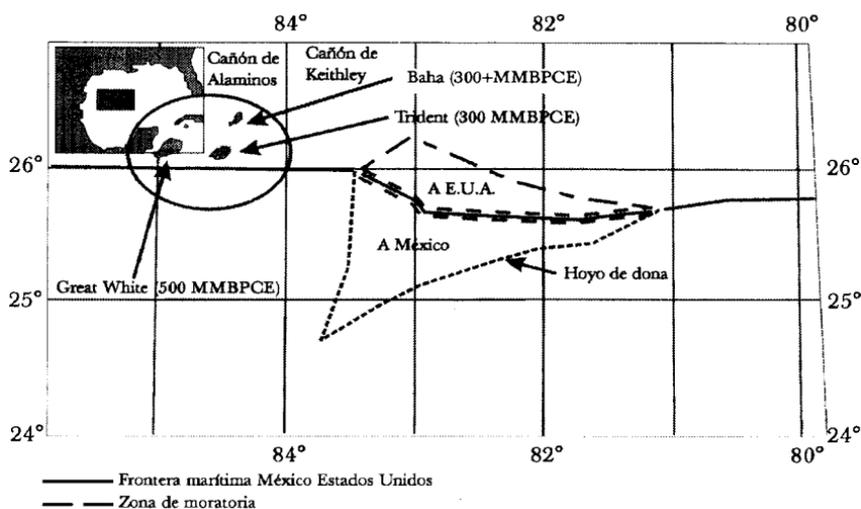
Ahora bien, independientemente de que la iniciativa de contratos de servicio termine o no por naufragar, la apertura petrolera en México efectivamente se acerca más con cada día que transcurre, merced al progreso de las actividades de exploración y producción en la provincia de aguas profundas del Golfo de México. Como puede apreciarse en la gráfica 1, en la división administrativa del Cañón de Alaminos (localizada en el Área Occidental de Planeación del sector estadounidense del Golfo) se han perforado ya cinco pozos que han descubierto volúmenes

¹ Luis Ramírez Corzo, *Retos y oportunidades de la exploración y producción de hidrocarburos en México*, México, D.F., Pemex, 2002, p. 44.

² La raquítica participación registrada en las licitaciones de CSM para la cuenca de Burgos es una prueba concreta de esta renuencia.

apreciables de hidrocarburos, y su localización geográfica plantea cierto riesgo de que el desarrollo de estos prospectos desemboque en la explotación de yacimientos transfronterizos. Por esta razón, la perforación del primero de estos pozos (Baha) en 1996 atrajo airadas protestas de la administración Zedillo, aunque la de los pozos subsiguientes –cuyas posibilidades de desarrollo son bastante más favorables– pasó más bien desapercibida en México, probablemente como consecuencia del triunfo de Vicente Fox en las elecciones presidenciales del 2000 y el viraje en la política petrolera mexicana que este acontecimiento ha supuesto.³

El riesgo de que un desarrollo en aguas estadounidenses produzca hidrocarburos provenientes de reservas localizadas del lado mexicano de la frontera no es inminente, ya que el área en que se encuentran estos



Gráfica 1

Campos petroleros descubiertos en el sector estadounidense de la región fronteriza del Golfo de México

bpce: barriles de petróleo crudo equivalente.

Fuente: D. Applegate, "Doughnut Holes in the Gulf of Mexico", *IBRU Boundary and Security Bulletin*, núm. 5, 1997.

³ El pozo en el prospecto Baha fue abandonado a finales del 2001, ya que Shell no pudo convencer a sus socios de invertir más dinero en un programa de evaluación.

pozos es tan remota que los costos de desarrollo son todavía prohibitivamente altos (perforar un pozo exploratorio en el prospecto Baha costó a Shell y sus socios aproximadamente 120 millones de dólares, y un programa de desarrollo para un campo de 500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente costaría no menos de 3 000 millones de dólares). Sin embargo, esta situación no perdurará, y es probable que los costos de desarrollo en la zona se abatan a niveles más razonables incluso antes de 2010, fecha en la cual desaparecerá el impedimento político que representa la veda actualmente en vigor sobre las actividades de exploración y producción en la faja fronteriza comprendida dentro del así llamado “hoyo de dona”, cuya partición entre México y Estados Unidos se ratificara el 9 de junio de 2000.⁴

Para cuando esta veda expire, la instrumentación de un programa de contraperforación (*offset drilling*) del lado mexicano de la frontera (pensado para impedir que hidrocarburos que serían mexicanos por su localización original en el subsuelo migren a través de arenas de alta porosidad y terminen produciéndose en pozos estadounidenses) todavía estará más allá de las posibilidades de Pemex. La cartera de Pemex de proyectos de inversión con rendimientos superiores a los de desarrollos en aguas profundas seguirá siendo larga, la disponibilidad de capital de inversión de la compañía seguirá siendo insuficiente, y su experiencia con la tecnología de vanguardia utilizada en aguas profundas seguirá siendo escasa. Por ende, en un futuro no muy lejano, algún gobierno mexicano podrá argüir plausiblemente que tendrá que ofrecer concesiones petroleras en estas áreas fronterizas a compañías privadas, so pena de renunciar al usufructo de recursos que son de la exclusiva propiedad y dominio de México.

Ahora bien, cuando un gobierno tiene que diseñar e instrumentar sobre la marcha un régimen institucional radicalmente nuevo, corre el

⁴ El acuerdo de partición dio a Estados Unidos 38% de las 5 092 millas náuticas cuadradas comprendidas en la región, y a México el resto. El acuerdo también estableció una faja de exclusión de 1.4 millas náuticas a ambos lados de la frontera, en reconocimiento de la posible existencia de yacimientos transfronterizos. Ambos países se comprometieron a observar una moratoria de diez años sobre cualquier actividad de exploración y producción en el área. Cuando expire la moratoria, ambos países podrán permitir la perforación en su sector de la antigua zona de exclusión, previa notificación al otro. Véase David Applegate, “Doughnut Holes in the Gulf of Mexico”, *IBRU Boundary and Security Bulletin* (Durham), núm. 5, 1997, pp. 70-72.

riesgo de cometer errores y omisiones costosos, máxime si —como sucede en el caso mexicano— se trata de un neófito en la materia que no ha tenido que lidiar con compañías petroleras extranjeras por espacio de décadas. La tarea se complica aún más si se tiene que llevar a cabo en presencia de fuertes presiones externas (de las cuales la enmienda Ballenger al Foreign Relations Authorization Act de 2003-2004 constituye un buen ejemplo reciente). Pero lo que magnifica de manera alarmante el riesgo inherente a una tarea tan delicada es el hecho de que la discusión sobre la apertura —en las esferas tanto del gobierno como de la opinión pública de México— ha girado exclusivamente en torno de los conceptos polares de “soberanía nacional”, por un lado, y “eficiencia”, por el otro. No es de sorprender, por lo tanto, que esta discusión haya resultado tan emotiva como estéril. Y es que la neurótica obsesión de un campo por preservar los símbolos y apariencias externas de la soberanía y la insistencia ciega del otro campo de que la política económica se haga con libro de texto (preferiblemente de la Universidad de Chicago) en mano, les ha impedido a ambos apreciar una verdad fundamental del negocio petrolero. Esta verdad es que en un país como México confiar la explotación de yacimientos especialmente fecundos a una compañía estatal, más que ser una cuestión de derecha versus izquierda (capital privado versus estatismo), es una cuestión de arriba versus debajo: es decir, qué parte de la colosal renta económica que generan estos yacimientos se queda con el dueño de los recursos petroleros y qué parte se queda con el operador que los explota.

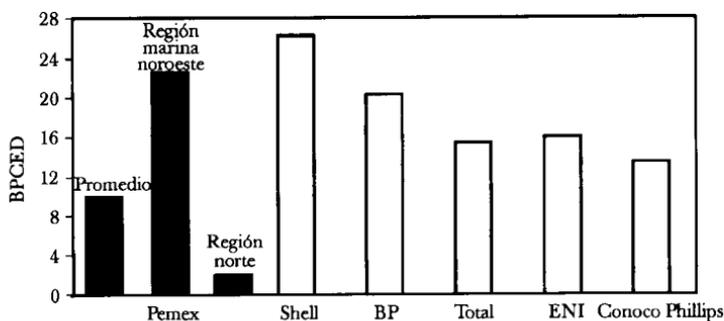
Para los gobiernos de aquellos países donde se encuentran los yacimientos petroleros más grandes y productivos (como México), la cuestión de cuáles son las mejores opciones para valorizar sus recursos petroleros es inseparable de la cuestión de la forma concreta en que imponen tributo a las actividades de exploración y producción.⁵ Por lo tanto, la piedra de toque de cualquier política de apertura en estos países tiene que ser la estructura impositiva que habrá de regir en el sector, y no tanto la forma de organización de la industria. Y es que hablando en plata, ni la propiedad de los recursos del subsuelo ni la soberanía sobre los mismos valen para nada si no están bien apuntaladas fiscalmente.

⁵ El campo supergigante Cantarell es el quinto más grande jamás descubierto en el mundo.

Esto se puede ilustrar de manera muy reveladora recurriendo a un sencillo ejercicio, en el cual se comparan algunos indicadores financieros clave de Pemex con los de una de las mayores petroleras multinacionales, Royal Dutch Shell (en adelante Shell).

No cabe duda que —como ilustra claramente la gráfica 2— en términos de los criterios usuales de desempeño empresarial (producción por empleado, digamos), Pemex va muy a la zaga de Shell y otras compañías privadas (y esta brecha se está ampliando). Pero existen otros criterios, igualmente válidos desde un punto de vista económico, en los cuales Pemex aventaja claramente tanto a Shell como a las demás compañías privadas del mundo. Ahora bien, tanto para el gobierno como para los habitantes de México, dichos criterios —de índole fiscal— son de mayor relevancia que los anteriores para evaluar el desempeño de Pemex, ya que son éstos los que indican la remuneración patrimonial que el gobierno está capturando en su doble calidad de representante del dueño de yacimientos fecundos de un recurso natural no renovable (la nación mexicana), por un lado, y de regulador del acceso a estos recursos, por el otro.

Antes de entrar propiamente en materia fiscal, cabe aclarar las consideraciones de índole metodológica por las cuales se escogió a Shell para



Gráfica 2

Producción total de hidrocarburos por compañías petroleras

BPCED: barriles de petróleo crudo equivalente por día.

Fuente: Deutsche Bank, *Major Oils 2002* (Deutsche Bank Global Oil and Gas Research); Pemex, *Memoria de labores*.

protagonizar este ejercicio comparativo. Estas consideraciones tienen que ver con el detalle fino de la información estadística que esta empresa publica en torno de los aspectos fiscales de sus actividades de exploración y producción. Desde 1993, Shell –contrariamente a todas las demás multinacionales petroleras– reporta sus desembolsos por concepto de regalías por separado de todos sus demás costos de producción (otras compañías simplemente subsumen los desembolsos por concepto de pago de regalías en el rubro de costos totales de producción, sin hacer distinción alguna). Esto quiere decir que Shell es la única entre estas empresas para la cual resulta posible calcular el monto total de la retribución patrimonial que hace a los dueños de los recursos hidrocarbúricos que explota (es decir, la suma de sus pagos por concepto de regalías, derechos de explotación y pagos de impuesto sobre la renta asociados a actividades de exploración y producción).

Las estadísticas de producción y costos que publica Shell tienen el atractivo analítico adicional de que la compañía segrega sus operaciones en Estados Unidos de las del resto del mundo, y da un tratamiento muy distinto a las regalías que paga fuera y dentro de ese país. Mientras que Shell contabiliza las primeras como simples pagos en efectivo, a las segundas las considera como volúmenes producidos a cuenta de otras personas y liquidados en especie a boca de pozo. Consecuentemente, Shell deduce el volumen de estas regalías de su producción bruta de hidrocarburos. Esta distinción es de gran importancia, porque en Estados Unidos los recursos minerales del subsuelo pertenecen al superficiario y no, como es el caso en todos los demás países del mundo, a una entidad colectiva como la nación, la Corona o el Estado. *Strictu sensu*, entonces, los dueños de la parte de la producción que corresponde a la regalía son personas físicas o morales cuyas relaciones contractuales con arrendatarios como Shell se rigen por el derecho mercantil privado.⁶ La regalía en Estados Unidos es simplemente un pago pactado entre arrendatarios (compañías petroleras), por un lado, y arrendadores (terratinentes), por el otro. La abrumadora mayoría de los segundos son individuos del sector privado; pero, ni aun en los sitios donde la producción petrolera

⁶ En el caso concreto de Shell, la mayoría de sus regalías en la práctica se pagan al gobierno federal de Estados Unidos, pero solamente porque tres cuartas partes de la producción de la compañía tiene lugar aguas afuera en el Golfo de México, en áreas bajo jurisdicción federal.

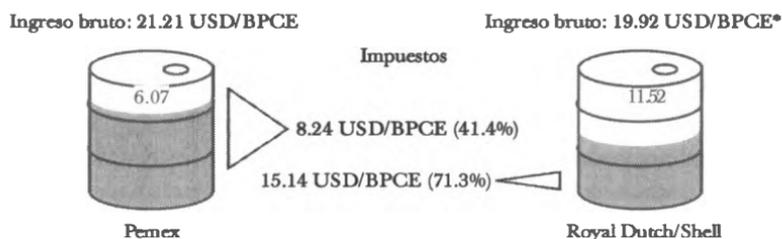
tiene lugar en terrenos públicos, se considera a la regalía como un gravamen que un poder soberano impone como condicionante del acceso a recursos minerales que pertenecen a la colectividad que representa.⁷ Huelga decir que los pagos asociados a arreglos contractuales de esta naturaleza no tienen cabida en un ejercicio como éste, cuyo objetivo es resaltar las consecuencias económicas asociadas a la decisión de un soberano de confiar la explotación de sus recursos petrolíferos ya sea a una empresa estatal o bien al capital privado. Afortunadamente, la “puntillosidad” contable de Shell significa que sus cifras globales de costos de regalía se pueden utilizar sin tener que restarles cifras estimadas (y necesariamente inexactas) de regalías liquidadas en Estados Unidos. El único ajuste necesario para llevar a cabo los cálculos de renta por barril que siguen a continuación consiste en substraer la producción de hidrocarburos de Shell en Estados Unidos de su producción en el resto del mundo.

Cerrado este paréntesis metodológico, podemos pasar a las cifras. Durante el año 2001, por ejemplo, la producción global de hidrocarburos de Shell (sin incluir a Estados Unidos) fue de 3.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día (pced), mientras que la de Pemex fue de 3.93 millones. Las ventas de primera mano de estos volúmenes generaron un total de 19 965 millones de dólares en ingresos para Shell y 33 220 millones para Pemex.⁸ En términos unitarios, dichas cifras equi-

⁷ En palabras del Office of Management and Budget del Congreso estadounidense, los arrendamientos en tierras federales constituyen operaciones en las cuales “el gobierno, no actuando en su capacidad de soberano, arrienda o vende bienes o recursos [...] en un ambiente de negocios” (*Federal Register*, vol. 65, núm. 187, 20 de septiembre, 2000, p. 57771). Se estima que en la actualidad hay en Estados Unidos 4.5 millones de personas físicas o morales con título a regalías petroleras (Ian Rutledge, “Profitability and Supply Price in the U.S. Domestic Oil Industry: Implications for the Political Economy of Oil in the 21st Century”, *Cambridge Journal of Economics* [Cambridge], 2003, núm. 27, p. 5), de las cuales un millón están ligadas a la producción en tierras de Texas. Sin embargo, en la actualidad apenas 25% de la producción de crudo del país tiene lugar en tierras privadas. De la producción, 5% (300 000 de barriles diarios en 2000) se extrae de tierras que están bajo jurisdicción federal (localizadas principalmente en Wyoming y otros estados del oeste). Otro 26% (1.6 millones de bd) se extrae de aguas bajo jurisdicción federal (principalmente en el Golfo de México) y 38% (2.2 millones de bd) proviene de tierras que pertenecen al estado de Alaska. Finalmente, 4% de la producción (248 000 de bd) se extrae de aguas territoriales de los estados de Alaska, California, Louisiana y Texas.

valen a 17.40 dólares por bpce para Shell y 19.72 para Pemex (gráfica 3). De este monto, a su vez, Shell pagó a los gobiernos de los países donde opera un total de 7 596 millones de dólares en gravámenes directos a la producción de hidrocarburos (o sea, 38% de sus ingresos brutos), mientras que Pemex Exploración y Producción pagó al gobierno mexicano un total de 17 915 millones de dólares (o sea, 63% de sus ingresos brutos). En términos unitarios, dichas cifras equivalen a 6.62 dólares por bpce para Shell y 12.46 para Pemex.

La carga fiscal de Pemex incluye los dividendos garantizados asociados a los certificados de aportación.⁹ Pero no incluye el “impuesto de



Gráfica 3

Contribución fiscal para empresas petroleras seleccionadas, 2000

* Producción mundial fuera de E.U.
cifras en dólares por barril de petróleo crudo equivalente.

Fuentes: Royal Dutch-Shell Group of Companies, *Financial and Operational Information 1996-2000*; Pemex, *Anuario estadístico, Form 20-F* para el Securities and Exchange Commission.

⁸ La diferencia en precios unitarios se debe a que la proporción de petróleo crudo en la producción total de hidrocarburos es mayor para Pemex que para Shell.

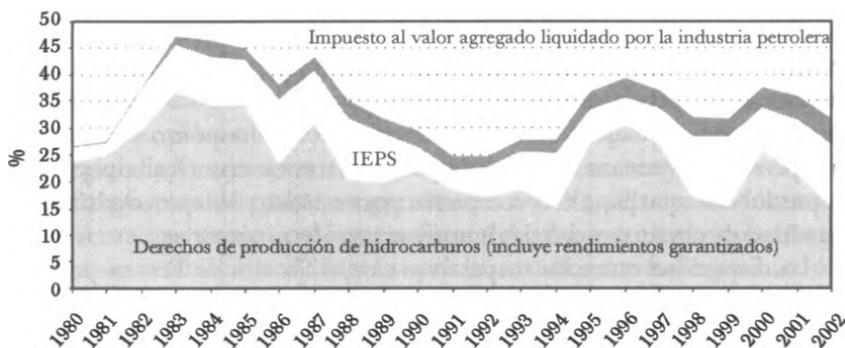
⁹ En marzo de 1990, como resultado de la instrumentación del paquete financiero para México de 1989-1992, un total de 7 580 millones de dólares de la deuda de Pemex con instituciones bancarias internacionales se intercambió por bonos Brady emitidos por el gobierno federal. Simultáneamente, la deuda de Pemex con el gobierno federal se incrementó en la misma cantidad (aunque no en moneda nacional). Luego, en diciembre de ese mismo año, la deuda se capitalizó como una aportación de capital bajo la forma de certificados de aportación (dado que Pemex no tiene acciones). Como condición de dicha capitalización, Pemex se comprometió a pagar un rendimiento mínimo garantizado (una

seguridad social” que la compañía tiene que pagar porque su dueño no está dispuesto a enfrentar las consecuencias políticas de permitirle depurar su plantilla laboral, y no emplear a decenas de miles de personas que resultan superfluas para sus actividades. El impacto negativo de este criptotributo sobre los costos totales de exploración y producción de la empresa (equivalentes a 21% de los ingresos brutos) sin duda ha contribuido al hecho de que Pemex venga reportando pérdidas en sus operaciones globales desde 1998. En contraste, los costos comparables de Shell representaron 11% de sus ingresos brutos, pero la compañía logró obtener ganancias *upstream* equivalentes a 26% de los mismos.

Estos números dejan muy en claro por qué un inversionista privado cualquiera no puede más que preferir a Shell sobre Pemex. Pero, a la vez, también indican por qué la perspectiva del gobierno mexicano (y, por extensión, la de los cien millones de personas que representa) debería ser diametralmente opuesta a la de dicho inversionista. Después de todo, el gobierno mexicano obtiene de 25 a 30% de sus ingresos fiscales a partir de los gravámenes directos a la producción petrolera (gráfica 4), y no —como sucede con el accionista de la Shell— a partir ya sea de los dividendos que la empresa declara sobre sus ganancias o de la apreciación de las acciones mismas.¹⁰ O sea, mientras que para un inversionista el valor de las operaciones de exploración y producción de una compañía privada es una función del valor presente neto de sus ganancias después de impuestos (porque es de allí de donde saldrán sus dividendos y los flujos que se utilizarán para invertir en hacer crecer a la compañía), la medida relevante del valor de las operaciones de exploración y producción de Pemex para el gobierno mexicano es el valor presente neto de las ganancias antes de impuestos (gráfica 5). Desde luego, si estas operaciones estuvie-

especie de dividendo) al gobierno, equivalente al pago de intereses sobre el monto de la deuda capitalizada. Entre 1991 y 2001, Pemex ha pagado 4 866 millones de dólares al gobierno federal por este concepto (en 2000 y 2001, los pagos fueron 588 millones y 230 millones de dólares, respectivamente). Los rendimientos garantizados funcionan como una regalía adicional, ya que representan una contribución obligatoria cuyo monto no depende de los ingresos netos.

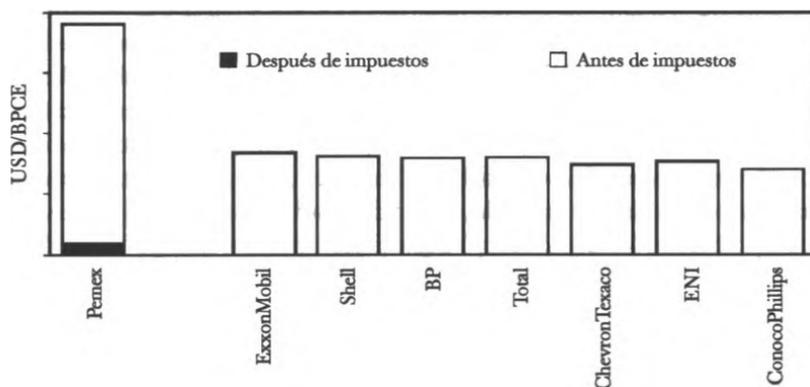
¹⁰ Las cifras de ingresos petroleros contra ingreso fiscal total del gobierno mexicano que generalmente circulan en el dominio público incluyen los tributos petroleros directos (más no los rendimientos garantizados a los certificados de aportación “A”), pero también el impuesto al consumo de combustibles automotores o Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS), y el impuesto al valor agregado liquidado por la industria petrolera.



Gráfica 4

México. Impuestos petroleros como proporción de los ingresos fiscales totales del gobierno federal, 1980-2002

Fuente: INEGI *Banco de información económica*, Pemex, *Anuario estadístico*, *Memoria de labores*.



Gráfica 5

Ganancias en exploración y producción de petróleo de empresas petroleras seleccionadas, 2001

BPCE: barriles de petróleo crudo equivalente.

Fuente: Deutsche Bank, *Major Oils 2002* (Deutsche Bank Global Oil and Gas Research); Pemex, *Anuario estadístico*.

ran en manos de compañías privadas y no en las de Pemex, también generarían algún valor para el gobierno mexicano, y por la misma vía (los impuestos a la producción). Consecuentemente, para el gobierno de México, el valor de Pemex en su calidad de operador monopólico de la industria petrolera mexicana estará dado por la diferencia entre los impuestos a la producción que paga esta compañía, por un lado, y los que pagarían, en igualdad de circunstancias, las empresas petroleras privadas.

La disparidad entre las respectivas cargas fiscales de Pemex y Shell, entonces, constituye el indicador por excelencia del valor adicional que el gobierno mexicano captura gracias a la manera en que hasta ahora ha ejercido su prerrogativa constitucional de “imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público”, al mantener el monopolio estatal sobre las actividades de exploración y producción de petróleo. Asombrosamente, una parte significativa de los miembros de la alta clase política de México parece ignorar la existencia de este valor adicional. Piénsese en este sentido en las declaraciones que un “alto funcionario” de la administración Zedillo hiciera alguna vez a la agencia noticiosa *Reuters* (bajo condición de estricto anonimato), en el sentido de que a él y algunos de sus colegas en el gobierno “nos encantaría deshacernos de Pemex [...] Pero no lo hacemos porque todavía somos los conservadores de un pasado dorado”.¹¹ Ahora bien, este supuesto pasado dorado subsiste en gran parte porque el celo reformista de los políticos antiestatistas mexicanos (tanto del PRI como del PAN) ha naufragado contra los escollos que representan la inflexibilidad de la Constitución mexicana en materia petrolera, por un lado, y la dificultad de reformarla en un contexto político auténticamente pluripartidista, por el otro. Pero la cita ciertamente demuestra que los miembros de la “vanguardia progresista” de la clase política mexicana no tienen ni idea de cuánto vale en metálico el pasado dorado al que tan despectivamente se refieren, ni tampoco de cómo cambiaría la situación financiera del gobierno mexicano si la tasa de imposición efectiva aplicable a las actividades de exploración y producción de petróleo en México fuera similar a las que las multinacionales petroleras pagan en aquellos países donde existen concesiones petroleras, contratos a riesgo, y demás.

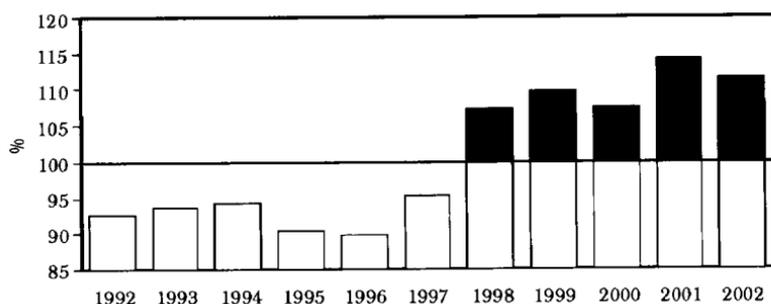
¹¹ Timna Tanners, “Mexico may relax grip on Pemex to end cash woes”, *Reuters*, 9 de diciembre, 1998.

En vista de la proveniencia de su salario, el funcionario al que se hace referencia arriba ciertamente debería de saber que si la razón de pagos de impuestos directos contra ingresos brutos de la industria petrolera mexicana en el año 2001 hubiera sido igual a la que enfrentó Shell a escala global, por ejemplo, los ingresos brutos del sector petrolero mexicano habrían tenido que ser superiores en 18 700 millones de dólares a los observados, para que el ingreso fiscal del gobierno mexicano se mantuviera sin cambio. Esto hubiera supuesto un aumento en la producción total de hidrocarburos del país del orden de 65% (equivalente a 2.6 millones de BPCED) siempre y cuando los precios internacionales no hubieran reaccionado negativamente ante tan fuerte incremento (algo que no suena plausible, sobre todo cuando se piensa en las reacciones previsibles de otros países ante un aumento de tal magnitud). Pero si el precio internacional efectivamente hubiera caído (en 35%, digamos, para colocarse en 12.80 dólares por bpce), el aumento en la producción requerido habría sido del orden de 100%. Y es pertinente aclarar que estas imponentes cifras probablemente representan el mínimo ajuste necesario para mantener al gobierno en una posición de indiferencia. Después de todo, la carga fiscal global de Shell es el promedio de las tasas impositivas relativamente altas que la compañía enfrenta en jurisdicciones en las cuales su presencia data de 30 años o más (Brunei, Omán, Gabón, áreas tradicionales de Nigeria), y las tasas mucho más atractivas que privan en aquellas provincias en las que ha incursionado más recientemente (y que son responsables de una proporción significativa de su producción actual).

Ahora bien, una caída en la tasa de imposición petrolera como la que se describe arriba no tendría por qué desembocar fatalmente en un sacrificio fiscal del gobierno mexicano, aun en el caso extremo de que la producción se mantuviera constante. Concebiblemente, dicha caída podría compensarse a través de reducciones en costos de operación, siempre y cuando éstas reducciones tuvieran el efecto de aumentar el ingreso gravable (a la tasa más baja) de forma proporcional. Pero con todo y que las operaciones de Pemex son notoriamente ineficientes, las reducciones en costos necesarias para alcanzar este objetivo en el ejemplo hipotético que hemos planteado serían rayanas en la fantasía: 10 800 millones de dólares anuales en gasto devengado (usando el año 2001 como referencia). Esta cifra equivale nada menos que a 130% del gasto de inversión

que Pemex destinó en ese año a actividades de exploración y producción, y a 25% de los egresos totales de la empresa.

La gráfica 6 no deja lugar a dudas de que la carga fiscal que ha enfrentado Pemex desde de la década de los años ochenta ha sido tan pesada como para descapitalizar a la compañía. Ésta es una situación insostenible en el largo plazo, y una prueba fehaciente de que –como escribiera J. K. Galbraith en alguna ocasión– “el poder de cobrar impuestos es, ciertamente, el poder de destruir”.¹² Sin embargo, aun si el régimen fiscal mexicano se ajustara de manera tal que cuando menos se dejaran de gravar montos destinados a la reposición de activos fijos, la carga tributaria de Pemex seguramente seguiría siendo superior a la que cualquier compañía privada soporta, o estaría dispuesta a soportar, en cualquier otra parte del mundo. Después de todo, la esencia misma de la empresa capitalista es la minimización de costos, y los impuestos a la producción representan, con mucho, el rubro de costos más significativo dentro de la industria petrolera. Por ello, no es obra de la casualidad que el personal más talentoso en las empresas petroleras a menudo esté a cargo de los aspectos fiscales del negocio, como tampoco lo es que estas



Gráfica 6

Pemex. Impuestos petroleros (directos e indirectos)
como proporción de ganancias netas antes de impuestos, 1992-2002

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico, Memoria de labores*.

¹² John Kenneth Galbraith, *Money. Whence It Came. Where It Went*, Nueva York, Bantam Books, 1976, p. 111.

empresas dediquen una buena parte de sus formidables poderes de persuasión política y económica a desembarazarse en la medida de lo posible de este lastre.

En buena medida, el celo que las grandes multinacionales petroleras tienen por minimizar el pago de retribuciones patrimoniales es la principal razón por la cual uno de los primeros acuerdos a los que llegaron los signatarios del Pacto de Caballeros de El Cairo de 1959 (el pacto que llevó al nacimiento de la OPEP) fuera el de fundar a la brevedad compañías petroleras estatales en sus respectivos países. También aclara por qué uno de los apartados de la célebre “Declaración sobre Política Petrolera en los Países Miembros” de la OPEP (que data de 1969), estipula que dichos países “se esforzarán, en la medida de lo posible, por explorar y desarrollar sus recursos de hidrocarburos directamente”.¹³ Finalmente, explica también por qué los monopolios o casi monopolios petroleros estatales en exploración y producción por regla general tienden a sobrevivir justamente en aquellos países donde los yacimientos son especialmente prolíficos y la renta petrolera consecuentemente alta (México, el Medio Oriente, Venezuela). Y es que en estos países, el objetivo principal de las compañías petroleras estatales ha sido —y sigue siendo— el de servir como instrumentos para permitir la máxima recolección posible de renta petrolera (aunque, como sucede en la actualidad en México, los gobiernos de dichos países a menudo carezcan ya sea de la voluntad política o de la capacidad analítica para reconocer este hecho). Bajo este esquema de captura de renta económica, la maximización del valor de las compañías petroleras como tales, único norte admisible en la administración de empresas del sector privado, es un factor que queda relegado a un segundo (por no decir a un quinto) plano.

Ha habido casos de gobiernos de países petroleros que se han dejado convencer de la necesidad de replantear radicalmente sus relaciones con sus respectivas empresas estatales. Muchas veces, el móvil detrás de este tipo de viraje paradigmático ha sido el anhelo ancestral de trascender la odiosa e indignante situación de ser meros proveedores de materia prima, para incursionar en sectores que, como la refinación y la petroquímica, “agregan valor al barril”; es de recordar que en realidad llevan décadas sin generar retornos razonable sobre el capital invertido, razón por la

¹³ Resolución OPEP XVI.90.

cual las grandes empresas petroleras privadas han contraído significativamente sus operaciones en estos ramos, para concentrarse cada día más en ser meros proveedores de materia prima. En otras ocasiones, el impulso ha provenido de la idea que la imposición petrolera se tiene que abordar —para usar una muy reveladora frase del actual director general de Pemex— “desde la perspectiva de los factores que han asegurado el éxito de las mayores compañías del mundo”.¹⁴

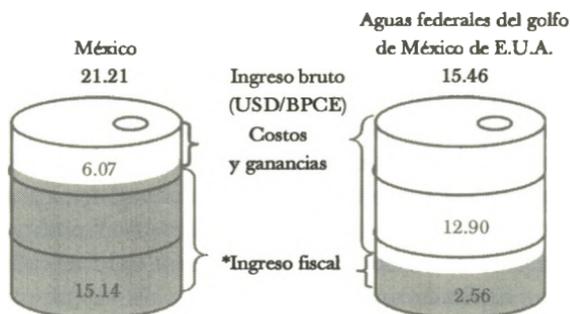
Sea cual fuere la motivación de estos giros de 180 grados en las prioridades de estos gobiernos de países petroleros, las consecuencias fiscales de los mismos han sido tan predecibles como desastrosas, como lo demuestra el caso de Venezuela. Durante la década de los años noventa, Petróleos de Venezuela (Pdvsa) se sacudió exitosamente la tutela fiscal de su gobierno. Hoy, el resultado tangible de que esta compañía se comportase en la práctica como una multinacional es un hoyo negro en las finanzas públicas venezolanas; se ha acelerado dramáticamente el colapso institucional y social que se ha vivido en Venezuela desde principios de la década de los años ochenta. Basta recordar que en 1981, los ingresos brutos generados por las exportaciones venezolanas de petróleo sumaron 19 100 millones de dólares, de los cuales el gobierno recibió 13 900 millones en impuestos directos. En el año 2000, en cambio, los ingresos brutos generados por las exportaciones venezolanas de petróleo totalizaron 27 300 millones de dólares (estableciendo una marca todavía no superada, y batiendo la previa por casi 14 000 millones), pero los ingresos fiscales (incluidos dividendos) apenas llegaron a 12 940 millones de dólares. La confrontación de las contribuciones fiscales de Pdvsa y Pemex (una empresa cuya producción de crudo es muy similar a la de Pdvsa, tanto en volumen como en calidad) es aún más esclarecedora. En el año 2000, los ingresos totales de Pemex (netos de impuestos al consumo de combustibles automotores) totalizaron 50 300 millones de dólares, de los cuales la compañía pagó 24 300 millones en impuestos directos (y dividendos garantizados) al gobierno mexicano. En ese mismo año, los ingresos totales de Pdvsa rebasaron los 53 600 millones de dólares pero el gobierno venezolano no llegó a percibir ni siquiera 13 000 millones en ingreso fiscal.

Ahora bien, es indudable que las ineficiencias en las operaciones de Pemex disipan fuertes sumas de dinero. Asimismo, nadie discute que

¹⁴ Luis Ramírez Corzo, *Retos y oportunidades...*, op. cit., p. 6.

esta disipación sería menor si la explotación de los recursos petroleros mexicanos estuviera a cargo de empresas privadas, especialmente si éstas fueran las grandes multinacionales. Pero, contrariamente a lo que muchos piensan, esta mejoría potencial no constituye en sí misma una justificación aceptable para abrir las actividades de exploración y producción al capital privado, por una razón muy sencilla: las pérdidas asociadas a la ineficiencia de Pemex son considerablemente menores a los ingresos fiscales que el gobierno mexicano sacrificaría si modificara sus esquemas impositivos para hacerlos más flexibles y favorables para los inversionistas privados, a la manera de los esquemas que predominan en los países donde empresas como Shell operan. En pocas palabras, la disyuntiva que se plantea entre eficiencia, por un lado, e ingreso fiscal, por el otro, es profundamente asimétrica en términos de sus costos tangibles versus sus beneficios potenciales.

Considérese la gráfica 7, en la cual se compara la razón ingreso fiscal sobre ingresos brutos para la industria petrolera en México, contra la



Gráfica 7

Impuestos petroleros directos en provincias petroleras seleccionadas, 2000

* Ingreso fiscal E.U.: regalías, bonos, rentas superficiales, impuesto federal a la renta.

* Ingreso fiscal México: derechos de hidrocarburos, impuestos a los rendimientos extraordinarios, dividendos garantizados.

*** en dólares por barril de petróleo crudo equivalente.

Fuente: Minerals Revenue Management, *Federal Offshore Collections by Commodity and Revenue Type*; Pemex, *Anuario estadístico*.

que impera en las aguas bajo jurisdicción del gobierno federal de Estados Unidos (una provincia cuyo marco institucional y régimen fiscal, a la manera de ver de muchos, constituye un ejemplo para el gobierno mexicano). Como se puede constatar, en el año 2000, la tasa efectiva de imposición en las aguas federales de Estados Unidos (de donde se extrae la cuarta parte de la producción doméstica tanto de crudo como de gas natural de ese país) fue inferior en 50% a la que prevaleció en México. Si se toma como base el precio de realización por barril de Pemex para ese año, se puede ver que cada caída de un punto porcentual en la tasa efectiva de imposición en México le habría costado al gobierno mexicano 737 millones de dólares (o sea, 0.47 dólares por bpce). Esto quiere decir que la pérdida en ingreso fiscal asociada a una caída de tan sólo 3.3 puntos porcentuales habría igualado las pérdidas totales que Pemex Refinación reportó en ese año (2 450 millones de dólares).

Esta asimetría tiene una dimensión adicional, casi tan importante como la anterior. Los impuestos que paga Pemex son ya tan altos que a cifras de producción total comparables, la apertura de las actividades de exploración y producción al capital privado no puede más que afectar negativamente el ingreso fiscal del gobierno mexicano. Pero a la vez, el dispendio en las operaciones de Pemex es tan grave que ésta podría lograr mejorías significativas a cambio de esfuerzos relativamente menores. Las experiencias de Pemex en los últimos quince años constituyen un buen ejemplo de ello. Ciertamente, los avances conseguidos por Pemex a partir de su reorganización en 1992 lucen modestos en comparación con los logros de empresas sometidas a la disciplina del mercado de capital, e incluso de las aspiraciones de la dirigencia de la empresa misma y el gobierno federal. Sin embargo, estos avances no son despreciables ni tampoco necesariamente fáciles de revertir. Si bien la nómina de la compañía puede no estar contrayéndose mucho de momento, seguramente no volverá a alcanzar las cifras registradas a mediados de la década de los años ochenta. Asimismo, aunque la influencia indeseable del sindicato petrolero sobre las operaciones de la empresa no se ha eliminado ni mucho menos, han quedado atrás los días en que el sindicato podía esperar sin más la asignación de contratos multimillonarios de Pemex, por ejemplo.

Ahora bien, la mayoría de quienes apoyan la idea de la apertura no disputan la aseveración de que la renta por barril producido siempre

será menor en un marco institucional que permita la participación del capital privado. Pero también argumentan que no obstante lo anterior, el gobierno mexicano podría aspirar a una mejoría neta en sus finanzas gracias a la mayor producción y la reducción en los costos de operación que inevitablemente traería aparejada la explotación de los recursos petroleros mexicanos por compañías privadas. Para aumentar el atractivo de sus propuestas, los aperturistas plantean escenarios deslumbrantes en los cuales muestran incrementos sensibles tanto en el volumen de producción como en los ingresos fiscales, y de paso en las ganancias después de impuestos de la industria (esto último a consecuencia de la adopción de un régimen fiscal neutral ante la inversión, pensado para maximizar el volumen de producción).

Por ejemplo, en un momento en que Pemex producía 2.6 millones de barriles diarios de crudo, Wesley Smith (un analista del Heritage Foundation) hacía la siguiente aseveración: “La mayoría de los expertos petroleros consideran que la producción se podría incrementar a 4.5 millones de bd a través de una operación más eficiente. Gravados a la tasa general de impuesto sobre la renta de 35% [...] estos 1.9 millones de bd adicionales casi duplicarían los ingresos fiscales”.¹⁵ El problema con este tipo de escenarios, sin embargo, es que convenientemente ignoran que los ingresos incrementales asociados a la maximización de volúmenes han demostrado una indiscutible propensión a nunca materializarse. Los escenarios aperturistas tienden a subestimar o ignorar que cualquier aumento de producción significativo de un país exportador generalmente provocará incrementos similares en otros países, lo cual incidirá nega-

¹⁵ Wesley R. Smith, “Oil and Prosperity: Reforming Mexico’s Petroleum Monopoly”, *The Heritage Foundation Background* (Washington, D.C.), 1992, núm. 923, p. 7. Hufbauer y Schott citan un estudio en el cual se estimaba –algo fantiosamente– que en el periodo comprendido entre los años 1991 y 2010, la apertura de las actividades de exploración y producción en México a la inversión extranjera, y la expansión de la producción mexicana de crudo a cinco millones de barriles para el año 2005, generarían ganancias para el gobierno del orden de 100 000 millones a 300 000 millones de dólares. Este cálculo estaba basado en pronósticos elaborados en el Departamento de Energía de E.U. que estimaban que la tasa anual de crecimiento en el precio internacional del crudo en dólares constantes de 1989 sería de 4.2%. Con el incremento en la producción mexicana, se estimaba que la tasa anual de crecimiento bajaría a 3.8%. Véase Clyde Hufbauer y Jeffrey J. Schott, *North American Free Trade: Issues and Recommendations*, Washington, D.C., Institute for International Economics, 1992, p. 208.

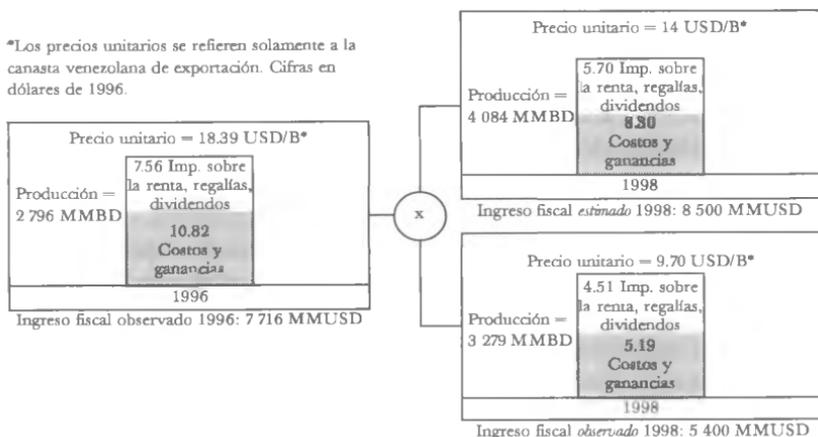
tivamente sobre los precios internacionales del petróleo. De acuerdo con los estimados de Smith, la producción incremental de crudo que Pemex alcanzó entre 1995 y 1998 (500 000 barriles diarios aproximadamente) debería haber generado 2 300 millones de dólares en ingresos fiscales adicionales (a una tasa efectiva de imposición de 34%), a un precio unitario de aproximadamente 14 dólares por barril. En realidad, el precio unitario registrado en 1998 fue de tan sólo 10.17 dólares por barril, y el ingreso petrolero fiscal de ese año fue inferior en 2 250 millones de dólares al de 1995, aun cuando los ingresos de Pemex se gravaron a la muy elevada tasa habitual.

Afortunadamente para su causa, el gobierno mexicano no tuvo ocasión de comprobar las desastrosas profundidades a las que podría haber descendido su ingreso fiscal si la tasa de imposición petrolera en 1998 efectivamente hubiera sido 35% que tan caro resultaba a Smith. Pero el gobierno de Venezuela no corrió con tanta suerte, merced a su receptividad (o indefensión, como se prefiera) ante el mensaje de “máximo volumen y mínima imposición” que con tanta efectividad pregona el liderazgo de Pdvsa a principios de la década de los años noventa. En los días que siguieron a la destitución del presidente Carlos Andrés Pérez (1993), el régimen fiscal venezolano se modificó radicalmente mediante la eliminación del Valor Fiscal de Exportación (una especie de regalía adicional variable) y la introducción de un generoso mecanismo de ajuste contra inflación en el procedimiento para el cálculo del impuesto sobre la renta. Luego, a partir de 1995-1996, el gobierno dio el espaldarazo a un plan estratégico de Pdvsa predicado en la producción de crudo a ultranza por empresas privadas sujetas a una imposición mínima, así como un desafío constante y público a los otros miembros de la OPEP. En vista de lo sucedido durante y después de la crisis petrolera de 1998, y de la coyuntura económica por la que pasa Venezuela en este momento, hasta parece de mal gusto traer a colación los fantásticos estimados de ingresos fiscales que supuestamente debería haber generado esta estrategia (véase gráfica 8). Pero la verdad es que no es posible dejar de resaltar su calidad de espejismos, ya que ésta aceleró vertiginosamente el declive económico, social e institucional de una nación antiguamente próspera.

El mensaje aperturista ignora también el hecho de que para los gobiernos de los países petroleros, no todas las formas de ingreso son iguales. La regalía es siempre lo primero que se eroga y se tiene que pagar

por cada barril extraído, independientemente de si el operador que lo extrajo obtuvo una ganancia (porque el dueño del recurso natural siempre puede exigirla en especie). La naturaleza no contingente de los derechos sobre la producción o regalías los hace sumamente atractivos para los gobiernos de países petroleros (lo mismo vale, desde luego, para los rancheros texanos). En cambio, si no hay ganancias, no hay pago de impuesto sobre la renta. De la misma manera, los dividendos a los accionistas siempre serán lo último que se pague, en el supuesto de que se disponga de fondos en caja para hacerlo.¹⁶ Para un gobierno como el

*Los precios unitarios se refieren solamente a la canasta venezolana de exportación. Cifras en dólares de 1996.



Gráfica 8

Venezuela. Ingreso fiscal petrolero estimado y observado

Fuente: Pdvsa (Vicepresidencia Corporativa de Planificación), *Entorno Nacional. Visualización al año 2006*, 1996; *Plan de negocios 1998-2007*; Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, *Petróleo y otros datos estadísticos*.

¹⁶ Ann el Departamento de Energía de E.U. reconoce que en los lugares donde se cobran derechos de explotación, "cualquier incremento en la producción derivado de una inversión en un nuevo desarrollo dará lugar a una obligación fiscal, sea rentable o no la operación. En el caso del impuesto sobre la renta, dicha obligación se incurre solamente en la presencia de ganancias". Citado en: Robert Deacon, Stephen DeCanio, H.E. Frech y M. Bruce Johnson, *Taxing Energy. Oil Severance Taxation and the Economy*, Oakland, The Independent Institute, 1990, p. 22.

mexicano, en pocas palabras, hay una gran diferencia entre estar al principio o al final de la línea de cobranza.

También es necesario hacer hincapié en el hecho de que la neutralidad de los regímenes fiscales (que hace que la evaluación económica de un proyecto no cambie, así se le considere antes o después del pago de impuestos) en la práctica beneficia desproporcionadamente a los inversionistas, porque los gravámenes sobre ingresos netos son ideales para ser “optimizados” mediante toda clase de deducciones. Además, no hay que olvidar que los impuestos neutrales a los rendimientos extraordinarios (*windfall taxes*), como el Petroleum Revenue Tax (PRT) británico, presuponen la segregación fiscal (*ring-fencing*) de los yacimientos. Dicha segregación tiene por objeto evitar que las ganancias extraordinarias se transfieran a negocios con menores tasas de tributación, y también que los costos asociados ya sea a otras actividades distintas de las de exploración y producción o bien a yacimientos menos prolíficos, se puedan deducir contra los ingresos generados en yacimientos de bajo costo. Ahora bien, esta segregación fiscal es bastante problemática en la práctica, ya que “es política y económicamente costosa de administrar, conduce con facilidad a litigios y requiere instituciones políticas fuertes además de contadores, economistas y abogados especializados”.¹⁷ Finalmente, más allá de estas considerables desventajas de índole práctica, hay que señalar que, en el plano estrictamente teórico, los efectos distorsionantes de los gravámenes sobre ingresos brutos se reducen significativamente apenas se les analiza con modelos que incorporan incertidumbre, asimetría de información y aversión al riesgo, y que no suponen la existencia de competencia perfecta y la ausencia de costos de transacción.¹⁸

Otro pequeño detalle que los escenarios aperturistas pasan completamente por alto es la reconocida incapacidad fiscal de los gobiernos de países petroleros. El gobierno mexicano, por ejemplo, cobra en impuestos el equivalente de 15% del pib. Esta razón (que incluye los impuestos

¹⁷ Bernard Mommer, *Petróleo global y estado nacional*, Caracas, Comala.com, 2003, p. 111.

¹⁸ Matthew D. Berman, “Caveat Emptor: Purchasing Petroleum Industry Investment with Fiscal Incentives”, *Journal of Energy Finance & Development* (Anchorage), 1997, 2, pp. 25-44. Juan Carlos Boué, *US Gulf Offshore Oil: Petroleum Leasing and Taxation and their Impact on Industry Structure, Competition, Production and Fiscal Revenues*, Oxford, Oxford Institute for Energy Studies, 2003, 142 pp.

petroleros que paga Pemex) es la más baja entre los países de la OCDE, e inferior en 10 puntos porcentuales a la de Turquía (quien ocupa el penúltimo lugar en esta tabla de posiciones). Los impuestos no petroleros que recauda el gobierno mexicano representan una proporción significativamente menor del pib que los que recaudan los gobiernos de Argentina, Chile y Brasil.¹⁹ Cabe preguntarse, entonces, cómo esperan los aperturistas que un aparato gubernamental que se ha demostrado incapaz de cobrarle impuestos a tiendas de abarrotes (y que, desde 1976 hasta la fecha, no ha conocido más que fracasos en sus intentos de emprender una reforma fiscal integral) vaya a poder vérselas con contribuyentes de la talla de Exxon Mobil o Shell. Asimismo, parecería ser que los aperturistas, contra toda la evidencia disponible, asumen que las instituciones políticas mexicanas serán inherentemente menos desastrosas para administrar la escasez de recursos fiscales de lo que han sido para administrar la abundancia (relativa). De otra manera, no se entiende como pueden tomar tan a la ligera la posibilidad de que el gobierno mexicano deje de suplementar sus exiguos ingresos fiscales mediante la captura de la renta petrolera.

Por lo anterior, es motivo de asombro la receptividad que el mensaje aperturista ha tenido entre el empresariado mexicano, principal beneficiario de la laxitud fiscal del gobierno mexicano. Hace ya algún tiempo, el director general del grupo bancario Banorte se refería a la necesidad de establecer una política aperturista en los siguientes términos: “Tenemos que dar a este país crecimiento económico estable y sostenido. Para hacerlo, tenemos que liberar la herencia de nuestros abuelos.”²⁰ Ahora bien, como se ha visto, esta liberación seguramente abriría un boquete en las finanzas públicas, que el gobierno mexicano de alguna manera tendría que intentar tapar (después de todo, como bien dijera el comisionado general de Irlanda al jefe del Tesoro de Su Majestad Británica en tiempos de la hambruna irlandesa, los gobiernos no pueden responder al grito de la necesidad citando pasajes de economía política).²¹ Esto

¹⁹ Thomas Dalsgaard, *The Tax System in Mexico: a Need for Strengthening the Revenue Raising Capacity* (Economics Department Working Paper núm. 233), París, OECD, 2000, p. 8.

²⁰ Timna Tanners, “Mexico may relax grip on Pemex to end cash woes”, *Reuters*, 9 de diciembre, 1998.

²¹ Cecil Woodham-Smith, *The Great Hunger. Ireland 1845-1849*, Nueva York, Signet Books, 1962, p. 86. (Sir Randolph Routh a C.E. Trevelyan.)

supondría elevar la tasa efectiva (no necesariamente la estatutaria) de imposición sobre el sector no petrolero de la economía mexicana. ¿Están conscientes el banquero citado arriba o los miembros de la Coparmex de que es en buena parte gracias a la existencia de Pemex que ellos no tienen que pagar impuestos sobre sus herencias y haciendas personales?

Hay, por último, otro punto que los apologistas de la apertura son culpables no tanto de pasar por alto como de tergiversar abiertamente. Éste tiene que ver con la supuesta abundancia de alternativas de inversión para las compañías petroleras privadas y su conclusión lógica, el imperativo de que los regímenes fiscales de los diversos países donde dichas alternativas se pueden materializar tienen que ser “competitivos” (léase atractivos para el inversionista extranjero). Como tantas otras nociones ligadas a la liberalización de los regímenes petroleros, ésta cobró gran fuerza a raíz del colapso de la U.R.S.S., evento que introdujo al escenario petrolero internacional un número de nuevos actores estatales cuyos requerimientos de tecnología y capital se percibían colosales. Y las compañías petroleras multinacionales destacaron sin cesar que atender estos requerimientos sería algo que potencialmente acapararía toda su atención y sus talentos, a menos de que otros países con recursos por desarrollar emprendieran acciones para prevenir este desenlace. Como dijera el otrora director general de la Shell Internationale Petroleum Maatschapij, Roel Murrís, en 1991:

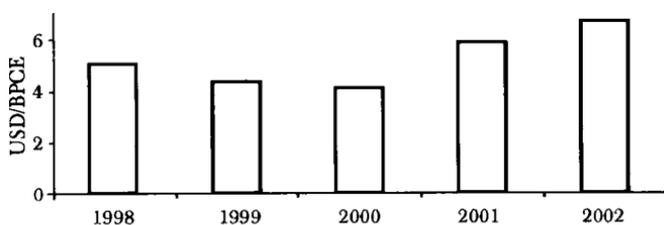
Existe la preocupación en partes de África y Sudamérica de que la disponibilidad potencial de nuevas áreas en la Comunidad de Estados Independientes reducirá la cantidad de capital disponible para la exploración en otras partes. Ciertamente, la cantidad de dinero que se puede dedicar a la exploración no es infinita, así que, a primera vista, parece ser que esta preocupación está bastante justificada ya que como en cualquier otro negocio, el capital y la experticia serán atraídos por las mejores oportunidades.²²

A más de diez años de distancia de la asonada que derrumbó a Mikhaíl Gorbachov y terminara con la U.R.S.S., sin embargo, el panorama se ha aclarado lo suficiente como para ver que la hipótesis de Murrís nunca estuvo cerca de convertirse en realidad, ni siquiera durante la fructífera

²² *Shell World*, 7 de octubre de 1991, p. 25.

década de los años noventa (cuando la industria petrolera internacional acometió el desarrollo a gran escala de —entre otras provincias— las aguas profundas del Golfo de México, el mar del Norte y el oeste de África, así como la faja petrolífera del Orinoco). Y es que como John Mitchell señalara en 1996, la aritmética detrás de esta hipótesis adolecía de deficiencias fatales. De acuerdo con este autor, una duplicación de las inversiones de las compañías privadas dirigidas a países de la OPEP habría absorbido sólo 14% del capital disponible para inversión de dichas compañías.²³ Independientemente de esto, Mitchell asumía en sus cálculos que no se presentarían mayores trabas para la inversión en el sector petrolero ruso, pero este supuesto ha demostrado ser demasiado optimista: las cuencas petroleras tradicionales de Rusia (en las cuales se concentra la mayor parte del potencial de este país) hoy están en manos de compañías rusas dirigidas por capitalistas emergidos de la nomenclatura soviética, los cuales han aprovechado al máximo sus conexiones políticas para bloquear el acceso de las compañías petroleras occidentales, para de esta manera retener el negocio para sí mismos.

En el transcurso de los últimos años, a pesar de lo saludable que ha sido el precio internacional del petróleo, las compañías petroleras internacionales han experimentado un aumento sensible tanto en sus costos



Gráfica 9

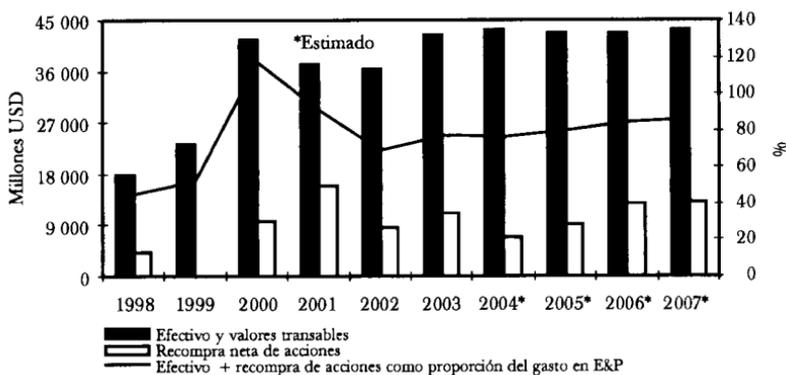
Costos de exploración y desarrollo para las 20 mayores empresas petroleras privadas de la OCDE, 1998-2002

BPCE: barril de petróleo crudo equivalente.

Fuente: Merrill Lynch, *Global Oils Industry Analyzer*, 2002.

²³ John Mitchell, *The New Geopolitics of Energy*, Londres, Royal Institute for International Affairs, 1996, p. 27.

de exploración y desarrollo como en sus costos de producción (gráfica 9). Además, la disponibilidad de efectivo en caja para la industria en su conjunto ha alcanzado cifras astronómicas, y las compañías se han visto obligadas a regresar parte de este dinero a sus accionistas por la vía de programas de recompra de acciones (gráfica 10). Por todo lo anterior, hoy con más razón que nunca vale decir que las compañías petroleras internacionales tienen más dinero que proyectos atractivos en donde invertirlo. En vista de esto, es evidente que los países petroleros que disfrutaban de costos de producción especialmente bajos (como es el caso de México) no tienen por qué competir fiscalmente con nadie, mucho menos entre sí. El que un buen número de ellos lo siga haciendo (y que otros, como México, lo estén pensando) es antes que nada un testimonio a la efectividad de la “bien diseñada estrategia de los países desarrollados consumidores, de sus organizaciones internacionales, de sus compañías internacionales y de sus consultores internacionales”.²⁴



Gráfica 10

Indicadores financieros para las 20 mayores empresas petroleras privadas de la OCDE, 1998-2007

Fuente: Merrill Lynch, *Global Oils Industry Analyzer*, 2002.

²⁴ Bernard Mommer, *Petróleo global...*, op. cit. p. 267.

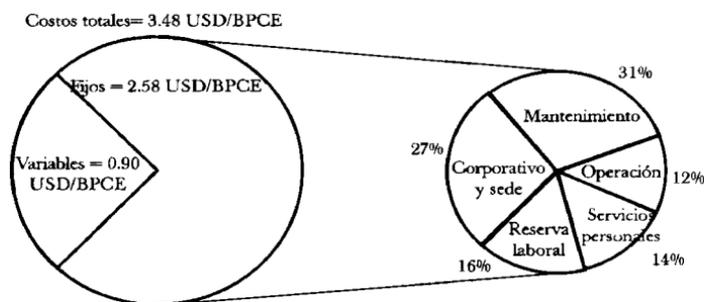
La fijación que existe en los círculos gubernamentales de muchos países petroleros en torno de este (falso) imperativo de competitividad fiscal trae a la mente unas líneas que Paul Krugman escribiera en un contexto bien distinto, pero que resultan muy apropiadas para el presente caso: "Empecemos por decir la verdad: la competitividad es un vocablo sin sentido cuando se aplica a economías nacionales. Y la obsesión con la competitividad es a la vez equivocada y peligrosa."²⁵ De hecho, si alguna lección de provecho puede sacar el gobierno mexicano de los sucesos que han sacudido a la Venezuela posaperturista (y la estrecha relación que guardan con el colapso de su ingreso fiscal petrolero) es que la obsesión con la competitividad fiscal, más que peligrosa, de hecho puede resultar letal.

En vista de lo anterior, podría pensarse que en años venideros, la principal directriz de la política petrolera del gobierno mexicano debería ser el diseño y establecimiento de mecanismos que permitan mejorar la organización tanto de Pemex como de la industria petrolera en general, pero sin tocar el régimen fiscal vigente. Ésta no luce como una tarea excepcionalmente difícil. Después de todo, la estructura de costos de Pemex, amén de estar escandalosamente inflada, está fuera de sintonía con la práctica internacional porque, como indica la gráfica 11, los costos fijos (o sea, los costos cuya magnitud no cambia independientemente de que Pemex produzca ya sea un barril o un millón de barriles) representan una proporción extraordinariamente alta de los costos totales de la empresa. Con algo de voluntad política del gobierno federal, Pemex podría eliminar esta tara ancestral sobre sus operaciones, y lograr importantes reducciones en sus costos, en un plazo relativamente breve. En este sentido, es difícil discrepar con Robert Mabro cuando concluye que "el primer intento para remediar estas ineficiencias siempre debería correr a cargo de la gerencia de estas compañías [estatales], y los gobiernos que son sus dueños. ¿Qué objeto tiene remediar ineficiencias a través de la venta de activos, de forma que el beneficiario de la mejora en desempeño sea el inversionista extranjero?"²⁶

²⁵ Paul Krugman, "Competitiveness: a Dangerous Obsession", en *Pop Internationalism*, Cambridge, Mass., The MIT Press, 1996, p. 22.

²⁶ Robert Mabro, "The Resignation of the Pemex Chief Executive", *Middle East Economic Survey* (Nicosia), 1999, núm. 42 (52), p. A-5.

Desafortunadamente, los cambios en el escenario político mundial y la debilidad del gobierno mexicano (por no hablar del desdén que una parte de la clase política mexicana tiene hacia Pemex) parecerían condenar al fracaso cualquier intento de defensa del régimen institucional actual para la industria petrolera en México. En otras palabras, la apertura se acerca más con cada día que transcurre. Afortunadamente, aún queda algo de tiempo para que la fracción (¿mayoritaria?) de la clase política mexicana que se opone a la apertura petrolera venda caro su consentimiento a la reforma al artículo 27 constitucional, a cambio de la adopción de un régimen fiscal que sea tan distinto como sea posible de los que imperan en el sector norteamericano del Golfo de México, o en el sector británico del mar del Norte. Sentar de esta manera las bases fiscales para una industria petrolera posapertura no requeriría de un despliegue enorme de recursos analíticos, porque es deseable que el régimen fiscal sea lo más sencillo posible (ha quedado ampliamente demostrado que los complicados ofrecen demasiadas salidas y excepciones que luego pueden ser utilizados para toda clase de propósitos objetables). De hecho, no hay ninguna razón para que los componentes de dicho régimen fiscal no sean los mismos que se utilizaron con rotundo éxito en los



Gráfica 11
Pemex Exploración y Producción.
Costos totales de extracción* en México, 2001

*En dólares por barril de petróleo crudo equivalente.

Fuente: Ramírez Corzo, *Retos y oportunidades...*, op. cit., p. 49.

países de la OPEP durante la década de los años sesenta: regalía fija (y quizás una regalía adicional de escala móvil relacionada con el precio internacional del crudo), impuesto sobre la renta de 50% sobre los ingresos netos, pagos anuales relacionados con la extensión de la superficie bajo concesión y bajo explotación, y un mecanismo de reversión para una proporción de las tierras concedidas para exploración (para crear reservas nacionales valorizadas que el gobierno puede entonces licitar).

Para que una negociación política de este talante pueda tener lugar, los oponentes de la apertura antes se tendrán que sobreponer a su fijación con algunas de las manifestaciones simbólicas del régimen institucional actual de la industria petrolera en México (especialmente Pemex). Huelga decir que esta labor no será nada fácil y, por lo mismo, es necesario crear conciencia de los altísimos costos que han tenido que pagar diversos gobiernos que concentraron toda su atención en preservar formas y símbolos, solamente para descubrir luego, por esta razón, que habían acabado por entregar la actividad que les daba de comer a cambio de un par de habichuelas mágicas. El ejemplo de Venezuela nuevamente es muy útil para explicar lo contraproducente que puede resultar el defender a un régimen petrolero en tanto que ideal patriótico, más que como un negocio. Después de todo, la no privatización de Pdvsa (que ahora ha sido elevada a la calidad de precepto constitucional en Venezuela) fue pieza clave dentro del proceso venezolano de apertura, porque permitió a la compañía asumir compromisos legales de que indemnizaría a sus socios extranjeros si el gobierno modificaba dichas condiciones en su contra.²⁷ En otras palabras, la compañía estatal venezolana se erigió en el garante de la estabilidad de las condiciones fiscales contra el poder soberano del congreso venezolano.²⁸ En este sentido, no es casual que consultores que colaboraron con el diseño de la apertura venezolana hayan manifestado abiertamente que más que la privatización total de

²⁷ La nueva Constitución de la República Bolivariana de Venezuela estipula que “por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conservará la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A.”, pero no prohíbe la tenencia privada de acciones de “las filiales, asociaciones estratégicas, empresas y cualquier otra que se haya constituido o se constituya como consecuencia del desarrollo de negocios de Petróleos de Venezuela, S.A.”.

²⁸ Bernard Mommer, *The New Governance of Venezuelan Oil*, Oxford, Oxford Institute for Energy Studies, 1998, 80 pp.

Pemex, buscan una transformación estructural de la compañía. Dicha transformación permitiría “el influjo de capital foráneo” pero dejaría a Pemex “intacta en su mayoría”, y “hasta más fuerte que nunca”.²⁹ El ejemplo venezolano hace suponer que la fortaleza de Pemex se utilizaría entonces para blindar al régimen fiscal aperturista, el cual seguramente se fundamentaría sobre los gravámenes a las ganancias netas (*resource rent taxes* y el impuesto corporativo sobre la renta), en lugar de regalías o derechos de explotación (*severance taxes*).

No deja de ser paradójico que el gobierno estadounidense —némesis de los oponentes de la apertura en México— comparta la preocupación de éstos por las dimensiones más bien simbólicas de la cuestión petrolera. Por ejemplo, el ex presidente Carlos Salinas relata en sus memorias cómo, en las etapas iniciales del proceso de negociación del Tratado de Libre Comercio para América del Norte (TLCAN), “el presidente [George H.] Bush [...le] señaló que la apertura del petróleo tendría que formar parte del Acuerdo. Reiteró que entendía la sensibilidad mexicana en materia de soberanía del petróleo, pero insistió en que no pretendían concesiones de propiedad en los mantos petrolíferos sino de explotación”.³⁰ Estas palabras son sintomáticas de un profundo provincialismo. Bush claramente no caía en cuenta que la concepción anglosajona de la propiedad del subsuelo perdura solamente en Estados Unidos y, por lo tanto, que la resistencia que generaban sus sutiles propuestas no tenía nada que ver con un supuesto temor del gobierno mexicano ante la —inexistente e inconcebible— posibilidad de que la apertura pudiera traer consigo un cambio sustantivo en del texto el artículo 27 constitucional donde se estipula que “corresponde a la nación el dominio directo [...] de todos los minerales que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos”.

Lo relevante de la confusión de Bush para efectos del argumento que se presenta en este trabajo es que un buen número de los compatriotas del ex presidente la comparten.³¹ Para el gobierno mexicano, esto facili-

²⁹ Gerald D. Prager, “Pemex at the Crossroads: a National Oil Industry in Crisis”, *Houston Journal of International Law* (Houston), 1992, núm. 15, p. 160.

³⁰ Carlos Salinas de Gortari, *México. Un paso difícil a la modernidad*, Barcelona, Plaza y Janés, 2000, p. 83.

³¹ Un renombrado consultor legal estadounidense, por ejemplo, se atreve a decir que Estados Unidos constituye “un ejemplo extremo de un sistema concesionario donde los

tará un poco la peligrosa tarea de cruzar el Rubicón de la apertura, sin que tenga por ello que poner en entredicho su prerrogativa absoluta de establecer las reglas del juego unilateralmente, comenzando por un régimen fiscal pensado por y para mexicanos. Después de todo, si el gobierno norteamericano proclama abiertamente que su único deseo es que se conceda a compañías privadas la explotación de mantos petrolíferos, tácitamente está concediendo que satisfecha esta demanda, no debería tener absolutamente nada qué decir acerca del derecho soberano del poder legislativo mexicano de “imponer las contribuciones necesarias para cubrir el presupuesto”.³²

La recomendación de que sean justamente los oponentes de la apertura quienes se encarguen de facilitar su paso a través del proceso legislativo puede sonar sacrílega a los que comulgan con el nacionalismo petrolero radical. Sin embargo, esta propuesta no es más que la conclusión lógica del reconocimiento de la debilidad política del gobierno mexicano, por un lado, y de la idea que la propiedad formal de los recursos petroleros no tiene ningún valor si no se expresa fiscalmente, por el otro. Esta propuesta supone entonces que durante los años por venir, el gobierno mexicano se verá forzado a emprender una maniobra que es la

individuos tienen el dominio original sobre derechos minerales” (Charles A. Moore, *Upstream Legal Structure from the U.S. Perspective*. Presentación en el seminario Energía y Derecho 2000, México, Instituto Tecnológico Autónomo de México-Asociación Mexicana de Derecho Energético, 2000). M.J. Kaiser y A.G. Pulsipher (*Fiscal System Analysis: Concessionary and Contractual Systems Used in Offshore Petroleum Arrangements*. OCS Study MMS 2004-016. U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, Nueva Orleans, 2004) llevan la confusión norteamericana en torno de los regímenes de propiedad mineral todavía más lejos. De acuerdo con ellos, un régimen de concesiones se caracteriza porque el gobierno o el terrateniente transfiere el título de los minerales a un arrendatario, que se vuelve entonces sujeto de tributos y regalías no negociables y transparentes. (p. 5). Desde luego, la característica clave de los regímenes concesionarios es la propiedad colectiva de los recursos del subsuelo, cuya explotación se da en concesión pero cuya propiedad nunca se transfiere sino hasta que tiene lugar la producción. Estos autores piensan que “los sistemas contractuales se derivan de la era napoleónica y están basados en el concepto legal francés de que la propiedad de los recursos minerales recae en el Estado, para el beneficio de todos los ciudadanos” (p. 32). Esta idea, desde luego, es más bien la base del régimen de concesiones. En cambio, el sistema norteamericano de arrendamientos petroleros (que ellos ven como un régimen concesionario) es un auténtico sistema contractual, que se rige por el derecho mercantil privado.

³² *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*, art. 76, VII.

más complicada de cuantas hay en el arte de la guerra o de la política: una retirada ordenada. Y el motivo principal por el cual le conviene comenzar esta maniobra temprano antes que tarde es, merced a la existencia del TLCAN, que cualquier error de ejecución podría llevar a que la retirada se convirtiera en una masacre.

No sin razón, el TLCAN ha sido llamado “el esquema legal más amplio sobre protección a la inversión en derecho internacional”, gracias a que su décimo primer capítulo “incluye una definición de inversión tan extensa que protege prácticamente cualquier recurso humano o material que un inversionista de una Parte destine al desarrollo de una actividad económica en el territorio de la otra Parte”, amén de que se sustenta “en una definición de medida que comprende prácticamente cualquier acción e incluso omisión de las partes”.³³ Como es bien sabido, la industria petrolera mexicana quedó al margen del tratado en el así llamado Anexo III, el cual señala las actividades económicas reservadas expresamente para alguno de los estados signatarios (México es el único de los tres países con sectores incluidos en el Anexo III). Sin embargo, si un futuro gobierno mexicano optara por abrir el sector petrolero a la inversión privada, no constituye una exageración decir que los términos y condiciones fiscales definidos *ab initio* se tornarían inmutables en la práctica de allí en adelante (principalmente por el carácter profundamente asimétrico de los lazos económicos y políticos entre México y Estados Unidos). Dicha asimetría frustraría cualquier tentativa ulterior de cambiar condiciones fiscales aplicables solamente a la industria petrolera, entre otras cosas porque se le podría impugnar tanto por ir en contra del principio de no discriminación contra inversionistas que constituye la columna vertebral del tratado como de violentar aquellas disposiciones del tratado que señalan que “ninguna de las Partes podrá nacionalizar ni expropiar, directa o indirectamente [...] ni adoptar ninguna medida equivalente a la expropiación o nacionalización de esa inversión”.³⁴

Tanto el contenido como el espíritu del TLCAN, entonces, hacen pensar que la dirección de cualquier cambio en el régimen fiscal petrolero en

³³ Gustavo Carvajal, *El concepto de la expropiación y el equilibrio entre intereses públicos y privados*, presentación en el seminario Energía y Derecho 2002, México, Instituto Tecnológico Autónomo de México-Asociación Mexicana de Derecho Energético, 2002, p. 11.

³⁴ TLCAN, artículo 1110(1).

México después de la apertura apuntará siempre hacia abajo, nunca hacia arriba. Además, las ramificaciones políticas de una apertura petrolera en el marco del TLCAN sin duda privarán al gobierno mexicano de la opción de dar marcha atrás al proceso. Esto coloca al gobierno mexicano en una posición singularmente desfavorable a comparación de países que han podido darse el lujo de enfilarse por una senda equivocada, sin por eso verse condenados a seguir transitando por ella hasta el despeñadero mismo. Por ejemplo, en los días que siguieron al colapso final de la Unión Soviética, la administración del presidente Yeltsin pareció acoger con gran entusiasmo el Energy Charter Treaty (ECT), negociado entre la Unión Europea y los estados sucesores de la U.R.S.S. Pero el actual gobierno ruso ha decidido no ratificar este radical manifiesto aperturista, por lo que el ECT se ha convertido en letra muerta; cuando menos en lo que a Rusia concierne. Del mismo modo, la administración del presidente Chávez en Venezuela está tratando (con enormes dificultades, eso sí) ya sea de dar marcha atrás o, cuando menos, congelar las múltiples iniciativas aperturistas que Pdvsa emprendiera entre 1993 y 1998.

En vista de los riesgos señalados arriba, habría que buscar que la reforma constitucional al artículo 27 con la que necesariamente ha de iniciarse la apertura petrolera también incorpore un apartado en el cual se estipule explícitamente el derecho de la nación a cobrar una regalía mínima (digamos de 30%, como en Venezuela) a manera de retribución por cada barril de petróleo extraído del subsuelo mexicano. A lo largo de este artículo hemos dicho en repetidas ocasiones que el proceso de reforma constitucional en México afortunadamente nunca volverá a ser lo absurdamente rutinario que era antes, pero esta enmienda en particular no debería encontrar grandes obstáculos para su aprobación. Después de todo, ¿qué partido político o individuo en México estaría dispuesto a cargar con el oprobio de ser quien se oponga a que este derecho incuestionable se consagre en la Constitución?

Una enmienda constitucional de esta naturaleza haría más difícil que la prerrogativa elemental de la nación de recibir un ingreso por cada barril de petróleo producido se perdiera más adelante, ya sea por vía del proceso legislativo o bien por vía de la jurisprudencia, en caso de que futuros integrantes de los poderes legislativo y judicial mexicanos sucumbieran a una condición similar a la que afectó durante la década de los años noventa a muchos de sus contrapartes venezolanos, los cuales

literalmente hacían hasta lo imposible para dar satisfacción a las quejas de los inversionistas extranjeros en el sentido de que el régimen fiscal venezolano resultaba poco atractivo para ellos. Los ejemplos abundan, pero el más notorio de todos ocurrió en 1993, cuando el juez de la Suprema Corte, Román Duque Corredor, sentenció la nulidad de los artículos segundo y quinto de la Ley de Nacionalización del Gas de 1973, así como del artículo tercero de la Ley de Hidrocarburos de 1967, en respuesta a una petición de dictamen interpuesta por Lagoven –filial de Pdvsa– en relación con el proyecto de licuefacción de gas natural Cristóbal Colón (este proyecto, cuyas bases el Congreso venezolano ya había aprobado para entonces, involucraba a Exxon, Shell y Mitsubishi). Por no dejar, Duque Corredor también dictaminó la nulidad del artículo primero de la Ley de Nacionalización del Gas, cosa que Lagoven jamás solicitó. En otro país, esto seguramente habría sido causal de la invalidación del dictamen por *ultra petítio*, pero la Venezuela de aquellas fechas tenía demasiada prisa por emprender la apertura como para preocuparse por sutilezas legales como esa.³⁵ Tampoco causó ninguna extrañeza en Venezuela la coincidencia de que el dictamen del juez concordara exactamente con opiniones que éste había expresado casi veinte años antes en un libro que escribiera cuando, en sus palabras, se desempeñaba, “como abogado al servicio de la industria”.³⁶ Asimismo, casi nadie protestó por el hecho de que éste fuera el único caso de importancia que Duque Corredor examinara en su extraordinariamente corta estadía en la Suprema Corte (al poco tiempo de dictar sentencia en el caso, Duque Corredor se retiró de la corte para fungir como abogado defensor de Pdvsa en una demanda en torno de la constitucionalidad de los contratos de riesgo compartido que acababa de firmar la compañía).

Para concluir, es necesario aclarar que este trabajo no pretende ser un tratamiento exhaustivo de las múltiples consecuencias que podría traer aparejadas la apertura petrolera en México. Más bien, su objetivo era abordar solamente una de las interrogantes más apremiantes relativas a la apertura (¿qué pasará con los impuestos petroleros?), la cual no ha

³⁵ Como bien lo señalara Luis Vallenilla en *La apertura petrolera. Un peligroso retorno al pasado*, Caracas, Ediciones Porvenir, 1995, pp. 36-42.

³⁶ Román Duque Corredor, *El derecho de la nacionalización petrolera*, Caracas, Editorial Jurídica Venezolana, 1978, p. 9.

recibido hasta ahora la atención que merece. Pero son tales las pasiones que enciende el tema de la apertura petrolera entre el público mexicano que habrá muchos entre los que se oponen a este proceso que opinarán que este trabajo constituye una forma particularmente insidiosa de alta traición. Estos defensores de una causa noble pero perdida harían bien en recordar las palabras de uno de los grandes genios universales de la política:

El mejor remedio a utilizarse contra un diseño del enemigo es hacer voluntariamente aquello que él diseña que tú hagas por la fuerza, porque, haciéndolo voluntariamente, tú lo haces con orden y con ventaja para ti y desventaja para él, mientras que si lo hicieras forzado, sería tu ruina.³⁷

³⁷ N. Maquiavelo, *Dell'Arte della Guerra*, Florencia, Edizioni Salani, 1931.

MERCADO, SEGURIDAD Y SOBERANÍA NACIONAL:
LAS DINÁMICAS CONTRADICTORIAS DE LA POLÍTICA
ENERGÉTICA MEXICANA (HIDROCARBUROS)
EN EL MARCO DE LA INTEGRACIÓN
DEL NORTE DE AMÉRICA

*Isabelle Rousseau*¹

Los diferentes tratados o las discusiones en curso que tienen como objetivo la integración del continente americano (regionalmente con el TLCAN, o en el hemisferio con el ALCA) han sido concebidos y formulados a partir de una lógica de mercado que ha empujado a multiplicar los intercambios, las interconexiones, y las inversiones; a desarrollar la infraestructura necesaria y a homogeneizar, tanto como se pueda, el marco legal y las diferentes instituciones sectoriales (en especial, los órganos reguladores) de uno y otro lado de las fronteras; este proceso contrasta mucho con la concepción y construcción de la Unión Europea, cuyas metas han sido también de orden histórico, político y social.

Esta perspectiva general, sin embargo, debe ser matizada, especialmente en lo que concierne al sector energético. En virtud del carácter estratégico de este sector en el plano económico (pero también político, ideológico y social) y por la estructura organizacional y patrimonial de las compañías (petroleras, de electricidad, de gas natural y de energía nuclear, entre otras) en América Latina (la mayor parte de ellas son empresas monopólicas de Estado o lo fueron hasta hace muy poco), la racionalidad de mercado es constantemente contrarrestada por lógicas periféricas que obedecen a intereses y visiones nacionales —entiéndase nacionalistas— asimiladas a la cuestión de la seguridad energética y la soberanía del país, que tienden a perturbar las modalidades integradoras.

¹ Agradezco a Javier Estrada sus comentarios y sugerencias.

En el caso de México, además, la integración con un socio que no solamente es la mayor potencia económica mundial, sino también el mayor consumidor de energía no renovable (en particular de hidrocarburos y derivados), ha estado entintada por una serie de tensiones que han repercutido indudablemente sobre las políticas adoptadas en materia energética.²

Centrado en la política de los hidrocarburos, este artículo se propone reconstruir las principales estrategias que se han llevado a cabo en México con el fin de favorecer la formación de un entorno de mercado —con miras, eventualmente, a participar luego en la conformación de un mercado regional en América del Norte— cuando la situación nacional (política, social, cultural, económica, institucional) es complicada y poco propicia a esta dinámica aperturista. Intentaremos identificar las grandes transformaciones efectuadas durante este periodo así como los desafíos, obstáculos y núcleos de resistencia que se presentaron. Buscaremos también estimar los costos y sus posibles efectos perversos en términos políticos y económicos. Nos preguntaremos finalmente hasta dónde es posible constituir un mercado regional de hidrocarburos cuando en uno de los países predomina una empresa monopólica de Estado en la oferta de gas y petrolíferos, en tanto que en el lado de la demanda es también el propio Estado quien domina a través de los consumos de Pemex y de la Comisión Federal de Electricidad.

Antes de reconstituir las dinámicas contradictorias de este proceso de apertura (y de integración), comenzaremos por presentar las principales características del sector energético (hidrocarburos) en América del Norte.

LOS HIDROCARBUROS EN AMÉRICA DEL NORTE

Configuración general

En el plano continental, en cuestión de hidrocarburos la situación es dual. Por una parte, varios países disponen de gran potencial en hidro-

² La cuestión de la apertura energética rebasa el marco del TLCAN, por lo que es difícil establecer una relación de orden estrictamente causal entre ambos fenómenos. Podemos solamente plantear, a título de hipótesis, que el TLCAN (y probablemente el ALCA, si llegara a operar) acelerará y amplificará todavía más una lógica que ya es de apertura hacia la región.

carburos, medido en términos de reservas, de capacidad productiva, de exportación y de costos de producción; por el otro, el consumidor más importante en el mundo, Estados Unidos, pertenece a este continente y manifiesta una necesidad de importar que crece rápidamente; según las previsiones del Departamento de Energía de Estados Unidos (2002, DOE, según sus siglas en inglés) esta tasa podría alcanzar 66% antes del 2020, cuando en 2003 era de 55 por ciento.

América del Norte es un bloque geográfico que representa una de las regiones más importantes del mundo en materia energética: dispone de 7% de la población mundial, produce cerca de un cuarto de la oferta global y consume un tercio de la energía comercial mundial. En crudo, produce menos de 12 millones de barriles con aproximadamente 30% del consumo mundial. En gas natural, su consumo es del orden de 73 000 millones de pies cúbicos; es decir, 29% de la demanda mundial de gas natural, de los cuales produce cerca de 90 por ciento.

Al tomarse por separado, cada país presenta sus particularidades.

Canadá es un exportador neto de energía. Le vende a Estados Unidos cerca de 55% de su producción de gas natural y más de 55% de su producción de crudo (sin contar una cantidad importante de electricidad). México país productor y exportador de crudo, en los años noventa se ha convertido en importador neto de gas natural de Estados Unidos y de productos refinados principalmente, también provenientes de ese país. En 2004 produjo alrededor de 3 371 000 barriles por día de crudo (consumió 2.04 millones de barriles por día) y 4 500 millones de pies cúbicos por día de gas natural.³ Estados Unidos es uno de los productores más importantes de energía, pero también el mayor consumidor: 25% de la producción mundial de petróleo crudo. En 2004 produjo alrededor de 5.4 millones de barriles por día;⁴ es decir, 7.5% de la producción mundial; además, se estima que en promedio consumió 20.5 millones de barriles de crudo diario en este año.⁵ Sus importaciones prácticamente se han duplicado en menos de diez años y se prevé que su consumo crecerá 1% por año durante la próxima década.⁶ En el año 2000, Esta-

³ Energy Information Administration (*average 2004*) <www.eia.doe.gov>

⁴ *Idem.*

⁵ *Idem.*

⁶ María Rocío Vargas Suárez, "La formación de la política energética de los Estados Unidos. 1973-2001. ¿Problema de seguridad de mercado?" Tesis, UNAM. 2003, p. 12.

dos Unidos importó 16% del petróleo crudo proveniente de Canadá y 11% de México; en total, en ese año, sus dos vecinos le proveyeron 27% del total de petróleo crudo que requería.⁷

El cuadro y gráficas siguientes ilustran esta situación.

INTERCAMBIO DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS EN LA INTEGRACIÓN REGIONAL

	Petróleo crudo ¹			Gas natural ²		
	Reservas probadas ³	Producción ⁴	Consumo	Reservas probadas ⁵	Producción ⁶	Consumo ⁷
Canadá	178 893	2 398	2 288	60.118	6.63	2 959
Estados Unidos						
Unidos	21 891	5 430	20 517	186.946	19.05	22 534
México	15 674	3 383	2 040	8.776	1.33	1 498

¹ Datos de 2004.

² Datos de 2002.

³ Miles de millones de barriles.

⁴ Miles de barriles diarios.

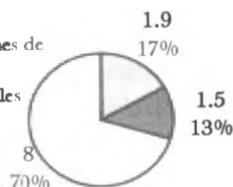
⁵ Tcf

⁶ Tcf

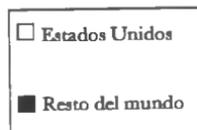
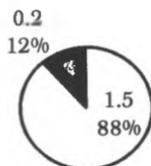
⁷ Bcf

Fuente: Información extraída de International Energy Administration (EIA) <www.eia.doe.gov>

Distribución de las importaciones de Estados Unidos de productos petroleros (en millones de barriles por día y en porcentajes)



Distribución de las exportaciones de productos petroleros (en millones de barriles por día y en porcentajes)



Fuente: Diagramas realizados con información de la Energy Information Administration.

⁷ Philippe Faucher, "Las implicaciones para Canadá de la integración regional de los mercados energéticos", México, *Foro Internacional*, vol. 44, núm. 2, abril-junio, 2004, p. 232.

LOS INTERCAMBIOS DE PRODUCTOS PETROLEROS
EN AMÉRICA DEL NORTE

Además del diferencial en el propio potencial energético (en términos de producción y de costos) se requiere también tomar en cuenta los contrastes que existen en la organización de las industrias petrolera y gasera en estos tres países para entender a cabalidad las posiciones que adoptan frente a temas como el comercio regional, la seguridad energética así como la soberanía nacional.⁸

No resumiremos aquí las características de la organización de la industria petrolera de cada uno de los socios del TLCAN; presentaremos solamente a continuación, y de manera muy sucinta, los grandes rasgos que caracterizan su política energética.

*Las grandes orientaciones de la política
en hidrocarburos en los tres países del TLCAN*

Estados Unidos

Después del choque petrolero de 1973, diversificar y garantizar el abastecimiento de energía ha sido prioridad para Estados Unidos. A pesar de sus esfuerzos por incrementar la eficacia energética y desarrollar fuentes alternativas de energía, a partir de esta época la noción de seguridad energética equivalió a la provisión segura de petróleo; es decir, sin interrupción y a precios razonables.⁹ La crisis del petróleo en los años 1998-2000 y las tensiones crecientes entre Estados Unidos y Medio Oriente han acentuado esta necesidad; en particular, han puesto a sus dos vecinos y socios en el centro del debate.¹⁰ El informe del Grupo de Desarrollo de Energéticos, publicado en mayo de 2001, expresa la preocupación

⁸ Los tres países tienen una organización industrial totalmente diferente en cuestiones energéticas; en particular, en los hidrocarburos.

⁹ Véase el artículo de Benjamín García Páez en esta publicación para tener mayor precisión sobre la situación de Estados Unidos en este campo.

¹⁰ Lourdes Melgar, "Energy Security: a North American Approach", documento presentado durante el Coloquio "Forging North American Energy Security" (FINA-EGAP-ITESM-Comexi), 1 de abril, 2004, manuscrito, p. 1.

de la administración Bush por la creciente dependencia de Estados Unidos en energía importada. El Informe señala claramente la vulnerabilidad del país tanto a la posible interrupción del abasto como al incremento súbito de los precios. Los datos de la OCDE muestran que 39% de toda la energía que se consumió en Estados Unidos en 2004 fue importada. Además, es de constatar que el petróleo y los productos petroleros son por mucho los principales productos importados.

Desde su primera campaña electoral, George W. Bush ha dado muestras de su preocupación por la dependencia creciente de su país *vis à vis* la importación de energía. En consecuencia, ha manifestado abiertamente su deseo de abrir, regionalmente primero y luego continental, las barreras en las zonas petroleras. En particular, apoyado en la idea del vicepresidente Dick Cheney según la cual “el norte de América es un mercado gigante”, se ha empeñado en aprovechar el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) para desarrollar una política energética común. Esta perspectiva no ha afectado a Canadá que vive desde hace algunos años una situación de simbiosis energética con Estados Unidos. En cambio, tratándose del vecino sureño, en opinión del presidente norteamericano ha llegado el momento de terminar con la excepción mexicana. Al respecto, durante el primer debate de la campaña presidencial del año 2000, las palabras del candidato George W. Bush fueron significativas: “Debemos tener una política energética regional que reúna a Canadá, México y Estados Unidos.”¹¹

En este contexto, por razones combinadas de costos y de geopolítica, Estados Unidos lógicamente buscará fomentar una integración continental y regional mayor en el plano energético.

Canadá

Durante los últimos 16 años, el mercado energético canadiense ha dado pasos importantes hacia la integración plena con el mercado estadounidense. Este cambio en las políticas ha ido acompañado de transforma-

¹¹ Citado por Philippe Faucher, “Las implicaciones para Canadá de la integración regional de los mercados energéticos”, *Foro Internacional*, México, El Colegio de México-Centro de Estudios Internacionales, vol. xlv, núm. 176, abril-junio, 2004, p. 229.

ciones significativas en la estructura y propiedad del sector.

Sin embargo, desde 1993 la política energética canadiense —en particular, la política de gas natural— ha mostrado cierta originalidad en relación con los otros dos socios: ha estado guiada por el principio de desarrollo sustentable. Para Canadá, país autosuficiente en materia de hidrocarburos, la política energética no se reduce sólo a la producción y oferta, pues requiere que las consideraciones sociales, ambientales y económicas sean integradas en la toma de decisiones sobre el desarrollo de los recursos. Una premisa básica de esta estrategia es que el crecimiento económico representa una condición *sine qua non* para proteger el medio ambiente con mayor velocidad y eficacia. La política energética sustentable de Canadá se puede resumir en tres objetivos principales: desarrollar un sector energético competitivo e innovador; alentar el cuidado ambiental y establecer un acceso seguro para que las generaciones actuales y futuras tengan suficiente energía a precios competitivos; promover el uso eficiente de los recursos y proveer servicios confiables.

México

Desde el inicio de su gestión, el presidente Vicente Fox ha expresado su acuerdo para reforzar la integración en cuestiones energéticas con los mercados del norte. La creación, en junio de 2002, de una comisión —el Grupo de Trabajo de Energía de América del Norte (GTEAN)— que integra representantes de los tres países y ofrece la visión de sus gobiernos, ha manifestado la buena voluntad de México en este aspecto.¹²

Regionalmente, sin embargo, la situación de México es particular.

Los hidrocarburos tienen consideraciones especiales en la carta magna del país. En su artículo 27, la Constitución mexicana (1917) delimita claramente los márgenes de acción de los actores interesados:

¹² Fue anunciado en la Cumbre de las Américas en el año 2001. Fue una recomendación clave de la política energética nacional del presidente Bush. Con este concepto en mente, los tres ministros de energía crearon el grupo en la Reunión Hemisférica de Ministros de Energía, llevada a cabo en México el 8 de marzo del 2001. Las metas del GTEAN son fomentar la comunicación entre los gobiernos y los sectores energéticos de los tres países para promover un mayor comercio energético e interconexiones en América del Norte.

Corresponde a la nación el dominio directo de todos los recursos naturales [...] el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos [...]

Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni se substituirán los que en su caso se hayan otorgado y la nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la ley reglamentaria respectiva.¹³

Por otro lado, Petróleos Mexicanos (Pemex), empresa creada por decreto presidencial el 7 de junio de 1938, es un monopolio de Estado. Como empresa descentralizada del gobierno federal, posee carácter técnico, industrial y comercial así como personalidad jurídica y patrimonio propios. Tiene como misión dedicarse a administrar, aprovechar, transformar, comercializar y conservar un recurso no renovable considerado de gran interés para la soberanía nacional y de gran importancia en la estructura económica del país.

Por esta particularidad constitucional, en las cláusulas del TLCAN (capítulo VI, Energía y petroquímica básica), el sector petrolero ha sido tratado como tema de excepción.¹⁴ En este aspecto, el TLCAN presenta una gran diferencia con el Acuerdo de Libre Comercio (ALC) firmado en 1988 entre Estados Unidos y Canadá. Lo evidencia en particular el artículo que estipula que México jamás admitirá ser obligado a garantizar el aprovisionamiento de energía de otras partes, aun cuando éstas se encuentren en situación de emergencia.¹⁵

¹³ *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*, artículo 27, párrafos primero y cuarto, México, Porrúa, 1992. Para mayor precisión sobre el marco legal mexicano, véase el anexo Área de Libre Comercio de las Américas y Tratado de Libre Comercio de América del Norte, al final de esta obra (pp. 425-450).

¹⁴ El artículo 601 preconiza que las obligaciones de los firmantes no pueden ir en contra del respeto absoluto de sus constituciones. El anexo 602.3 (Reservas y disposiciones especiales) menciona las actividades estratégicas que el Estado mexicano se reserva para sí mismo (incluidas la inversión y la prestación de servicios) y el anexo 603.6 (Excepción al artículo 603) que enlista bienes de los cuales México podrá restringir el otorgamiento de importación y exportación, con el único propósito de reservarse a sí mismo el comercio exterior de estos bienes.

¹⁵ Sobre los términos de las negociaciones del TLCAN, véase en el anexo, el cuadro comparativo entre las negociaciones del ALC (Canadá-E.U.A.) y el TLCAN (México, E.U., Canadá) en materia de energía, al final de esta obra (pp. 443-450).

Sin embargo, esta situación de excepción no ha revelado ser tan hermélica ni definitiva. A principios de 1995, en medio de la grave crisis financiera y nacional (por la fuerte devaluación del peso), el nuevo secretario de Hacienda, Guillermo Ortiz Martínez, dio a conocer en Washington un plan en nueve puntos que el gobierno de Ernesto Zedillo había firmado con el gobierno norteamericano.¹⁶ Este acuerdo estructural, North American Framework Agreement (NAFA), preveía un préstamo del gobierno de Estados Unidos (y del Fondo Monetario Internacional) de veinte mil millones de dólares. A cambio, las partes firmaron el Acuerdo Oil Proceeds Facility Agreement (OPFA) que ofrecía como garantía de pago las divisas generadas por el petróleo del país. En el mismo tiempo, el gobierno del entonces presidente Ernesto Zedillo Ponce de León, al enunciar su política energética subrayó que se buscaría fomentar la privatización de las fábricas de generación de electricidad, complejos de petroquímica y ofrecer en concesión a los particulares los segmentos de distribución, transporte y almacenamiento de gas natural.

Adicionalmente, como lo resalta con cierta ironía David Shields, el mismo ardor nacionalista presenta fallas paradójicas:

[...] ese Acuerdo marco [...] pasó por el Congreso mexicano con dispensa de lectura en 1995. Es decir, los diputados no se enteraron de lo que estaban aprobando. En una nación que tanto se precia de ser soberana en asuntos energéticos, fue asombroso ver cómo un gobierno pudo lograr la aprobación de dicho acuerdo con la plena anuencia del poder Legislativo.¹⁷

En otros términos, a pesar de las apariencias, las limitantes impuestas tanto por la carta magna del país como por el TLCAN también pueden flexibilizarse.

En este marco restrictivo, al responder a las presiones emanadas de distintos ámbitos y actores (nacionales e internacionales) para modernizar la empresa petrolera, desde principios de los años noventa, las diversas administraciones de Pemex han adoptado una serie de medidas para favorecer la preeminencia de una lógica de mercado en el seno de una

¹⁶ David Shields, *Pemex. Un futuro incierto*, Ed. Planeta, México, 2003, p. 49.

¹⁷ *Ibid.*, p. 49.

empresa y de una industria que había tendido hasta ese momento a funcionar de acuerdo con criterios derivados de una lógica nacional.¹⁸

En la primera parte de este texto, recordaremos las estrategias y los mecanismos propicios al establecimiento de una lógica empresarial y de una estructura de mercado; paralelamente, subrayaremos las medidas destinadas a promover el mejor flujo comercial regionalmente.

LOS AVANCES EN LA ESTRUCTURA DE MERCADO DE LOS HIDROCARBUROS

La industria petrolera mundial ha vivido un importante movimiento de liberalización y de integración internacional, en el que se ha combinado autonomía de las empresas públicas y apertura hacia el capital extranjero. Dos elementos han jugado un papel clave. Por un lado, ha habido un cambio en la relación de poder entre los distintos actores del sistema petrolero mundial: las autoridades públicas, propietarias de las reservas, la empresa estatal y los inversionistas privados. El cambio ha favorecido a los últimos.¹⁹ Desde entonces, los Estados productores han estado buscando que las compañías petroleras internacionales inviertan masivamente en las diferentes actividades de su industria petrolera y han entrado en una dinámica de sobreoferta creciente por atraer los flujos de inversión privada a su propio territorio. Por otro lado, se observa una reorientación estratégica en la trayectoria de la industria petrolera: el proceso de crecimiento de la industria lo controlan ya no tanto los dueños de los recursos naturales sino los que poseen innovaciones tecnológicas.²⁰

¹⁸ Los términos –lógica nacional *versus* lógica empresarial– son de Sadek Bousséna: “L’adaptation des compagnies nationales au nouveau contexte pétrolier”, en *L’avenir des sociétés nationales des pays exportateurs d’hydrocarbures*. Cahiers de l’ISMEA. Economies et sociétés. Série “Économie de l’Énergie”, núm. 6, París, septiembre, 1994, pp. 24-26. Los definiremos en la parte que sigue: “Los avances en la estructura de mercado de los hidrocarburos. Las diferentes medidas organizacionales.”

¹⁹ Achraf Benhassine, “Chronique d’une ouverture trop prononcée de l’amont pétrolier et gazier algérien”. Versión original publicada en el *Boletín Infopetro*, mayo de 2003, año 4, núm. 5. Según el autor, este cambio se debe a un exceso en la oferta en relación con una demanda casi estancada.

²⁰ Para una visión más amplia, véase Miguel García Reyes y Djalma Ojeda Fierro, *El nuevo orden petrolero global. El mercado en manos de los monopolios*, Ed. Media, México, 1999, p. 209.

Las nuevas tendencias en la industria petrolera internacional repercuten indudablemente en las empresas petroleras estatales de los países productores; la manera con la que se integran exitosamente en el proceso será un parámetro fundamental para su competitividad futura. México y su empresa estatal, Petróleos Mexicanos, no pueden permanecer indiferentes a estos cambios.²¹ Para enfrentar con éxito un entorno que cambia con gran velocidad y se vuelve cada vez más competitivo, Pemex debe sin duda transformarse y crear una nueva organización corporativa que ofrezca mayor seguridad industrial, una administración más eficaz y competitiva así como productos primarios y derivados de mejor calidad. Al mismo tiempo, las dinámicas de cambio adoptadas en México son influidas por las especificidades históricas, culturales, políticas, institucionales, económicas, industriales y sociales del país. Éstas acompañan invariablemente las discusiones y la toma de decisiones en materia energética, y en particular en materia de hidrocarburos líquidos y gaseosos.²²

Las diferentes medidas organizacionales

Según Sadek Boussena, la problemática central de todas las empresas petroleras de Estado de países exportadores de hidrocarburos reside en el arbitraje de dos lógicas que las caracterizan desde su creación: la función petrolera que implica una forma de gestión y de criterios específicos, y la función nacional que les confiere estatus jurídico, que otorga al Estado la calidad de propietario único, por lo que no resiste la tentación de utilizar las empresas como un instrumento privilegiado en su estrategia nacional de desarrollo económico y social.²³ Esta segunda misión

²¹ Pemex es la quinta empresa petrolera en el mundo; México es el séptimo productor de crudo (con 3.56 millones de barriles al día) y el décimo en términos de reservas.

²² Para tener una visión más completa de las características institucionales del "Modelo Mexicano de Organización Petrolera" (MMOP), recomendamos la lectura del libro de Ángel de la Vega Navarro, *La evolución del componente petrolero en el desarrollo y la transición de México*, UNAM-PUE, México, 1999, p. 377.

²³ Sadek Boussena, "L'adaptation des compagnies nationales au nouveau contexte pétrolier", *L'avenir des sociétés nationales des pays exportateurs d'hydrocarbures*. Economies et sociétés. Cahiers de l'ISEMA. Série Economie de l'énergie, t. xxvii, núm. 9, París, PUG, septiembre, 1994, p. 24.

suele predominar en detrimento de una gestión petrolera eficaz, lo cual plantea un serio problema en un momento en que la competitividad internacional —que se ejerce mediante los costos— penaliza fuertemente cualquier deficiencia administrativa y provoca disfunciones que constituyen un *handicap*. Además, el predominio de esta lógica nacional ha acarreado importantes problemas financieros para la empresa (por su enorme carga impositiva). Por otra parte, la cuestión de la seguridad energética —que refiere en el caso mexicano a la autosuficiencia problemática en gas natural, a la declinación de las reservas probadas de crudo y a las importaciones crecientes de productos refinados y petroquímicos— refuerza a menudo los argumentos en favor de una reorganización industrial.

Éste es el dilema que caracteriza a una empresa como Pemex. Desde 1989, las diferentes administraciones han buscado un mejor equilibrio entre esas racionalidades, empresarial y nacional, y han procedido a realizar transformaciones con el fin de pasar paulatinamente de un establecimiento público protegido a una empresa petrolera capaz de generar el ingreso óptimo y de resistir las reglas de la competencia mundial. Concretamente, este proceso ha conllevado a reestructurar el funcionamiento de Pemex (y por tanto redimensionar sus relaciones con el resto de la economía nacional y el mercado internacional), crear nuevas instituciones y, cuando fue necesario, modificar el marco jurídico, a veces constitucional.

Entre 1989 y 1992, Pemex fue objeto de una vigorosa transformación. Dos acciones previas favorecieron los cambios: debilitar un sindicato muy atado a sus privilegios y cambiar el perfil del personal de alto nivel de la empresa.

Era vital, en efecto, propiciar nuevas relaciones entre Pemex, el gobierno y los trabajadores. Para ello era necesario modificar el contrato colectivo en favor de procesos de trabajo más eficaces y profesionales y en detrimento de los beneficios faraónicos acumulados por un sindicato que había llegado a ser copropietario y cobeneficiario de la explotación del petróleo.²⁴ Para instaurar una nueva política petrolera, se requería

²⁴ La primera medida de envergadura que adoptó el nuevo jefe de Estado, Carlos Salinas de Gortari (10 de junio de 1989) fue desarticular el modelo sindical "patrimonialista", bajo el *maximato* de "la Quina", verdadero freno al buen desempeño de la empresa, pero también a su proyecto modernizador. En enero de 1989 dirigió una acción político-militar para encarcelar al líder moral del sindicato petrolero, "la Quina", bajo la acusación de

primero desarticular este feudo para modificar el contrato colectivo en los puntos que implicaban obstáculo a la modernización y productividad de la empresa petrolera como a su proyecto de integración a mercados regionales (América del Norte) y suprarregionales. Se eliminó, vía la movilización, la jubilación o la liquidación, a los cuadros medios y superiores vinculados con el quinismo. Estas dos acciones permitieron negociar un nuevo Contrato Colectivo de Trabajo que redefine los papeles de la empresa y su sindicato.²⁵

La selección de un equipo que compartía los códigos y las visiones del nuevo equipo en el poder fue otra estrategia que abonó el terreno para hacer de Pemex una empresa comercial y competitiva. Jóvenes economistas con una sólida especialización en universidades de prestigio de Estados Unidos (o de Inglaterra) fueron ubicados en los centros vitales del cambio: el corporativo donde se planifican las estrategias para modernizar a la empresa, las dos subsidiarias que debían ser privatizadas (Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), y Pemex Petroquímica), y sobre todo la nueva estructura de comercialización: Pemex Comercio Internacional (PMI).²⁶

De 1989 a 1992, se dio un debate intenso entre los principales actores del sector energético acerca del futuro de la paraestatal. Se impuso la opción intermedia, respaldada por el entonces subdirector de planifica-

acopio de armas y lo reemplazó por Sebastián Guzmán Cabrero, hombre más cercano a las ideas del nuevo grupo en el poder.

²⁵ En realidad, esta redefinición tomará forma en tres momentos, con la revisión de los Contratos Colectivos de Trabajo de 1989, 1991 y de 1993. Para una explicación más completa, véase Rafael Loyola y Liliana Martínez Pérez. "Los costos laborales de la reestructuración en Petróleos Mexicanos", *Revista Mexicana de Sociología*, México, IIS, UNAM, 1994, p. 254. Para sanear las finanzas y reactivar la productividad de la empresa, se logró reducir la planta laboral de 42.6% entre 1987 y 1993, lo cual significó una disminución apreciable en la erogación por conceptos laborales de la empresa. También se buscó reajustar al personal y propiciar la intensificación del trabajo, logrando así una disminución promedio equivalente a 25% del costo de producción. Por ejemplo, en 1991, se creó la Comisión Nacional Mixta de Productividad para estimular la capacitación del personal. Para reducir el peso político-económico del sindicato se cambió el estatuto de una cantidad importante de trabajadores sindicalizados al régimen de trabajadores de confianza (15 000 entre 1989 y 1991). En fin, la reorganización de Pemex en subsidiarias ha llevado a la federalización de las relaciones contractuales.

²⁶ Véase Isabelle Rousseau, "La reorganización administrativa de Pemex", disco compacto FIEALC, Universidad de Osaka, Japón, 2003.

ción de Pemex, Adrián Lajous.²⁷ Dos ideas fundamentales presidieron esta reorganización administrativa: valorar en la cuestión petrolera el peso y la naturaleza de la injerencia del Estado en relación con el peso de la función empresarial y centrar Pemex en lo que debe ser su actividad estratégica.

La primera idea implicaba definir la naturaleza y el papel de Pemex como empresa de Estado. En la mente de los reformadores, esto implicaba diferenciar dos aspectos que encubre la noción de Estado: el que refiere al “gobierno” y el que refiere a la “nación”. Realizar esta diferencia permitía entonces separar la autoridad de la gestión, la reglamentación de la administración, funciones que hasta el momento habían estado confundidas. Según este equipo, al Estado regulador le incumbía la primera, y a Pemex la segunda. Obligaba sobre todo a reconocer la politización indebida de la empresa: esta aclaración buscaba separar Pemex de sus funciones políticas latentes como, por ejemplo, “ser autoridad en Tabasco”, o bien “colocar diputados, senadores, gobernadores”.²⁸ Por otro lado, subrayaba la necesidad imperiosa de introducir criterios económicos y no políticos como modalidad esencial de funcionamiento; es decir, buscar maximizar las ganancias y obtener mejor calidad en la producción de bienes y servicios.

Sobre la base de esta distinción conceptual se reordenó la paraestatal. Por otro lado, fundado en un criterio propiamente económico —la búsqueda de la máxima renta petrolera— esta reorganización tuvo a bien concentrar Pemex sobre aquello que según la opinión de los reformadores, son sus actividades básicas (la exploración y la producción de crudo y de gas natural, y ventas de primera mano, en el caso del gas natural) en detrimento de las actividades de transformación de los hidrocarburos.²⁹ El principio consistió en preservar el monopolio de Pemex en el *upstream* (corriente arriba) y abrir el *downstream* (corriente abajo) a la inversión privada, nacional o internacional. Esto ha inducido a la empresa a des-

²⁷ Tres posiciones se enfrentaban entonces. La que favorecía el *statu quo*; la que pretendía una privatización a la manera de la Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) de Argentina, y, la última que se presentaba como opción intermedia.

²⁸ Comentarios de Adrián Lajous, Seminario de Políticas Sectoriales, Centro de Estudios Internacionales, El Colegio de México, 15 de enero de 2002.

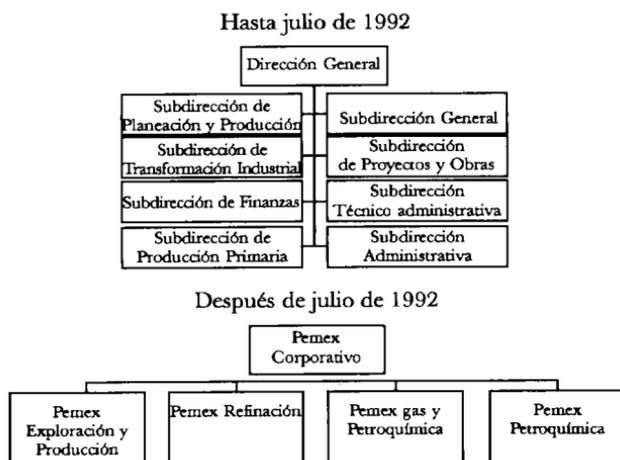
²⁹ La venta de primera mano se define como la primera enajenación de gas de origen nacional que realice Pemex a un tercero para su entrega en territorio nacional.

hacerse de áreas que según los diseñadores de este proyecto, no pertenecen propiamente a la industria petrolera (tales como la empresa de construcción, el instituto de ingeniería y otras actividades de servicios y de logística) que se otorgaron en subcontratación a compañías privadas. Si bien se trataba de una privatización parcial de las actividades periféricas, ha sido una medida dotada de un valor estratégico y político muy diferente a aquella que hubiese consistido en vender todo o parte de los activos centrales.

Estos dos principios fueron los pilares para reforzar la capacidad de mercado de la empresa estatal. Medidas precisas aseguraron realizar tales objetivos.

La reforma de 1992 dividió Pemex —una empresa organizada hasta entonces de forma vertical que funcionaba de manera global— en un *holding* al integrar una estructura central (el corporativo) y cuatro empresas filiales (subsidiarias).³⁰

El esquema siguiente ilustra estos cambios.



Esquema 1
Estructura administrativa de Pemex

³⁰ La nueva estructura contó con el asesoramiento de varias consultorías, principalmente la empresa Mc Kinsey. Ángel de la Vega señala: “La ley de 1992 crea cuatro

Se buscó introducir una administración según líneas de negocios, y también descentralizar el poder (Pemex Exploración y Producción, por ejemplo, se instaló en Tabasco).³¹ Se trataba de poner en orden la contabilidad: al asignar a cada subsidiaria sus propias responsabilidades (en el dominio financiero, legal y patrimonial), esta división permitiría introducir una gestión que hiciera aparecer las ganancias o pérdidas en cada una de las filiales.³²

Se construyó un edificio de precios bajo el concepto de “costo de oportunidad” para simular la formación de un mercado en el seno de una empresa que conservaba su estatuto de monopolio. El costo de oportunidad representa el valor de un producto en un uso alternativo; su precio se fija en relación con el precio que tiene este mismo producto en la exportación, lo cual permite eliminar toda subvención del Estado. En este contexto, la división en subsidiarias fue pensada en función de los llamados “precios de transferencia”, tomando en cuenta los precios internacionales. Como bien lo señala Ángel de la Vega: “En adelante las transacciones internas de Pemex se efectúan entre unidades distintas con el fin de instaurar una gestión que haga aparecer ganancias o pérdidas en cada una de las filiales”.³³ Sin embargo, este sistema de precios interorganismos ha cargado una gran parte de las utilidades del sistema en favor de Pemex Exploración y Producción (PEP) —las grandes utilidades de Pemex se contabilizan en el renglón de las ventas de crudo— propiciando que las áreas de procesamiento registren pérdidas en su balance financiero.³⁴ Más tarde (hacia

empresas filiales que dependen de una estructura central de tipo *holding* organizada en divisiones (operaciones, finanzas, administración). Esta reforma sigue el modelo organizacional de las grandes empresas petroleras internacionales públicas y privadas, siendo el objetivo transformar cada filial en centro de ganancias y de costos, funcionando con métodos modernos de contabilidad y convirtiéndose en responsables de la gestión de su presupuesto, inversiones, personal, patrimonio, etc.”, *op. cit.*, p. 217.

³¹ Véase Miguel García Reyes, “Reestructuración y perspectivas de la industria petrolera mexicana”, *Foro Internacional*, vol. xxxvi, julio-septiembre, 1996. núm. 3, México, El Colegio de México-CEI, pp. 585-619; Héctor Leos Chávez, *Origen y naturaleza de la modernización de Pemex*, México, UNAM-PUE, 1993, p. 200.

³² La estructura vertical dificultaba tal contabilidad. No se sabía con certeza cuál entidad era eficiente y cuál no lo era.

³³ Ángel de la Vega, “Reestructuración y perspectivas...”, *op. cit.*, p. 217.

³⁴ El sistema contable aquí propuesto favorece una de las filiales (Pemex Exploración y Producción, PEP) sobre las otras. El precio de transferencia al que PEP vende el crudo

1996-1997), se fijarán los precios del gas natural en función de las condiciones de un mercado internacional competitivo (el mercado del sur de Texas fue tomado como la referencia de mercado: el Houston Ship Channel).³⁵ Los precios vigentes en el mercado estadounidense —uno de los mercados de gas más competitivos en el mundo— serán el *benchmark* para ajustar el precio en México. Asimismo, los comisionados construyeron una metodología para determinar las tarifas máximas de los servicios de transporte, de almacenamiento y de distribución. Este nuevo marco debía permitir el libre comercio en el ámbito internacional del gas natural.

Se instaló un sistema de regulación —un arsenal de leyes, reglamentos y nuevas instituciones— para introducir la competencia sobre la base de reglas claras y transparentes. En efecto, un marco regulatorio no busca solamente monitorear y sancionar las prácticas anticompetitivas sino también erradicar otras fuentes de ineficiencia económica (como, por ejemplo, los comportamientos de ciertos funcionarios públicos que afectan las decisiones económicas). Dos tipos de reglamentos fueron establecidos: los genéricos que se aplican de modo idéntico —cualquiera que sea el sector— y los reglamentos específicos al ramo industrial considerado.³⁶ Las primeras —la Ley Federal de Competencia Económica (LFCE), y la Comisión Federal de Competencia (CFC), entre otras— fundadas en el principio de la desconfianza, pretendían poner bajo tutela el comportamiento administrativo (obras públicas, compras, funcionarios).³⁷ Las segundas —las leyes y reglamentos del gas natural, y sobre todo, la Comisión Reguladora de Energía (CRE)— tendrían como misión enmarcar

que extrae a las otras filiales es afín a la cotización del crudo en el mercado internacional (y no al precio de extracción).

³⁵ A este respecto, la directiva de Precios y Tarifas para la industria del gas natural establece las metodologías que deben utilizar las compañías reglamentadas para calcular sus precios y tarifas. Estos precios y tarifas son una referencia en tres áreas: la producción que realiza Pemex, las compañías de distribución o los consumidores cautivos de empresas, y el transporte y la distribución como monopolios naturales.

³⁶ Adrián Lajous, Seminario de "Políticas Sectoriales", Centro de Estudios Internacionales, El Colegio de México, 15 de enero de 2002.

³⁷ La CFC se creó en 1992. Agencia administrativa vinculada a Secofi (Secretaría de Comercio y Fomento Industrial), hoy Secretaría de Economía (SE), gozaba formalmente de autonomía técnica y operativa, teniendo por objetivo evitar, buscar y eliminar, si es necesario, los monopolios y diversas prácticas monopolistas.

el funcionamiento del mercado.³⁸ Con la CRE, se buscó formar un ente regulador independiente capaz de definir las reglas de participación de los nuevos actores y de vigilar su cumplimiento, en un entorno de apertura. También debía imponer una regulación económica a Pemex para limitar su discrecionalidad en aquellas áreas en donde la paraestatal conservaría su poder de mercado, propiciando asimismo la confianza de los posibles inversionistas.

Los reglamentos específicos se aplicaron inmediatamente a la industria del gas natural (que se abrió en el segmento del *downstream* a partir de 1995) para responder a los imperativos del mercado: ofrecer mejores servicios, promover el uso de combustibles limpios, y particularmente proteger las inversiones privadas y los posibles comportamientos arbitrarios de Pemex o del gobierno.

Principios y criterios económicos inspiraron esta gran reforma administrativa. Se buscó clarificar la contabilidad de la empresa sin afectar el rol fiscal y social de Pemex así como transparentar los subsidios (evitar proteger organismos ineficientes y obligarles a responsabilizarse por sus bienes y acciones). Establecer un entorno de mercado (costo de oportunidad, establecer precio y tarifas en relación con el mercado internacional, etc.) en un ámbito monopólico ha sido el reto que se impuso el equipo reformador.

Además, en este contexto, la administración de Pemex mostró gran interés por la internacionalización. Se creó una empresa pública dotada de una personalidad jurídica propia —Pemex Comercio Internacional, S.A. de C.V.— dedicada a comercializar los productos petroleros mexicanos en el mercado internacional y afrontar los desafíos debidos a la volatilidad del mercado petrolero internacional.³⁹ Era necesario romper con la filosofía de ese entonces (desarrollada institucionalmente por la Coordinación Ejecutiva de Comercio Exterior en Pemex) que sin preocuparse por los costos económicos o las oportunidades de negocio, buscaba únicamente deshacerse de los excedentes de la producción local. Al contrario, al valorizar el concepto de utilidad, PMI debería optimizar

³⁸ La CRE se creó en 1992; pero su margen de acción va a crecer sólo a partir de 1995.

³⁹ Creado en 1989, PMI precedió la reorganización administrativa de Pemex. Fue constituida bajo la modalidad de una sociedad anónima de capital variable en la que Pemex participa con 85% del capital social, el Banco de Comercio Exterior (Bancomext) con 7.5% y Nacional Financiera (Nafin) con 7.5%.

las ganancias en las transacciones comerciales en todos los niveles: producción, refinación y distribución.⁴⁰

Por otro lado, PMI fue diseñado para ser un centro piloto, inaugurando así un nuevo estilo de gestión para fomentar una cultura de empresa diferente. Se organizó en torno de *Profit Centers*, pequeños grupos extremadamente fluidos y flexibles, responsables de comercializar un producto. Allí se privilegiaron las relaciones horizontales entre las diferentes categorías de personal sobre la jerarquía, con el objeto de responsabilizar y motivar al personal.⁴¹ Esta descentralización relativa en la toma de decisiones y en las funciones asumidas tenía como propósito evaluar mejor el desempeño de cada centro de utilidad. El programa ADR (atraer, desarrollar y retener personal de excelencia) valoraba como un “*must*” la profesionalización de los cuadros (y aun de las secretarías).⁴² Demuestra el interés para flexibilizar la estructura organizacional, incrementar el margen de acción de los empleados (cuadros medios y superiores), su responsabilidad y su compromiso personal así como estimular un espíritu de competencia. En un entorno constitucional restrictivo, estas medidas administrativas buscaron aumentar la eficacia y la productividad.⁴³

⁴⁰ Esto condujo a que PMI aumentará la naturaleza y el número de sus operaciones (de fletamientos, por ejemplo).

⁴¹ Estos *Profit Centers* se hacen y deshacen en la medida de las necesidades, evitando así la burocratización de sus funciones. En la mayor parte de las reuniones de trabajo, los cuadros medios y los cuadros superiores trabajan juntos (cuatro escalones jerárquicos de seis). Los cuadros medios (que son integrados en los *Profit Centers*) participan plenamente en la definición de los objetivos de cada directriz de negocio o producto. Es de hecho muy revelador que la adaptación a este nuevo estilo organizacional haya sido más arduo para los empleados que venían de Pemex (habituados a una cultura autoritaria) que para los nuevos. Una sola laguna: por razones burocráticas, el salario permaneció en función del nivel jerárquico y no del desempeño. Se recomienda la lectura de la tesis de María Fernanda Somuano, “La reforma de las empresas públicas en México. El caso de PMI”, Tesis de licenciatura, El Colegio de México, CEI, 1994, p. 145.

⁴² Es notable que esta empresa no haya amparado ninguna organización sindical.

⁴³ Aun y cuando este esquema haya sido funcional para los *Profit Centers*, es difícil pensar que podría ser transferible tal cual a una estructura tan vertical y autoritaria como la que prevalece en Pemex.

*Los resultados en términos de construcción de un entorno
de mercado y de una integración regional*

Indudablemente, este conjunto de medidas favorecieron al menos en algunos segmentos de la industria la instalación de una lógica de mercado. En esta dinámica, ¿en qué aspectos (o segmentos de la industria) la reorganización y modernización empresarial han alentado la formación de un mercado regional?

El segmento del gas natural

La industria del gas natural ha sido el segmento de mayor avance, en términos de una racionalidad aperturista. Y, en este ramo, el segmento de la distribución ha sido el más exitoso. Muy probablemente, una de las causas de este éxito se deba al hecho de que ahí los actores no estaban organizados previamente y tampoco existían objetivos claros referentes a la distribución. Se crearon áreas geográficas en las cuales una empresa privada ganaba una licitación que le permitía establecerse como monopolio. Esta modalidad evitó a la CRE enfrentarse a Pemex, que estuvo excluido del reparto. La distribución de gas natural ha sido bastante exitosa: desde 1996 hasta la fecha, se han otorgado 20 permisos y los compromisos de inversión total para el quinto año de operación fueron de 920.9 millones de dólares.⁴⁴

En distribución, los inversionistas extranjeros siguen siendo mayormente europeos; en particular, español (Gas Natural México) y francés (Gaz de France International [GFI]). En enero de 2000, estas dos compañías detentaban más de 50% de la cobertura de los compromisos (Texas Utilities, Sempra Energy, y Tractebel [belga] son otros grandes inversionistas en este campo). Es de notar que aquí la exitosa lógica aperturista no ha alentado mayor integración con los socios del norte de América.

Para el transporte de gas natural, la situación ha sido distinta. Previo a la reforma, la única red existente (el Sistema Nacional de Gasoductos,

⁴⁴ Los distintos permisionarios del sector privado se comprometieron a invertir, *grasso modo*, 18 400 millones de pesos. Al principio, se conformaron asociaciones reuniendo compañías extranjeras y compañías mexicanas que fungían como socios locales.

SNG) estaba por completo a cargo de Pemex, quien era responsable de dar servicio a CFE y a algunos clientes industriales.⁴⁵ Se abrió este segmento a nuevos actores (sin embargo, Pemex conservó el manejo del SNG) con miras a fomentar nuevas inversiones para agilizar el mercado interno, complementar la red de transporte, ampliándola a regiones con baja cobertura, principalmente a través de nuevas ramificaciones y sistemas de interconexión con Estados Unidos y México.⁴⁶ Para esto, la CRE emitió dos tipos de permisos: acceso abierto y usos propios.⁴⁷ De acuerdo con los datos de la CRE, hasta concluir 2004, se habían otorgado un total de 124 permisos de transporte. Del total de los permisos, 19 son de acceso abierto con una longitud de 11 316 kilómetros, en tanto que los 105 permisos restantes son de usos propios y representan una red de 707 kilómetros. Sin embargo, como lo veremos en la parte siguiente, al quedarse la producción de gas natural en manos de Pemex, y a pesar del nuevo reglamento, la mayoría de los sistemas de transmisión que operan hoy permanecen bajo el control de dicha empresa. En este sentido, el monopolio ha imperado.

Entre los permisos de acceso abierto, el gasoducto más importante de transporte para el servicio público construido por el sector privado es el proyecto de Energía Mayakán, de capital europeo. Está compuesto por Mayakan Pipeline (99.99%) y Servicios Mayakan (Mayakan Pipeline es propiedad de Gaz de France International y Mexique Investissements, 67.5% y Merida Pipeline Company, 32.5%; mientras Servicios Mayakan tiene 0.01%).⁴⁸

⁴⁵ Además, la red de Pemex se encontraba subutilizada debido al bajo consumo de gas natural en el país y a la falta de sistemas de distribución que llevarán el combustible a industrias, comercios y hogares.

⁴⁶ CRE, Consultas públicas sobre la apertura, p. 1.

⁴⁷ Los permisos de acceso abierto —también llamados “a solicitud de parte”— son otorgados a petición del interesado o bien a través de un proceso de licitación pública. Se llaman de “acceso abierto” porque los permisionarios están obligados a permitir la entrada a su sistema a todos los usuarios que lo requieran y que sean solventes económicamente. La segunda modalidad denominada “de usos propios” se refiere a autorizaciones para llevar gas a través de ramales de interconexión que construyen los grandes industriales con los ductos de algún transportista.

⁴⁸ Este gasoducto tiene una longitud de 710 kilómetros y se origina en el complejo petroquímico de Ciudad Pemex, Tabasco; lleva gas a diferentes puntos de entrega situados en la península de Yucatán, incluidas centrales de generación de la CFE en Campeche y Yucatán. En un primer momento, cuando se otorgó el permiso, Transcanada era parte

Es cierto que ante el aumento de la demanda en gas natural México ha incrementado sus puntos de interconexión con Estados Unidos a través de diversos ductos.⁴⁹ En la actualidad existen 16 interconexiones en la frontera norte. Sin embargo, a excepción de cuatro sistemas aislados en Baja California Norte, Sonora y Coahuila, los demás tienen participación accionaria de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

Aunque la ley permita la entrada de inversionistas privados en el desarrollo de infraestructura de almacenamiento a gran escala, por diferentes razones este ramo ha permanecido rezagado hasta muy recientemente.⁵⁰ Los proyectos de “almacenamiento con regasificación”, más comúnmente conocidos en la industria como “proyectos de gnl (gas natural licuado)” reflejan una evolución neta de las políticas adoptadas allí.

En efecto, los cambios en el consumo nacional de gas natural han obligado a importar este combustible para mantener el suministro adecuado y equilibrado de la demanda.⁵¹ Paralelamente, la creciente disminución de las reservas de gas en Estados Unidos y Canadá, ha alentado la mayor volatilidad de los precios, así como incrementado notablemente los riesgos e incertidumbres en el negocio del gas de la región. Para contrarrestar esta tendencia, se decidió importar gas natural bajo la forma de gas natural licuado; al inyectar el sistema se pensó que favorecería la disminución en los precios generales del gas.⁵² Frente a la negativa de

de los accionistas (RES/157/197). Pero, a finales de 2000, solicitó cambios en la participación accionaria y en su lugar dejó a Gaz de France.

⁴⁹ Durante 2003, México importó 364 000 millones de pies cúbicos para consumo nacional de diversas interconexiones localizadas en el sur y oeste de Estados Unidos. De este total, 55% se importó a través de Tamaulipas, vía el SNG y el resto a través de sistemas aislados. “Visión del mercado de gas natural en América del Norte”, GTEAN, 02/05, p. 81.

⁵⁰ Hasta ahora el gas natural almacenado en México se ha limitado al que Pemex guarda dentro de sus ductos, los cuales no se encuentran al máximo de su capacidad. Se ha estudiado sin embargo la factibilidad de guardar gas en el subsuelo; en particular, en cavernas salinas. Sin embargo, estos proyectos han quedado como letra muerta por problemas de índole jurídica.

⁵¹ Se estima que habrá escasez importante de gas natural a partir del 2025, y los cálculos efectuados probarían que aun un aumento de la producción nacional no sería suficiente para hacer frente a las necesidades.

⁵² Las principales compañías energéticas mundiales tienen proyectos para construir al menos 48 plantas de procesamiento de gas natural licuado que provendrían de países tales como Australia, Rusia, Indonesia, Malasia, Perú y Bolivia. Estimaciones del vicepresidente

Pemex de importar gas natural licuado, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ha estado promoviendo la construcción de varias terminales de recepción de gas natural licuado en el país para asegurar el abastecimiento de algunas de las centrales eléctricas que se proyecta construir en el noroeste de México. Se han otorgado hasta ahora cinco permisos de almacenamiento de gas natural licuado por una inversión comprometida de 1 797 millones de dólares. A pesar de las restricciones constitucionales, la necesidad de fondos para invertir en los campos vitales de la industria de hidrocarburos y las presiones ejercidas por la integración energética creciente del norte de América han encaminado a los responsables a recurrir a diferentes figuras. La controvertida figura de los contratos de servicios múltiples (csm) para explotar el gas seco en la cuenca de Burgos con la participación del sector privado es una de estas nuevas modalidades.⁵³ Son contratos públicos licitados por Pemex para la ejecución de los trabajos de desarrollo. El modelo genérico de contratos de servicios múltiples garantiza el control permanente de Pemex durante la ejecución de éstos y estipula que todos los activos fijos construidos por las compañías privadas son propiedad de Pemex. Aparte de la cuenca de Burgos, se está analizando cuidadosamente la posibilidad de conceder nuevos csm para el desarrollo de Coatzacoalcos, proyectos de gas terciarios y de Cuichapa, en los estados de Veracruz y Tabasco, ambos costa dentro y afuera.⁵⁴

Esta apertura naciente en el campo del gas natural conlleva la inserción de nuevos actores, nacionales y extranjeros; sin embargo, tal y como lo hemos apuntado, no en todos los campos ha fomentado mayor integración del mercado regional.

En transporte, gran parte de los proyectos tienen capital estadounidense y canadiense. Predominan por número, por la misma posibilidad de formar un mercado integrado de Norteamérica y porque allí las inver-

sidente de Chevron Texaco, multinacional que administra una media docena de proyectos en esta parte del mundo.

⁵³ La legalidad de estos contratos ha sido cuestionada. De entrada, a pesar de los altos precios del gas que vuelven atractivos estos proyectos, la incertidumbre jurídica ha frenado el entusiasmo de los inversionistas. Véase los textos de Juan Carlos Boué y Alicia Puyana en esta publicación.

⁵⁴ "Visión del mercado de gas natural en América del Norte", GTEAN, Sener, febrero, 2005, p. 126.

siones no son muy riesgosas. Sin embargo, no predominan por monto o longitud. En efecto, casi 9 000 de los 11 000 km de ductos son de Pemex y el nuevo ducto privado más importante es de inversión europea (Energía Mayakan). En cuanto a inversiones, de los 1 800 millones que se pretenden invertir, alrededor de 700 millones corresponden a inversiones de Pemex y de los europeos.

En cuanto a distribución, como lo hemos apuntado, la inversión europea es mayoritaria, y con mucho (suma alrededor de 2 500 millones de dólares).

En almacenamiento existe cierto equilibrio entre inversiones de Estados Unidos y Europa: los grandes inversionistas son Sempra Energy y ChevronTexaco (Estados Unidos) y Royal Dutch-Shell (de capital holandés-inglés).⁵⁵ Obviamente, el interés de los estadounidenses en participar se debe en mucho a la intención de llevar el gas que se reciba al mercado de Estados Unidos.

En total, en las tres modalidades mencionadas (transporte, distribución y almacenamiento), desde 1996 hasta diciembre de 2004, se han otorgado 150 permisos. En transporte y distribución las redes cubren una longitud de 38 121 km. En los tres ramos, las compañías han comprometido inversiones por un monto de 4 818 millones de dólares.

Es claro que en gas natural, en términos de inversiones, se da una competición entre la presencia de los socios estadounidense y canadiense con los europeos. Las estrategias y objetivos de ambos actores son distintas. La explicación que da David Shields es interesante:

Durante el gobierno de Zedillo, varias grandes compañías integradas de energía de Estados Unidos —en particular Enron, El Paso Energy y TXU— presionaron en favor de la apertura del sector energético en México, pero hicieron pocas inversiones aquí. La estrategia internacional de estas compañías iba a ser la de controlar cadenas integradas de operaciones a través de toda la industria energética y manejarlas en condiciones de mercado. El fracaso de las políticas de privatización de activos energéticos de propiedad estatal en México significa que hoy no existen las oportuni-

⁵⁵ La empresa estadounidense Marathon Oil Corp., que tenía un proyecto ubicado al suroeste de la ciudad de Tijuana (Baja California) se ha retirado por problemas de índole jurídico-políticos.

des de expansión, integración y control que forman parte de esta visión. Además, muchas de las compañías integradas no pudieron enfrentar la prueba de entrar a un nuevo mercado como México, cuando la desregulación de mercados les planteaba demasiados retos dentro de Estados Unidos y, finalmente, los involucró en redes de especulación y corrupción que provocaron la desaparición de muchas de ellas. En cambio, compañías europeas como Gaz de France, Gas Natural México y Tractebel, con enfoques más graduales y de largo plazo han tenido mayor éxito en la apertura del gas natural en México.⁵⁶

Sin duda, habría que tomar en consideración la visión distinta de los europeos sobre los negocios. Con un espíritu más aventurero, tienen menos miedo de invertir en proyectos de largo plazo en países en los cuales la industria es incipiente; a este respecto, han demostrado mayor disposición a trabajar para penetrar el mercado mexicano (véase la actividad de distribución). En cambio, los estadounidenses suelen invertir solamente si sus principales clientes están bien “amarrados” o si el proyecto corresponde a un sector en el que tienen interés geopolítico inmediato (gas natural licuado o ductos-interconexiones a la frontera).

La convergencia institucional

Uno de los parámetros esenciales en un proceso de integración regional lo constituye la convergencia institucional. De cierta manera, la reorganización administrativa de Pemex emprendida desde los inicios de los años noventa tuvo como misión la de armonizar leyes, reglamentos e instituciones con las normas internacionales; en particular, con las que rigen los países de América del norte. Como lo mencionamos, la creación de la CRE y de nuevas leyes y reglamentos ha tenido esa función: el nuevo edificio institucional mexicano ha sido pensado y forjado a partir de referencias internacionales. En este marco, la CRE se reúne de manera periódica con representantes de la NEB (regulador canadiense) y de la FERC (regulador estadounidense) en lo que denominan “*trilateral meetings*”. En estas reuniones, no hay compromisos formales; representan solamente

⁵⁶ David Shields, *Pemex. Un futuro incierto*, op. cit., pp. 49-50.

un mecanismo de cooperación en el que se discuten temas comunes que pudieran ser de interés para la región.⁵⁷

Además, recientemente, la presión se ha acentuado: nuevos criterios y leyes establecidos por diferentes instancias de Estados Unidos están obligando a Pemex a acatar normas internacionales. Es el caso por ejemplo de la medición de reservas, así como de la ley Sarbannes-Oxley, aprobada el 30 de julio de 2002. En el primer caso, se obligó a la empresa a ajustar su contabilidad y la evaluación de sus reservas a los parámetros internacionales: en 2002, PEP adoptó los criterios y definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC) para sus cálculos de reservas probadas, a fin de dar bases sólidas a las decisiones de los inversionistas. Esto puso fin al manejo de aquella información como asunto de seguridad nacional.⁵⁸ En otro plano, en respuesta a los escándalos financieros norteamericanos (Enron, World Com), los reguladores estadounidenses han aprobado una ley (Sarbannes-Oxley Act) que en su sección 404, pretende obligar a las compañías extranjeras que emiten deuda en el mercado de este país a documentar y a poner a prueba sus controles internos para evitar fraudes.⁵⁹ Esta ley presenta también otras disposiciones. Una indica que los miembros del sindicato ya no podrán ser parte del consejo de administración de la empresa (hoy en día de los once miembros, cinco pertenecen al sindicato); Pemex tendrá que modificar la ley orgánica de la empresa. Otra disposición estipula que las juntas directivas de la empresa deben tener miembros independientes e instaurar sistemas para controlar los fraudes, lo cual obligará a realizar modificaciones legales y aun constitucionales. También Pemex deberá corroborar que sus operaciones contables son confiables y contratar un

⁵⁷ Se reunieron últimamente en Altamira en febrero de 2005 para tratar los proyectos de gnl.

⁵⁸ En efecto, el cuidado en el manejo de cifras de reservas petroleras es un fenómeno mundial que responde a cuestiones de seguridad nacional y a objetivos políticos. Durante las últimas tres décadas, Pemex ha tenido una larga historia de incongruencias y falta de credibilidad en el manejo de las cifras de las reservas petroleras. Véase para más detalles, David Shields, *Pemex. Un futuro incierto, op. cit.*, pp. 96-98.

⁵⁹ Esta ley debía entrar en vigor a partir de abril del 2005. Sin embargo, al parecer, la Comisión de Valores y Mercados (SEC, por sus siglas en inglés) está examinado un aplazamiento que podría significar que las compañías extranjeras que cotizan en la bolsa de Estados Unidos no tendrán que cumplir con la sección 404 de esta ley sino hasta el final del año 2006. *El Universal*, 14 de febrero de 2005.

auditor externo distinto al que tiene para que avale la información emitida por aquel.⁶⁰

La empresa no tiene otra opción sino la de cumplir con todos los requerimientos del mercado norteamericano para colocar deuda.⁶¹

Los cambios en la cultura empresarial

Los cambios institucionales tienen también como efecto (deseado) la promoción de cambios mentales y culturales. En opinión de Robert Mabro, la modificación de la cultura de empresa debe conllevar a “pasar de un comportamiento semiadministrativo a un comportamiento económico moderno; de una mentalidad de latifundista a una de empresario”.⁶² Como las demás compañías petroleras en el mundo, Pemex tiene que buscar una flexibilidad dinámica, dejar de lado su actitud de repliegue y de pasividad (basado en las ventajas obtenidas) e insertarse de manera más activa en la competitividad internacional (lo cual implica construir nuevas ventajas comparativas). Algunas áreas tuvieron como fin promover nuevas concepciones organizacionales: tal es el caso de PMI (presentado más arriba) así como el nuevo Corporativo de Competitividad y de Innovación, creado bajo la administración de Raúl Muñoz Leos (cuya misión fue fomentar el cambio cultural, el liderazgo y la innovación, y hacer un Pemex más íntegro, transparente y competitivo, aunque este corporativo haya tenido una vida bastante corta y no muy exitosa).⁶³

A pesar de estos avances innegables, asentados en una reorganización que buscó fomentar criterios vigentes en el mercado, numerosos

⁶⁰ Hoy en día las operaciones contables son auditadas por Price Waterhouse Coopers: se va a requerir además un auditor externo.

⁶¹ En 2004, Pemex había emitido 4 500 millones de U.S. dólares sobre los mercados internacionales para financiar sus proyectos.

⁶² R. Mabro. Citado por Jean-Marie Chevalier, “L’avenir des sociétés nationales des pays exportateurs d’hydrocarbures” (reporte final del Coloquio), *op. cit.*, p. 11.

⁶³ Entrevista con el Ing. Othón Canales, director del corporativo de Competitividad e Innovación, Pemex, febrero, 2004. Un cierto número de actividades para diseñar y llevar a cabo programas de recursos humanos (desde la selección de los mandos superiores, la simplificación en la contratación de los recursos humanos, la evaluación del desempeño del personal donde son tomadas las opiniones del público y los procesos de reingeniería de procesos administrativos que están todos inspirados en el *New Public Management*.

obstáculos (falta de flexibilidad normativa y administrativa sin contar las obligaciones fiscales, laborales y sociales) han frenado —a veces anulado— los progresos obtenidos en esta dinámica. En particular, impiden cualquier comparación con compañías privadas o semiprivadas (Pemex no opera con parámetros similares) y también han frenado un mayor flujo comercial con los demás países de la región.

LAS INERCIAS Y LOS OBSTÁCULOS LIGADOS A LA LÓGICA NACIONAL

El papel social y fiscal de una empresa de Estado en un país emergente, el peso de un sindicato neocorporativo, los costos en productividad de una mano de obra numerosa, una corrupción poco controlada, la falta de autonomía administrativa, y en fin, el peso de la situación monopólica de Pemex en un contexto de mercado, son por otro lado factores de gran peso inercial.

Los frenos ligados a la lógica estatista

Por ser una empresa estatal, la misión de Pemex no puede ser definida solamente en términos empresariales, midiendo resultados económicos y pautas de competitividad. Como se mencionaba al principio del artículo, las empresas estatales tienen que cumplir con una misión de índole nacional. ¿Cómo se traduce esta lógica en los hechos?; es decir, ¿qué aspectos involucra? ¿Cuál ha sido su importancia? ¿En qué términos ha sido un contrapeso a los avances en la consolidación de un mercado regional?

A principios del año 2004, Standard and Poors realizó una evaluación de Pemex. Según su diagnóstico, la debilidad de Pemex abarca los siguientes aspectos: la cuestión de pensiones y servicios de salud, la fuerte carga impositiva y la influencia gubernamental en la toma de decisiones.⁶⁴

⁶⁴ Periódico *Reforma*, 8 de marzo de 2004. Según su reporte, la deuda neta de Pemex era en este momento de 24 642 millones de U.S. dólares; superior a la de ChevronTexaco de 9 868 millones de dólares. Sin embargo reconocen que es una empresa que tiene más utilidades que las demás (a excepción de Exxon Mobil).

El papel fiscal de Pemex

Si durante el periodo de José López Portillo, la “petrolización” de la economía se manifestaba por el enorme peso del componente petrolero en las exportaciones mexicanas (cerca de 75%), desde la mitad de los años ochenta se traduce por la importante aportación de Pemex al fisco: oscila entre 33 y 37% de los ingresos federales.⁶⁵ Estas obligaciones constituyen un obstáculo mayor a cambios estratégicos que exigen continuamente inversiones importantes.

Si bien es cierto, como lo señala en esta obra Juan Carlos Boué con mucho brío y numerosos argumentos de peso,⁶⁶ que la renta que provee la venta de crudo es esencial para un Estado en el que los poderes de fiscalización son extremadamente reducidos, no es menos cierto que el sistema pernicioso que obliga a la empresa del Estado a dar la casi totalidad de sus ingresos al fisco (mediante un impuesto complejo) contraviene a la buena marcha de la empresa.⁶⁷

En otros términos, este sistema impositivo está convirtiendo a Pemex en una empresa en vía de descapitalización. Lo que queda después de las deducciones fiscales es en la mayoría de los casos insuficiente para asegurar la sustitución de capital y de activos en tierra. En 2003, por ejemplo, entregó 382 338 millones de pesos al gobierno federal entre impuestos, derechos, aprovechamiento (ARE, aprovechamiento para rendimientos extraordinarios), lo cual representó 61% de las ventas totales de Pemex durante el año. Por lo tanto, Pemex no ha tenido otro remedio sino el endeudarse para hacer frente a sus compromisos futuros y paradójicamente a sus propias deudas.⁶⁸ Además, su estructura financiera dificulta

⁶⁵ En efecto, actualmente el petróleo representa solamente cerca de 2% del pib y cerca de 8% de las exportaciones totales. Ángel de la Vega, “Reestructuración...”, *op. cit.*, p. 114.

⁶⁶ Véase el texto de Juan Carlos Boué en esta publicación.

⁶⁷ En el esquema actual, por concepto de Derecho sobre Hidrocarburos, Pemex debe entregar 60.8% de sus ingresos por venta a terceros de hidrocarburos, gasolinas y otros derivados. Si la suma de estos derechos es inferior a este porcentaje, Pemex deberá pagar un impuesto extraordinario hasta alcanzar esa cifra. Si el precio promedio de la mezcla mexicana de crudo rebasa la estimación presupuestal, los ingresos extra integran un impuesto extraordinario el ARE (aprovechamiento sobre rendimientos extraordinarios) cuyo monto va a un fondo de estabilización de ingresos petroleros. El dinero de este fondo está repartido en varias bolsas, la mayor beneficia a los gobiernos de los estados, y no a Pemex.

⁶⁸ Desde luego, en 2001, se anuncia oficialmente que Pemex está menos endeudado

su acceso a los mercados financieros, tanto nacionales como internacionales, impidiéndole incrementar su capacidad de producción (y exploración). Constituye una de las razones por las cuales no puede funcionar como una compañía comercial que tiene capacidad de gestión propia. A manera de ejemplo, en 2003, el total de las deudas de Pemex equivalía a 94% del valor actual de sus activos (82 centavos por peso de sus ingresos totales van al gobierno federal). En efecto, en ausencia de recursos públicos suficientes para realizar obras en áreas estratégicas, la administración zedillista propuso un esquema de financiamiento (proyectos de infraestructura diferidos en el registro del gasto, pidiregas) que permite a los inversionistas privados llevar a cabo proyectos para Pemex. Se trata de una deuda contingente que se paga a largo plazo; sin embargo, el monto de endeudamiento de Pemex a través de los pidiregas ha estado creciendo de manera exponencial: representaba, en 2001, 38 000 millones de pesos; en 2003, 89 500 millones de pesos, y en 2004, 120 900 millones de pesos; en otros términos, 78% de sus inversiones son financiadas a través de los pidiregas.

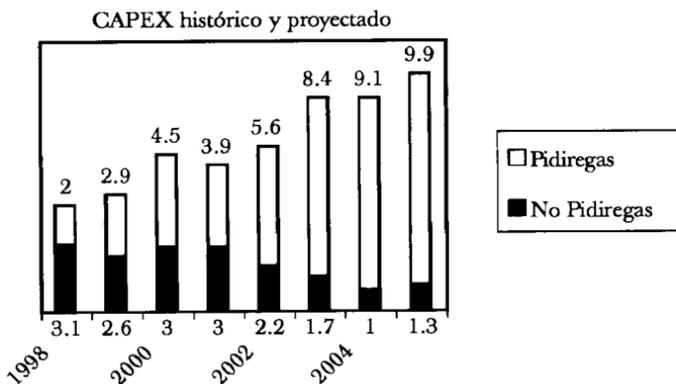
Quiere decir: el diferencial entre activos y pasivos es mínimo. La carga fiscal impide bajar la deuda y suspender la necesidad de financiamiento privado.

El papel social de la empresa

Sin entrar en detalles, señalemos sin embargo la importancia de la función social que juega una empresa de Estado. En este caso, Pemex debe contribuir directamente al desarrollo de las regiones. Lo hace a través del aprovechamiento de rendimientos extraordinarios (ARE): en el esquema actual, la bolsa mayor (60%) del dinero recolectado por esta vía se reparte entre los estados de la federación. Por otro lado, la empresa entrega donativos importantes a los gobiernos locales de las zonas petroleras del país, bajo la forma de especie o de bienes y servicios,⁶⁹ sin que

que otras grandes compañías petroleras (ideuda de 22 centavos de dólar por cada barril de reserva!); sin embargo, estas estimaciones sobre la deuda documentada (del orden de 10 000 millones de dólares) no toman en cuenta la inversión diferida o pidiregas, que de hecho corresponde a otra deuda todavía más alta.

⁶⁹ 34% son destinados a las aportaciones en especie mientras que 66% son distribui-



Los Pidiregas en el capital de Pemex	<ul style="list-style-type: none"> Los Pidiregas representan 59.3% de los gastos de capital de Pemex en 2002: 5 500 millones de US dólares.
Perpectivas	<ul style="list-style-type: none"> La deuda seguirá creciendo. Pemex pedirá al Congreso mantener inversiones petroleras por 12 000 millones de dólares; la mayor parte se financiarán con los Pidiregas.

Gráfica 3
Endeudamiento creciente del Estado a través de los Pidiregas

Pidiregas: proyectos de infraestructura de largo plazo.

No Pidiregas: inversiones presupuestadas.

P: Programado.

*Por tipo de proyecto, en miles de millones de dólares.

Fuente: <<http://www.pemex.com/index.cfm/action/content/sectionID/11/catID/66/subcatID/143/index.cfm>>

das bajo la forma de bienes y servicios, asfalto, tubería, combustibles y bienes diversos utilizados en la construcción de obras públicas. Los estados beneficiados fueron Campeche, Tabasco, Chiapas; Veracruz, Oaxaca, Hidalgo, Guanajuato, Nuevo León y Tamaulipas. David Shields, *Pemex. Un futuro incierto, op. cit.*, p. 76. Su papel social la obliga, por ejemplo, a conservar campos poco rentables porque de eso vive una parte de la población local.

haya información clara y transparente sobre la cantidad, los destinos y el uso de este dinero.

Empresa de Estado y eficiencia empresarial

Más que una empresa, Pemex es parte del gobierno federal: por lo tanto está sometido a normas y reglas administrativas antes que empresariales; por lo mismo, difícilmente, puede desligarse del entorno político y social.

Aun cuando la reestructuración de 1992 tenía el propósito de reducir por lo menos estos aspectos en el funcionamiento de la empresa, poco se ha logrado en este aspecto.

Asuntos laborales

El exceso de mano de obra, su mala distribución y el problema de los jubilados representan una carga adicional que pesa negativamente en el balance, sin contar una cultura sindical poco propicia a un cambio mayor de mentalidad y de conducta.

Pemex es la cuarta empresa petrolera si se evalúa en términos del número de empleados (después de Petrochina y Sinopec en China y Gazprom en Rusia). Según el *Anuario Estadístico de Labores*, Pemex cuenta hoy con 141 628 trabajadores de los cuales cerca de 75% son sindicalizados mientras que el resto está compuesto por trabajadores de confianza; de ese total, cerca de 90% son definitivos. Aun y cuando no existe un criterio fácil para determinar el sobrante en la mano de obra, es evidente que Pemex no resiste la comparación con compañías petroleras privadas en términos de productividad por trabajador. Se evalúa con estas cifras la productividad de la paraestatal en 87 barriles por día de petróleo crudo por empleado, cifras que contrastan con las de Shell (300 barriles), de BP (224 barriles) y aun de Petrobras (195 barriles). Además prevalece una mala distribución de la fuerza de trabajo: muchas áreas productivas están superpobladas mientras otras carecen de mano de obra, lo cual genera ineficacia y costos no competitivos. Finalmente el peso de los jubilados es considerable: actualmente se cuentan 55 000 sindicalizados

en retiro, sin incluir miles de docenas de empleados de confianza: hay 560 jubilados por 1 000 trabajadores en activo.⁷⁰ El problema de las demandas laborales por despido y aquel de los jubilados constituye una verdadera bomba de tiempo que la administración comienza apenas a reconocer públicamente. Según palabras del director de finanzas de la empresa, el pasivo laboral ha aumentado 33% en relación con 2003. Hoy en día es de 284 000 millones de pesos (es por mucho superior a los ingresos de la empresa que aumentaron solamente 16.3% por año). Es la razón por la que Pemex no ha fondeado el pasivo laboral: no cuenta con recursos propios para hacer frente a sus compromisos financieros.

Los recursos humanos constituyen a menudo un gollete de estrangulamiento mayor: primero en lo que concierne a la posibilidad de encontrar y reemplazar los *expertises* necesarios; enseguida para operar rápidamente el cambio de cultura que la empresa requiere. La resistencia organizacional e institucional a los cambios propuestos alienta la permanencia del *statu quo*.⁷¹

La autonomía de gestión

Si la definición de “autonomía de gestión” suscita problemas (tiene acepciones varias y diversas) por lo menos hay consenso para reconocer que su carencia tiene un costo muy alto para la eficiencia de una empresa.

¿Cuál sería la aceptación mínima del concepto “autonomía de gestión”?

En primer lugar, implica autonomía presupuestal. En otros términos, esto separaría a Pemex del Presupuesto de Egresos de la Federación y le daría facultad para negociar directamente su presupuesto con el Congre-

⁷⁰ Periódico *La Jornada*, 12 de abril de 2004.

⁷¹ Solamente aquí mencionaremos que muy recientemente funcionarios de la empresa han admitido públicamente que la empresa pierde al menos mil millones de dólares por año por actos de corrupción, bajo la forma de fraudes, de robos, de evasión de impuestos y de venta clandestina de combustibles adulterados. Raúl Muñoz Leos confesaba: “Como es del conocimiento público, éste ha sido uno de los problemas mayores para el pleno desarrollo de la organización y el reforzamiento de su imagen frente a la sociedad”, Raúl Muñoz Leos, *En la ruta. Petróleos Mexicanos (2000-2002)*, Pemex, México, 2002, p. 235.

so de la Unión. Dicha autonomía va aparejada con una total responsabilidad sobre las decisiones adoptadas; de suceder, habría la necesidad de construir un entramado institucional peculiar, con normas y leyes propias que diferencien a Pemex (y a CFE) de las demás secretarías de Estado u otras entidades gubernamentales.⁷²

Por el momento Pemex carece de estas facultades. No solamente la paraestatal está atada al presupuesto que el Ejecutivo le asigna (y que aprueba el Congreso) sino que además depende en muchos aspectos de las instancias financieras gubernamentales. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, por ejemplo, tiene tal injerencia que muchos consideran que es la verdadera instancia de mando de Pemex (así, si Pemex quiere contratar un préstamo o emitir un bono en el exterior la decisión la toma la SHCP). También intervienen otras instancias: si Pemex quiere contratar una póliza para protegerse contra la volatilidad en los precios del crudo, debe ser instrumentada por el Banco de Comercio Exterior (Bancomext), con la anuencia del Banco de México.

Administrativamente, el nivel de intervención de la Secretaría de la Función Pública (ex Secodam) no siempre es adecuado. Abarca revisiones y evaluaciones de desempeño, que involucran una serie de operaciones fastidiosas que frecuentemente se convierten en tramitologías; además, la sobrerreglamentación tiene efectos perniciosos: el margen de acción de los funcionarios petroleros es considerablemente reducido por múltiples leyes y reglamentos, y el miedo de infringir una ley (siempre sujeta a interpretación) y hacerse acreedor de sanciones injustificadas frena enormemente la iniciativa de los funcionarios de Pemex.⁷³ Muchas licitaciones públicas son anuladas o declaradas desiertas por esta razón: reeditúa en enormes pérdidas económicas.

Pero, sobre todo, existe gran indefinición en cuanto a la división de trabajo entre las diferentes dependencias del sector energético —en particular entre Sener y Pemex—, y por lo tanto no hay separación de responsabilidades. Pemex tiende a realizar funciones que deberían correspon-

⁷² Esto implicaría reconfigurar el consejo de administración de la empresa y poder nombrar algunos consejeros independientes: dar capacidad a la empresa para emitir títulos con derechos económicos a manera de fomentar el control y la evaluación de la empresa.

⁷³ Comentarios de Adrián Lajous durante el Seminario de Políticas Sectoriales, CEL, El Colegio de México, 15 de enero de 2002.

derle a la Sener (como por ejemplo la planificación central y la administración estratégica del sector de los hidrocarburos). Por otro lado, al no haber reglamentación específica sobre el flujo de información (fuente de control y de poder), la información que entrega Pemex es altamente deficitaria.

*Las repercusiones sobre las estrategias agresivas de negocios
y sobre los flujos comerciales regionales*

Pasivos de todo tipo: ambientales, laborales, jurídicos, obstaculizan poner en marcha estrategias que podrían dar nueva vitalidad a la industria, tales como las fusiones, las adquisiciones, las alianzas estratégicas, la desincorporación de activos no productivos, y el desarrollo de nuevas áreas.⁷⁴

Por otro lado, el papel monopolístico de Pemex en los segmentos de la industria que pretenden abrirse ha sido contraproducente a los objetivos buscados.

Las licitaciones emitidas en 1998 para vender algunos complejos petroquímicos representan un caso paradigmático de esta situación. Sin entrar en el debate para evaluar la justificación (o no) de estas licitaciones, es de reconocerse que fenómenos tales como los pasivos ambiental y laboral –aun cuando no hayan sido decisivos para declarar desiertas las licitaciones– han jugado un papel cuyo peso está por evaluarse.⁷⁵ Por otra parte, las diversas imprecisiones jurídicas y la falta de claridad del marco reglamentario sobre la existencia y operación de los complejos petroquímicos, reforzaron quejas o miedos (impugnación, amparos, controversias jurisdiccionales y territoriales) de los posibles compradores.⁷⁶

⁷⁴ *Idem.*

⁷⁵ El pasivo ambiental representa los costos por los daños ecológicos cometidos anteriormente por Pemex. El pasivo laboral refiere al costo de las pensiones, retiros de trabajadores sindicalizados, lo mismo que la obligación de tener que recontractar a los trabajadores del STRPM.

⁷⁶ La mayor parte de los complejos fueron edificados sobre terrenos expropiados durante la nacionalización petrolera, pero podrían ser reclamados en caso de privatizarse los complejos.

Pero, más que todo, uno de los mayores obstáculos a la venta de complejos petroquímicos en 1998 y 1999 fue la falta de garantías que daba Pemex a las compañías compradoras acerca del abastecimiento seguro (en términos de volumen y de precios competitivos) de crudo y gas.

Los contratos de servicios múltiples (csm) proveen otro ejemplo. A pesar de la insistencia de la administración en afirmar su legalidad, muchos piensan lo contrario:

Estos contratos están al margen de la legislación mexicana vigente porque [...] la fórmula de remuneración de los contratistas está ligada al precio del mercado de los hidrocarburos y no al precio de los insumos que se utilizaron en su producción, y es ésta justamente la característica quintaesencial de un contrato de riesgo compartido.⁷⁷

La participación en estas licitaciones fue menor a la esperada por Pemex; sin duda, el ambiente sobrepolitizado y la ausencia de fuertes garantías jurídicas propiciaron esto. Aun y cuando no prospere la demanda en contra de Repsol emitida por un equipo encabezado por el senador Manuel Bartlett, atestigua la fragilidad del entorno jurídico de estos contratos.

Pero quizás el mayor problema resida en el papel monopólico que Pemex logra conservar en los segmentos destinados a la apertura. Las cuestiones del transporte y comercio del gas natural ejemplifican esta situación. Aunque ante diversas comunidades de inversionistas Pemex maneja un discurso de apertura, en la práctica utiliza diversas estrategias que impiden la participación efectiva de los particulares. Éstos han expresado su inquietud en las diferentes consultas públicas que se efectuaron; de antemano conocían sus restricciones y desigualdades frente a una empresa que sólo con dos permisos de acceso abierto, por su monopolio natural en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), controla 83% del total de las redes de transporte en esta categoría. Hasta ahora, sólo dos de los grandes transportistas que participaron en el proceso de consultas públicas han solicitado un permiso a la CRE.⁷⁸ El tema de la comer-

⁷⁷ Véase el texto de Juan Carlos Boué en esta publicación.

⁷⁸ Gilda Balvanera, "La reforma de la industria del gas natural. Retos de la regulación y estrategias de los actores". Tesis de licenciatura (manuscrito), El Colegio de México-CEL, 2006, cap. II, p. 8.

cialización es todavía más significativo.⁷⁹ La posibilidad de operar conjuntamente el monopolio legal en la producción y venta de gas natural por mandato constitucional y el monopolio natural en el SNG le conceden a Pemex gran poder de mercado y una posición privilegiada en la comercialización. Como lo señala Gilda Balvanera:

En los primeros años posteriores a la reforma, algunas empresas de comercialización tuvieron la intención de participar en el mercado, pretendiendo brindar a sus clientes diversos servicios físicos y financieros que favorecieran las condiciones de compra del gas natural. En el corto plazo, estas empresas se retiraron del mercado ante la imposibilidad de competir con Pemex.⁸⁰

Según Balvanera, esta situación de monopolio provoca distorsiones mayores. Si se toma en cuenta su limitado margen de maniobra, algunos transportistas privados han aplicado una estrategia cooperativa con Pemex: han optado por aliarse con la empresa en proyectos específicos (coinversiones).⁸¹ Con esta estrategia, Pemex asegura su condición de monopolio en el transporte mientras sus socios —competidores potenciales en la comercialización— realizan buena parte de las inversiones. Por otro lado, es una buena manera para que los inversionistas participen en el segmento de transporte: les permite eliminar posibles restricciones en materia accionaria (en caso de ser una empresa extranjera) y aprovechar parte de la especialización funcional de Pemex en la industria. Sin embargo, en la lógica de la CRE, estos vínculos ofrecen una señal equivocada para los inversionistas: brindan la idea de que solamente asociándose con Pemex es posible participar de manera exitosa en el segmento de transporte.

Adicionalmente, a pesar de la existencia de 16 interconexiones en la frontera norte, Pemex tiene un papel preponderante en el control de las importaciones de gas en la frontera norte (lo sigue teniendo a pesar de que desde agosto de 1999, como parte de los compromisos del TLCAN, se

⁷⁹ Por comercializador se entiende aquel intermediario que compra y vende gas por cuenta de terceros y que se encuentra en la disponibilidad de ofrecer servicios de valor agregado a sus clientes.

⁸⁰ G. Balvanera, "La reforma...", *op. cit.*, p. 14.

⁸¹ Un ejemplo es la empresa Gasoductos Chihuahua. A través de PBFG, Pemex es dueña de 50% de las acciones; el resto es propiedad de las empresas estadounidenses El Paso Natural Gas Company (40%) y El Paso Energy International Company (10%).

eliminó el arancel por concepto de importación de gas natural proveniente de Estados Unidos o Canadá, del cual sólo Pemex estaba exento). Por un lado, los ductos privados no se encuentran conectados al SNG por lo que no representan competencia para la empresa paraestatal; además, no es factible el acceso de gas importado por terceros mediante el SNG puesto que Pemex mantiene saturada la capacidad de los ductos de importación en la frontera.⁸²

Al eliminar la competencia, las estrategias de Pemex afectan no sólo a sus potenciales competidores sino también a los usuarios finales.

Las dinámicas contradictorias que operan en este sector

Dos tipos de dinámicas contradictorias, de naturaleza diferente, han sido frenos considerables para el buen desempeño de la empresa.

Las contradicciones en el seno de una misma empresa entre la lógica de mercado aplicada al *downstream* y la lógica de monopolio que caracteriza el *upstream* representan la primera categoría. Frecuentemente miembros de la CRE se han quejado de la asimetría de poder entre este organismo y las paraestatales (Pemex y CFE). La discrecionalidad que de ahí emana favorece un entorno de incertidumbre y falta de transparencia, a pesar de la retórica en contrario.

La falta de continuidad en la concepción que se tiene de una empresa petrolera (su naturaleza y su función) representa, en nuestra opinión, otro problema. Tiende a subrayar el alto grado de politización que prevalece en este ramo (el director siendo nombrado por el presidente de la república). Sin entrar en detalles, señalemos las críticas emitidas en contra de la reforma de Pemex de 1992 emprendida por la administración foxista (con el nuevo equipo encabezado por Raúl Muñoz Leos, en diciembre del 2000). Aunque este nuevo equipo haya comulgado con algunas de las ideas centrales de la reforma administrativa y organizacional (creación de un ámbito de mercado, transparencia en los subsidios, orden en las finanzas de la empresa), adoptó una visión distinta acerca del rol y funcionamiento de la empresa.⁸³

⁸² Gilda Balvanera, "La reforma...", *op. cit.*, p. 16.

⁸³ Convencido de que la división de Pemex ha fracturado la cadena de valor de la industria en beneficio de PEP, el nuevo equipo quiso reintegrar administrativamente las

Estos cambios de visión lanzan mensajes negativos hacia los demás sectores (en particular los inversionistas y los industriales). La destrucción de las formas de organización debilita las relaciones económicas y tiene costos en términos de credibilidad industrial. Además subraya la dependencia de la empresa de los vaivenes de la política (asimismo aclara la necesidad de forjar una política industrial y empresarial independiente de intereses políticos).

Finalmente, la falta de un debate claro sobre la relación entre derechos de propiedad y estructuras de gobierno ha propiciado y perpetuado la indefinición y la ambigüedad en la construcción de una política energética que tenga continuidad.

Los frenos a la lógica de mercado son por lo visto todavía imperantes. ¿Habrá esta doble lógica afectado la integración comercial en los hidrocarburos con los dos socios del norte? En caso afirmativo, ¿en qué aspectos?

EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN Y DE LA ESTRUCTURA DEL MERCADO REGIONAL

En un documento publicado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal), Víctor Rodríguez Padilla señala que la integración energética tiende a cubrir cuatro dimensiones: física, económica, política y empresarial; si aceptamos esta definición, en el caso de México, ¿cómo ha afectado la existencia de esta doble lógica sobre cada uno de estos aspectos?⁸⁴

Recordemos primero lo que significa cada uno de estos parámetros.

Por dimensión física se entiende la construcción de oleoductos, de gasoductos y de poliductos. La dimensión económica se refiere a cuestiones de barreras generales y específicas al comercio fronterizo, a la

cuatro subsidiarias bajo el mando de una fuerte dirección corporativa que determine los objetivos comunes y fomente una mejor coordinación con el fin de integrar los negocios. Por otro lado, anunció que iba a vincular los recursos petroleros con el desarrollo de la industria nacional (satisfacer en el mediano plazo el abasto nacional de combustibles, de gas y de derivados petroquímicos) y también fomentar una mejor interacción entre Pemex y las compañías privadas nacionales en el sector de la construcción y de los bienes de capital.

⁸⁴ Víctor Rodríguez Padilla, *Retos y posibles soluciones para el sector energético mexicano*, Cepal, 2001, p. 62.

armonización de las medidas fiscales y de los marcos regulatorios. La dimensión política incluye desde el intercambio de información, la realización de programas conjuntos, la instauración de mecanismos de apoyo mutuo y de cooperación, la institucionalización de grupos de trabajo y la creación de mecanismos de *consulting* y de *contingencia*. Finalmente, la dimensión empresarial cubre cuestiones como las alianzas estratégicas entre empresas públicas, privadas y mixtas y los mecanismos de búsqueda y de penetración de mercados transregionales.

En esta perspectiva, ¿cómo se ha dado en cada una de estas dimensiones la coordinación de las cadenas de producción energética? Considerando cada uno de estos cuatro aspectos, ¿hasta dónde y en qué han logrado cooperar el sector público y el sector privado nacional y regionalmente? Y también, ¿en qué aspectos el hecho de que Pemex no haya cambiado su estructura de monopolio de Estado ha afectado la integración con los socios del norte, y en qué aspectos no la ha frenado?

Según el esquema presentado por Rodríguez Padilla no es tan evidente que el centralismo que prevalece en la coordinación de las cadenas energéticas (por el papel central del Estado y gobierno en las decisiones adoptadas) haya trabado definitivamente la integración regional. Pareciera más bien que solamente en dos de las cuatro dimensiones, la económica y la empresarial, la apertura restringida de la paraestatal a inversiones privadas ha jugado un papel negativo.

Es cierto que en el plano económico, el control nacional contrarresta el crecimiento de la integración plena de los sistemas energéticos; en este campo, la integración implica que entidades multinacionales o supranacionales ejerzan algún tipo de control sobre la empresa, lo que es imposible en el esquema actual. Por las mismas razones, la carencia de entidades supranacionales constituye un freno a la integración en el plano empresarial; sin contar con la carencia crónica de recursos de inversiones. Las asociaciones entre empresas aun cuando hayan aumentado, no son tan numerosas si se compara con las que existen entre empresas canadienses y estadounidenses.

En cambio, la actual estructura de la industria de los hidrocarburos en México no afecta mayormente la cooperación privado-público (ni la integración regional) en sus dimensiones física y política.

En cuanto al aspecto físico de la integración, si bien es cierto que el control es mixto, corresponde al sector público iniciar las operaciones:

negocia con otros gobiernos para firmar acuerdos y poner en marcha los grandes proyectos de interconexión multilateral (gasoducto centroamericano; gasoducto Venezuela-Texas).⁸⁵ El sector privado interviene solamente en un segundo momento para asumir los riesgos de la construcción, de las operaciones y de las instalaciones. Por su lado, medida en términos políticos, la integración, en sus dimensiones políticas, puede crecer y ampliarse sin que sea necesario modificar algo en las modalidades de coordinación actuales; es más, de alguna manera una coordinación centralizada agiliza los trámites y las decisiones (por ejemplo, la concentración de exportaciones de crudo en el mercado estadounidense); asimismo, se tiene mejor capacidad de negociación y de financiamiento y mayor disponibilidad del personal técnico.

Entonces, los niveles de integración comercial en los energéticos difieren según los aspectos considerados: mayores en lo físico y político y menores en lo económico y empresarial; además, son distintos según las cadenas energéticas y el socio.

El sector del gas natural está más y mejor integrado que el del petróleo. Como lo hemos dicho anteriormente: en cuestión de transporte, la presencia de Estados Unidos y de Canadá es importante. Los proyectos de ductos en construcción pertenecen en primer lugar a compañías norteamericanas (Teja Gas, Williams International Venture, Sempra Energy y KN Energy).

También el tamaño del comercio difiere según el socio. Con Estados Unidos, el nivel de integración es mayor, tanto en crudo y derivados como en gas natural. El petróleo es objeto de exportaciones e importaciones (derivados). Se exporta de manera masiva el crudo (por razones geográficas y económicas): del total de las exportaciones, alrededor de 80% tienen como destino Estados Unidos. También se importan productos refinados: integración empresarial limitada (con Shell, en Deer Park). Por otro lado, México es un importador neto de gas natural (interconexiones alrededor de la frontera).

Además, un nuevo segmento de la industria (gnl) hace vislumbrar una mayor integración comercial, en el corto plazo, en América del Nor-

⁸⁵ Véase los textos de Philippe Faucher y Sarah Myriam Martin Brûlé en esta publicación. Especifican los diversos niveles de autoridades que intervienen sobre los recursos naturales en los tres países (en exploración, explotación, producción, transporte y comercio).

te. Muy claramente las élites de los tres países piensan hoy en día en términos de gas natural licuado. Actualmente, Estados Unidos tiene cuatro terminales en operación de gnl para importación; tres localizadas en la costa este; la cuarta, en el Golfo de México. Doce más están previstas: dos en Canadá, cuatro en México, y el resto en Estados Unidos. Por otro lado, se plantea la necesidad de formar consorcios privados que asocien a empresarios de los tres países en las actividades de *downstream*. ¿Quizás estos intereses comunes sobre el gnl permitan pensar que podría ser la puerta de entrada natural a un TLCAN energético con el propósito de afianzar la seguridad energética de la región (en gas y electricidad, por lo pronto)?

El equilibrio energético de la región evidencia grandes desafíos en el mediano plazo, en cuanto a suministro de petróleo y de gas natural; en esta situación, México no podrá escapar a la batalla energética que involucra a los tres países. A pesar de sus deficiencias en cuanto a homogeneización institucional, organizacional, etc., guste o no, esta región está definitivamente vinculada. El reto para México, en esta dinámica, será más bien encontrar las modalidades que le permitan sacar mayor y mejor provecho de esta situación.

En este marco, armonizar leyes y reglamentos para atraer nuevas inversiones destinadas a la infraestructura necesaria para sostener tales flujos será uno de los mayores desafíos.

ANEXOS

COLABORADORES

Achraf Benhassine

Candidato a doctor en Economía y Política Internacional, Universidad Pierre Mendès-France (Grenoble, Francia).

Investigador: Laboratorio de Economía de la Producción y de la Integración Internacional (LEPII); Departamento de Economía Política de la Integración Internacional y del Desarrollo (EPIID). Universidad Pierre Mendès-France.

Correo electrónico: <Achraf.Benhassine@upmf-grenoble.fr>

Juan Carlos Boué

Doctorado en Política, Universidad de Oxford (Inglaterra).

Investigador del Oxford Institute for Energy Studies.

Correo electrónico: <juancarlos.boue@oxfordenergy.org>

Susana Chacón

Doctorado en Historia. Universidad Iberoamericana (México).

Profesora-investigadora en Relaciones Internacionales. Tecnológico de Monterrey, *campus* Santa Fe.

Correo electrónico: <schacon25@hotmail.com>

Philippe Faucher

Doctorado en Sociología Política. Universidad de París-X Nanterre (Francia).

Profesor de Economía Política, Departamento de Ciencia Política de la Universidad de Montreal.

Correo electrónico: <philippe.faucher@umontreal.ca>

Nicolas Foucras

Candidato a doctor en Ciencia Política, Universidad de Laval (Canadá).

Profesor-investigador. Institut Québécois des Hautes Etudes

Internationales (IQHEI) y del Centre d'Etudes Interaméricaines (CEI).
Quebec, Canadá.

Correo electrónico: <Nicolas.Foucras@hei.ulaval.ca>

André Furtado

Doctorado en Economía, Universidad de París I (Francia).

Profesor asociado en el Departamento de Política Científica y Tecnológica del Instituto de Geociencias. Universidad de Campinas. Estado de São Paulo, Brasil.

Correo electrónico: <furtado@ige.unicamp.br>

Benjamín García Páez

Doctorado en Economía. Universidad Nacional Autónoma de México (México).

Profesor de Economía del Crecimiento y Desarrollo. Posgrado en Economía, UNAM.

Correo electrónico: <garpaez@servidor.unam.mx>

David Garibay

Doctorado en Ciencias Políticas. Institut d'Etudes Politiques de Paris (Francia).

Profesor, Facultad de Derecho y Ciencia Política. Universidad de Versailles Saint-Quentin, Francia.

Correo electrónico: <david.garibay@wanadoo.fr>

Sarah-Myriam Martin-Brulé

Candidata a doctor en Ciencia Política. Universidad de McGill (Montreal, Canadá).

Correo electrónico: <sarah-myriam.martin-brule@mail.mcgill.ca>

Jesús Mora Contreras

Maestría en Economía, Instituciones por la Universidad de La Laguna, Tenerife, (España). Candidato a doctorado Europeo.

Profesor jubilado de la Universidad de Los Andes. Mérida, Venezuela.

Correo electrónico: <jmora@ula.ve>

Website: <<http://webdelprofesor.ula.ve/economia/jmora>>

Sergio Benito Osorio Romero

Maestro en Economía y Política Internacional, Centro de Investigación y Docencia Económica (CIDE). México

Coordinador de asesores del grupo parlamentario del PRD, Senado de la República.

<sosorir@hotmail.com>

Alicia Puyana Mutis

Doctorado en Economía, Universidad de Oxford.

Profesora Investigadora, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (Flacso; sede México).

Correo electrónico: <apuyana@flacso.edu.mx>

Isabelle Rousseau

Doctorado en Sociología, Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales (EHESS), París.

Profesora e investigadora, Centro de Estudios Internacionales, El Colegio de México.

Correo Electrónico: <irouss@colmex.mx>

Cássio da Silva

Estudiante. Maestría en Política Científica y Tecnológica. Universidad de Campinas (Unicamp), Estado de São Paulo, Brasil.

Correo electrónico: <cassio@ige.unicamp.br>

Ángel de la Vega Navarro

Doctorado en Economía. Universidad Pierre Mendès-France (Grenoble, Francia).

Profesor, posgrado de la Facultad de Economía y Posgrado en Energía (Facultad de Ingeniería) de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).

Correo electrónico: <adelaveg@servidor.unam.mx>

ÁREA DE LIBRE COMERCIO DE LAS AMÉRICAS Y TRATADO DE LIBRE COMERCIO DE AMÉRICA DEL NORTE¹

En este libro la cuestión de la integración de los mercados energéticos en América es un tema que los autores abordan desde diversas perspectivas. Con el objeto de facilitar al lector la comprensión de los artículos, hemos optado por incluir una breve síntesis de las negociaciones, tanto del Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA) como del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN). En ambos casos, se ofrecen cuadros que brindan una perspectiva general del proceso de negociación, de los términos de estos acuerdos y del sector energético.

EVOLUCIÓN DE LAS NEGOCIACIONES DEL ÁREA DE LIBRE COMERCIO DE LAS AMÉRICAS

1. El ALCA integra un proyecto multidimensional más amplio denominado "La Iniciativa para las Américas".
2. Es un proyecto de libre comercio que reúne a 34 países del continente americano, desde Alaska hasta La Patagonia. Los países participantes en las negociaciones son: Antigua y Barbuda, Argentina, Bahamas, Barbados, Belice, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Colombia, Costa Rica, Dominica, Ecuador, El Salvador, Estados Unidos, Granada, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Jamaica, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y las Granadinas, Santa Lucía, Surinam, Trinidad y Tobago, Uruguay y Venezuela.
3. Es negociado en sintonía con el esquema de reglas, disciplinas y principios de la Organización Mundial de Comercio (OMC).

¹ La colaboración de Patricia Pinzón fue esencial para la realización de este anexo. Agradezco asimismo los comentarios enriquecedores de David Garibay y Gustavo Vega.

4. Sus objetivos son:

Directo: Eliminar progresivamente los aranceles a los bienes, servicios e inversiones que se acuerden en las negociaciones entre los países miembros.

Indirectos:

- i. Fortalecer el proceso democrático en América.
- ii. Promover el crecimiento económico mediante el libre comercio.
- iii. Garantizar el desarrollo sustentable y la conservación del medio ambiente.

5. Previsiones

Las negociaciones deberán concluir a más tardar el 31 de enero de 2005. Del 1 de febrero hasta el 31 de diciembre de 2005, los congresos de los 34 países miembros ratificarán el tratado. De ser aprobado por éstos, el ALCA entrará en vigor el 1 de enero de 2006.

CUMBRES DE LAS AMÉRICAS²

<i>Encuentro</i>	<i>Sede</i>	<i>Alcance</i>
Primera Cumbre de las Américas	Miami, E.U.A., diciembre, 1994	Compromiso con los principios del derecho internacional. Reafirmar la democracia como condición necesaria para la estabilidad y el desarrollo de la región. Abordar el tema de libre comercio, junto con otros veinte. Exhortar a la Organización de Estados Americanos (OEA), al Banco Interamericano de Desarrollo

² Estos cuadros se realizaron con base en los siguientes textos: Jorge Witker (coord.), *El Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA)*, Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2004; y Karol Derwich, "De Miami a Québec: resultados de Cumbres de las Américas", manuscrito presentado en el IV Congreso Europeo CEISAL de Latinoamericanistas: Desafíos sociales en América Latina en el S. XXI, Bratislava, 4 a 7 de julio, 2004. Las cumbres de las Américas se realizaron cada tres años y reunieron a los jefes de Estado y de gobierno de los 34 países. Su función ha sido aprobar los grandes lineamientos del proceso y las decisiones emanadas de las reuniones ministeriales.

		(BID) y a la Comisión Económica para América Latina (Cepal) a dar asistencia a los países en el desarrollo de las políticas que generarían la Declaración de Principios. Compromiso de realizar reuniones de alto nivel de manera regular.
Segunda Cumbre de las Américas	Santiago, Chile, abril, 1998	Se subrayaron los beneficios derivados de las políticas neoliberales y se ratificó la voluntad de profundizarlas a través del ALCA. Por primera vez, la educación apareció como factor determinante en el desarrollo político, social, cultural y económico de la población.
Tercera Cumbre de las Américas	Quebec, Canadá, abril, 2001	Se destacó la importancia del orden democrático de los países participantes. Se renovó el compromiso de establecer la estrategia antidroga, basada en el principio de responsabilidad compartida. Creación de un programa para luchar contra la extrema pobreza. Facilitar el acceso al mercado para los bienes producidos como resultado de esos programas.
Declaración de Nuevo León	Monterrey, México, 2004	Propósito de esta cumbre extraordinaria: instrumentar medidas para combatir la pobreza, promover el desarrollo social, lograr un crecimiento económico con equidad y reforzar la gobernabilidad de las respectivas democracias. Se reafirmó el apoyo a la estructura y el calendario adoptados para concluir las negociaciones en los plazos previstos.

REUNIONES MINISTERIALES³

<i>Encuentro</i>	<i>Sede</i>	<i>Alcance</i>
Primera Reunión Ministerial de Comercio	Denver, E.U.A. junio, 1995	Se establecieron grupos de trabajo en las áreas siguientes: 1) acceso a mercados; 2) procedimientos aduaneros y reglas de origen; 3) inversiones; normas y barreras técnicas al comercio; 4) medidas sanitarias y fitosanitarias; 5) subsidios; <i>antidumping</i> y derechos compensatorios, y 6) economías más pequeñas.
Segunda Reunión Ministerial de Comercio	Cartagena, Colombia, marzo, 1996	Se crearon otros cuatro grupos de trabajo: 1) compras del sector público, 2) derechos de propiedad intelectual, 3) servicios, y 4) política de competencia. Se reafirmó la creación de oportunidades para facilitar la integración de las pequeñas economías y aumentar su nivel de desarrollo.
Tercera Reunión Ministerial de Comercio	Belo Horizonte, Brasil, mayo, 1997	Se creó un Comité Preparatorio integrado por 34 viceministros responsables del área de comercio. Se creó el grupo de trabajo sobre Solución de Controversias. Se señaló la necesidad de crear una secretaría administrativa temporal. Se acordó crear un sitio en internet para publicar todos los documentos del proceso. Se acordó adoptar el consenso como base para el proceso de toma de decisiones durante las negociaciones.

³ Se realizan anualmente. Son el órgano conductor del proceso, al cual se elevan los acuerdos alcanzados por el Comité de Negociaciones Comerciales.

Cuarta Reunión Ministerial de Comercio	San José, Costa Rica, marzo, 1998	Se creó un Comité de Negociaciones Comerciales a nivel viceministerial. Con el fin de reunirse al menos dos veces al año, era encargado de asegurar la participación de todos los países en el proceso del ALCA. Se estableció que el comienzo de las negociaciones debía ser simultáneo en todas las áreas. Se acordó la formación de un grupo consultivo dedicado exclusivamente a las economías menos desarrolladas.
Quinta Reunión Ministerial de Comercio	Toronto, Canadá, noviembre, 1999	Se trató el papel del sector privado en el proceso económico, con especial atención en el comercio de productos agrícolas. Se acordó la eliminación de subsidios a su exportación durante la siguiente ronda de negociaciones multilaterales de la OMC en materia de agricultura.
Sexta Reunión Ministerial de Comercio	Buenos Aires, Argentina, abril 2001	Se elaboró el primer borrador del ALCA. Se subrayó la importancia de la participación creciente de los distintos sectores de la sociedad civil en la iniciativa hemisférica.
Séptima Reunión Ministerial de Comercio	Quito, Ecuador, noviembre 2002	Se elaboró un segundo borrador de los capítulos consolidados redactados por los Grupos de Negociación y el trabajo del Comité Técnico de Asuntos Institucionales (CIT) sobre los aspectos generales e institucionales del futuro acuerdo del ALCA.

Octava Reunión Ministerial de Comercio	Miami, E.U.A., noviembre, 2003	Se trató la fase final de las negociaciones del ALCA, en materia del texto, acceso a mercado, tamaño de las economías, programa de cooperación hemisférica, transparencia y participación de la sociedad civil, idiomas de trabajo, calendarios de reuniones y futuros encuentros. Se expresaron profundas divergencias entre las partes. Se llegó a un compromiso que puede ser interpretado como una victoria para los países latinoamericanos y un revés para la política exterior de Estados Unidos en el hemisferio. El fracaso se debió: por Estados Unidos: renuencia a debatir temas como subsidios para la agricultura y prácticas antidumping; por los países latinoamericanos: reticencia a la apertura de su sector de compras gubernamentales a las poderosas empresas del Norte. El año 2004 registró un estancamiento importante en el ALCA.
--	--------------------------------	---

GRUPOS DE NEGOCIACIÓN⁴

<i>Grupo de negociación</i>	<i>Objetivos</i>
Grupo de Negociación sobre Agricultura (GNA)	Asegurar que las medidas sanitarias y fitosanitarias no se apliquen de forma arbitraria o injustificada, con el fin de prevenir prácticas comerciales proteccionistas y facilitar el comercio. Dichas medidas sólo serán

⁴ Reemplazaron a los grupos de trabajo que actuaron entre 1994 y 1998; a partir de esta fecha han funcionado nueve grupos.

	aplicadas para lograr el nivel adecuado de protección de la vida humana, animal y vegetal.
Grupo de Negociación sobre Política de Competencia (GNPC)	Garantizar que los beneficios de la liberalización del ALCA no sean aprovechados por prácticas empresariales anticompetitivas. Avanzar en el establecimiento de una cobertura jurídica e institucional nacional, subregional o regional que prohíba la ejecución de prácticas empresariales anticompetitivas. Desarrollar mecanismos que promuevan la política de competencia y garanticen la aplicación de dichas normas dentro de los países del hemisferio.
Grupo de Negociación sobre Solución de Controversias (GNSC)	Establecer un mecanismo justo para la solución de controversias entre los países del ALCA mediante el diseño de medios para facilitar y fomentar el uso del arbitraje y otros medios de solución de diferencias en el marco del ALCA.
Grupo de Negociación sobre Compras del Sector Público (GNCSP)	Ampliar el acceso a los mercados para las compras del sector público de los países del ALCA.
Grupo de Negociación sobre Derechos de Propiedad Intelectual (GNPI)	Disminuir las distorsiones del comercio hemisférico. Promover la protección de los derechos de propiedad intelectual.
Grupo de Negociación sobre Inversión (GNIN)	Establecer un marco jurídico que promueva la inversión a través de la creación de un ambiente estable que proteja al inversionista, sin crear obstáculos a las inversiones provenientes de fuera del hemisferio.

Grupo de Negociación sobre Acceso a Mercados (GNAM)	Eliminar progresivamente los aranceles y barreras no arancelarias, así como otras medidas que restringen el comercio entre los países participantes.
Grupo de Negociación sobre Servicios (GNSV)	Establecer disciplinas para liberalizar progresivamente el comercio de servicios y alcanzar un área hemisférica de libre comercio.
Grupo de Negociación sobre Subsidios, Antidumping y Derechos Compensatorios (GNSADC)	Profundizar en el Acuerdo sobre Subvenciones y Medidas Compensatorias de la OMC. Lograr mayor cumplimiento de las disposiciones de dicho acuerdo. Mejorar las reglas y procedimientos de operación y aplicación de legislación sobre <i>dumping</i> y subvenciones, para no crear obstáculos injustificados al comercio hemisférico.

COMITÉS ESPECIALES⁵

<i>Comité</i>	<i>Objetivos</i>
Comité de Representantes Gubernamentales sobre la Participación de la Sociedad Civil	Invitar a la sociedad civil de los países del ALCA a enviar sus comentarios específicos a los grupos de negociación. Integrar un informe realizado durante las reuniones ministeriales del ALCA.
Comité Conjunto de Expertos del Sector Público y Privado sobre Comercio Electrónico	Hacer recomendaciones durante las reuniones ministeriales, con el propósito de ampliar los beneficios del mercado electrónico.

⁵ Fueron creados para la representación de todos los grupos sociales afectados por el ALCA, así como para incluir la importancia de la modernización tecnológica.

Comité Técnico de Asuntos Institucionales	Elaborar una propuesta de estructura general del ALCA en cuanto a aspectos generales e institucionales. Presentar informes al Comité de Negociaciones Comerciales antes de cada reunión viceministerial. Dar prioridad a cuestiones cuya resolución es necesaria para el trabajo de los grupos de negociación.
Grupo Consultivo sobre Economías más Pequeñas	Evaluar las inquietudes e intereses de las economías más pequeñas. El Comité de Negociaciones Comerciales examina los temas de interés para dichas economías y hace recomendaciones para abordar estos temas.

PRINCIPALES ETAPAS EN LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA DE LAS AMÉRICAS

<i>Encuentro</i>	<i>Sede y fecha</i>	<i>Alcance</i>
Primera Cumbre de las Américas	Miami, E.U.A., diciembre, 1994	La "Alianza para el uso sustentable de la energía" integra las iniciativas propuestas en el Plan de
Primera Reunión de los Ministros de Energía	Washington, E.U.A.	Acción (12 y 21). Inauguración de la "Iniciativa Hemisférica de Energía" como un instrumento para realizar dos iniciativas: Iniciativa 12: "Cooperación en materia de energía". Iniciativa 21: "Alianza para el uso sustentable de la energía". Creación del Comité Hemisférico de Dirección para la Energía.

<p>Primera Reunión del "Comité Hemisférico de Dirección para la Energía"</p>	<p>Santiago de Chile, febrero, 1996</p>	<p>Creación de ocho grupos de trabajo:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Aumento de las inversiones en el sector energía. 2. Promoción de tecnologías de energía limpia en los mercados de energía eléctrica. 3. Impulso a la cooperación hemisférica en el ámbito normativo. 4. Incremento de la sustentabilidad económica y ambiental en el sector petrolero. 5. Creación de nuevas oportunidades para el uso del gas natural. 6. Las prioridades para el uso eficiente de la energía en todo el hemisferio. 7. Desarrollo de estrategias hemisféricas viables de electrificación rural. 8. Distribución de información sobre esfuerzos voluntarios para reducir la acumulación mundial de gases de efecto invernadero generados en el sector energía.
<p>Segunda Reunión de Ministros de Energía</p>	<p>Santa Cruz, Bolivia, julio, 1996</p>	<p>Se reconoce la necesidad de las inversiones privadas en el sector energético. Compromiso para crear condiciones adecuadas para esto.</p>
<p>Tercera Reunión de Ministros de Energía</p>	<p>Caracas, Venezuela, enero, 1998</p>	<p>Promoción de políticas que faciliten el comercio de productos, bienes y servicios en el sector energía. Creación de la "Secretaría Coordinadora" compuesta de representantes gubernamentales: del Ministerio de Energía y Minas (Venezue-</p>

Segunda Cumbre de las Américas	Santiago de Chile, abril, 1998	la) y del Departamento de Energía (E.U.A.), así como de la Organización Latinoamericana de Energía (Olade). El Plan de Acción incluye algunas iniciativas que buscan el desarrollo sustentable en energía y el crecimiento de la integración hemisférica en este sector.
Cuarta Reunión de los Ministros de Energía	Nueva Orleans, E.U.A., julio, 1999	Evaluación de los logros en los objetivos planteados anteriormente. Adopción de la Declaración de Nueva Orleans: Esforzarse en suprimir barreras al comercio y a las inversiones en el sector de la energía. Organización de un "Foro Empresarial Energético de las Américas para la Iniciativa Energética Hemisférica".
Quinta Reunión de los Ministros de Energía	México, D.F., marzo, 2001	Desarrollo, a cargo del Comité directivo, de un programa de trabajo para definir acciones concretas de cooperación para: a) eliminar barreras, b) realizar proyectos concretos en este sector. Redacción de un párrafo para incluirlo en el Plan de Acción de la Tercera Cumbre de las Américas.

El Comité de Negociaciones Comerciales (CNC) debe guiar el trabajo de los grupos de negociación y decidir sobre la estructura general del acuerdo y los asuntos institucionales; tiene como misión asegurar la plena participación de todos los países en el proceso del ALCA.

En febrero de 2005, los copresidentes del Comité de Negociaciones Comerciales (CNC) efectuaron consultas en la ciudad de Washington para definir orientaciones sobre los derechos y obligaciones impartidos a los

negociadores, según lo estableció la Declaración de Miami. Se previó que se reunirán nuevamente a fines de abril del mismo año para proseguir con dicho proceso.

TRATADO DE LIBRE COMERCIO DE AMÉRICA DEL NORTE

El Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) es un acuerdo regional firmado por los gobiernos de México, Estados Unidos y Canadá. Establece una zona de libre comercio para incrementar los flujos de intercambio e inversión en la región, con la pretensión de crear nuevas oportunidades de empleo y mejores niveles de vida. Su antecedente inmediato es la firma del Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos, en 1988, que entró en vigor al año siguiente. Las negociaciones formales entre los tres países empezaron en 1991; un año después se firmó el Tratado de Libre Comercio de América del Norte, que entró en vigor a partir del 1 de enero de 1994.

Sus objetivos específicos son:

1. Eliminar obstáculos al comercio y facilitar la circulación transfronteriza de bienes y servicios.
2. Promover condiciones de competencia leal.
3. Aumentar las oportunidades de inversión.
4. Proteger y hacer valer los derechos de propiedad intelectual.
5. Crear procedimientos eficaces para la aplicación y cumplimiento del Tratado, para su administración conjunta y solución de controversias.
6. Establecer lineamientos para una cooperación trilateral, regional y multilateral encaminada a ampliar y mejorar los beneficios del Tratado.

Aspectos generales

El Tratado de Libre Comercio de América del Norte considera diversas áreas: el comercio de bienes, barreras al comercio, compras del sector público, inversión, servicios, propiedad intelectual, así como también aspectos institucionales (procedimientos para la solución de controver-

sias y creación de grupos de trabajo y comités). A continuación se ofrece un resumen de los aspectos considerados en el tratado, al momento de su firma.⁶

Bienes y servicios ⁷	<p>Tratamiento preferencial a bienes originarios de la región.</p> <p>Eliminación progresiva de aranceles, en concordancia con sus listas de desgravación.</p> <p>Establecimiento de un Comité de Comercio de Bienes integrado por representantes de cada una de las Partes, para considerar cualquier asunto relacionado con esta materia.</p>
Reglas de origen ⁸	<p>Un bien es originario del territorio de una Parte cuando:</p> <p>El bien sea obtenido en su totalidad o producido enteramente en territorio de una o más de las Partes.</p> <p>Cada uno de los materiales no originarios de la producción del bien sufra cambios de clasificación arancelaria como resultado de que la producción se haya llevado a cabo en territorio de una o más de las Partes.</p> <p>El bien se produzca en territorio de una o más de las Partes, a partir de materiales originarios.</p> <p>El bien sea producido enteramente en territorio de una o más de las Partes sin que uno o más de los materiales no origi-</p>

⁶ El texto de referencia es : *Tratado de Libre Comercio de América del Norte*, texto oficial, México, Porrúa, 1993.

⁷ *Tratado de Libre Comercio de América del Norte*, *op. cit.*, capítulo III, pp. 17-171.

⁸ *Op. cit.*, capítulo IV, pp. 172-195.

	narios sufra un cambio de clasificación arancelaria debido a que <i>i)</i> el bien se ha importado a territorio de una Parte sin ensamblar pero se ha clasificado como un bien ensamblado, o <i>ii)</i> la partida para el bien sea la misma tanto para el bien como para sus partes y los describa específicamente.
Sector agropecuario ⁹	Eliminación de aranceles a las importaciones en el comercio agropecuario. Eliminación de los subsidios a la exportación para los productos agropecuarios. Adopción o aplicación de medidas sanitarias o fitosanitarias necesarias para la protección de la vida o la salud humana, animal o vegetal. Establecimiento de un Comité de Comercio Agropecuario,
Comercio de servicios ¹⁰	Acceso al comercio transfronterizo de servicios (producción, distribución, comercialización, venta, compra, uso o prestación de un servicio). Principios de trato nacional, nación más favorecida y no obligatoriedad de residencia en la prestación de servicios.
Telecomunicaciones	Acceso a cualquier red o servicio público de telecomunicaciones ofrecidos en el territorio de las Partes o de manera transfronteriza. ¹¹
Servicios financieros	Establecimiento de instituciones financieras en territorio de las Partes. ¹²

⁹ *Op. cit.*, capítulo VII, pp. 229-268.

¹⁰ *Op. cit.*, capítulo XII, pp. 418-424.

¹¹ *Op. cit.*, capítulo. XIII, art. 1302, p. 432.

¹² *Op. cit.*, capítulo XIV, art. 1403, p. 443.

Inversión ¹³	<p>Comercio transfronterizo de servicios financieros.</p> <p>Aumento y promoción de la inversión privada, doméstica y extranjera.</p> <p>Seguridad y certidumbre para la inversión.</p>
Compras de gobierno ¹⁴	<p>Promoción de la competencia entre productores para compras del sector público y contratos de obras gubernamentales.</p>
Propiedad intelectual ¹⁵	<p>Protección de descubrimientos, inventos, patentes y marcas.</p>
Aspectos institucionales	<p>Establecimiento de un mecanismo general para la prevención y solución de controversias y de mecanismos especiales para resolver disputas relativas a la interpretación y aplicación de las legislaciones antidumping y de subsidios y cuotas compensatorias, y para resolver controversias sobre el tratamiento a la inversión extranjera y los servicios financieros.</p> <p>Establecimiento de un mecanismo de solución de controversias comerciales de carácter privado ante instancias judiciales y administrativas internas.</p> <p>Instauración de un secretariado integrado por secciones nacionales.</p> <p>Existencia de comités y grupos de trabajo sectoriales.</p> <p>Establecimiento de la Comisión de Libre Comercio, integrada por representantes de cada país a nivel de Secretaría de Estado o Ministerio.</p>

¹³ *Op. cit.*, capítulo XI, pp. 387-414.

¹⁴ *Op. cit.*, capítulo X, pp.309-384.

¹⁵ *Op. cit.*, capítulo XVII, pp. 483-518.

Integración energética en el marco del TLCAN

En materia energética, dentro del TLCAN, las partes acordaron fortalecer el papel del comercio de los bienes energéticos y petroquímicos básicos en la zona y su gradual liberalización para acrecentarlo. Existen, sin embargo, diferencias debidas a las esferas de acción permitidas en el marco legal de cada una de las partes.

Marco legal energético de los países miembros del TLCAN¹⁶

Durante el proceso de negociación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte, el marco legal de los países Parte influyó mucho en los debates y acuerdos sobre la cuestión energética. Para mayor claridad, el cuadro siguiente ofrece una síntesis de los tres marcos legales.

México	<p>Corresponde a la nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas [...] el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, y el espacio situado sobre el territorio nacional, en la extensión y términos que fije el derecho internacional En estos casos, [...] el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible [...]¹⁷</p> <p>Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la ley reglamentaria respectiva.¹⁸</p>
--------	--

¹⁶ Grupo de Trabajo de Energía de América del Norte, *América del Norte, Perfil Energético*, junio, 2002.

¹⁷ *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*, artículo 27, texto de 1992.

¹⁸ *Idem.*

Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.¹⁹

Corresponde también a la nación el aprovechamiento de los combustibles nucleares para la generación de energía nuclear y la regulación de sus aplicaciones en otros propósitos. El uso de la energía nuclear sólo podrá tener fines pacíficos.²⁰

En los Estados Unidos Mexicanos quedan prohibidos los monopolios, las prácticas monopólicas [...sin embargo] No constituirán monopolios las funciones que el estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas [...] petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica, minerales radioactivos y generación de energía nuclear; electricidad y las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión.²¹

El Estado contará con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo y en las actividades de carácter prioritario donde, de acuerdo con las leyes, participe por sí o con los sectores social y privado.²²

El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuatro, de la Constitución, manteniendo siempre el gobierno federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.²³

¹⁹ *Idem.*

²⁰ *Idem.*

²¹ *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*, artículo 28, texto de 1992.

²² *Idem.*

²³ *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*, artículo 25, texto de 1992.

Canadá	<p>La jurisdicción sobre energía está dividida entre los gobiernos federal, provincial y territorial. Los gobiernos provinciales tienen responsabilidades sobre la exploración, desarrollo, conservación y administración de los recursos no renovables, así como de los lugares para la generación y producción de la energía eléctrica dentro de sus fronteras.</p> <p>Los poderes federales en energía están principalmente relacionados con la regulación del comercio y la comercialización interprovincial e internacional, además de la conservación y administración de los recursos no renovables en tierras federales.</p>
Estados Unidos	<p>La Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC, por sus siglas en inglés) es la autoridad que regula la energía. El gobierno federal no regula las importaciones; son las agencias regulatorias estatales quienes regulan las ventas de energía al consumidor.</p> <p>En lo que respecta al gas natural, la Comisión Federal de Regulación de Energía reglamenta tanto la construcción de gasoductos como la transportación de gas natural en el comercio interestatal. El Departamento de Energía de Estados Unidos regula la importación y exportación del gas natural.</p> <p>Los organismos de regulación estatales reglamentan la distribución local de gas natural dentro de sus fronteras. El Estado reglamenta los gasoductos interestatales, las compañías de distribución locales y el precio final a los usuarios, así como a las instalaciones que consumen gas natural.</p> <p>En lo que respecta al petróleo, en tierras federales, el gobierno federal controla las ventas públicas de arrendamiento para exploración, desarrollo y producción de derechos; áreas reglamentadas por el Departamento del Interior. Las actividades de refinación, distribución y mercado son de la competencia exclusiva de compañías privadas.</p>

Cuadro comparativo: el componente “energía” en el ALCEU y el TLCAN

Al considerar las grandes diferencias en el proceso de negociación y los acuerdos en materia energética entre el Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos (ALCEU) y el Tratado de Libre Comercio (TLCAN), hemos optado por ofrecer un cuadro comparativo de ambos. En cursivas se indican las diferencias.

Ámbito de aplicación ²⁴	<i>Tratado de Libre Comercio de América del Norte</i>	<i>Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos</i>
	<p>El capítulo considera las medidas relacionadas con los bienes energéticos y petroquímicos básicos que se originan en territorio de las Partes y las medidas relacionadas con la inversión y comercio transfronterizo de servicios vinculados a dichos bienes. <i>Dichas actividades se rigen por este Tratado excepto por lo señalado en el Anexo 602.3, que establece lo siguiente:</i></p> <p><i>El Estado mexicano se reserva para sí mismo, incluyendo la inversión y prestación de servicios, las siguientes actividades.</i>²⁵</p>	<p>El capítulo aplica para las medidas relacionadas con bienes energéticos originados en cualquiera de las Partes.</p>

²⁴ *Tratado de Libre Comercio de América del Norte*, Art. 602; *Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos*, art. 901.

²⁵ *Tratado de Libre Comercio de América del Norte*, Anexo 602.3, “Reservas y disposiciones especiales”.

La exploración y producción de petróleo crudo y gas natural; refinación o procesamiento de petróleo crudo y gas natural; producción de gas artificial, petroquímicos básicos y sus insumos y ductos.

El comercio exterior, transporte, almacenamiento y distribución de los siguientes bienes: petróleo crudo, gas natural y artificial. Bienes cubiertos por el capítulo VI del Tratado, obtenidos de la refinación o el procesamiento de petróleo crudo y gas natural.

Petroquímicos básicos. La prestación del servicio de energía eléctrica en México.

La exploración, explotación y procesamiento de minerales radiactivos, el ciclo de combustible nuclear, la generación de energía nuclear, transporte y almacenamiento de desechos nucleares, uso y reprocesamiento de combustible nuclear y la regulación de sus aplicaciones para otros propósitos y la producción de agua pesada.

<p>Restricciones a las importaciones y exportaciones²⁶</p>	<p>Se afirman los derechos y obligaciones de las partes bajo el GATT respecto a las prohibiciones o restricciones en el comercio bilateral de bienes energéticos.</p> <p>Prohibición al establecimiento de precios mínimos de importación y exportación, salvo lo permitido en materia de cuotas compensatorias y <i>anti-dumping</i>.</p> <p>En circunstancias en que una Parte imponga una restricción a la importación o exportación a un tercer país, nada en este acuerdo será un impedimento para que la Parte: i) limite la importación de un bien energético proveniente de un país no Parte, ii) exija como condición para exportar tal bien a cualquier otra Parte, que éste sea consumido en territorio de otra Parte.</p> <p>Si una de las partes mantiene una restricción a las importaciones de un bien desde países que no sean Parte, a solicitud de</p>	<p>Las partes incorporan las disposiciones del GATT. Prohibición al establecimiento de precios mínimos de exportación y de importación.</p> <p>Prohibición al establecimiento de precios mínimos de importación y exportación, salvo lo permitido en materia de cuotas compensatorias y <i>anti-dumping</i>.</p> <p>En circunstancias en que una Parte imponga una restricción a la importación o exportación a un tercer país, nada en este acuerdo será un impedimento para que la Parte: i) limite la importación de un bien energético proveniente de un país no Parte, ii) exija como condición para exportar tal bien a cualquier otra Parte, que este sea consumido en territorio de otra Parte. Si una de las partes mantiene una restricción a las importaciones de un bien desde países que no sean Parte, a solicitud de cualquiera de ellas, las</p>
---	--	--

²⁶ Tratado de Libre Comercio de América del Norte, art. 603; Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos, art. 902.

	<p>cualquiera de ellas, las Partes realizarán consultas para evitar distorsiones indebidas en los mecanismos de precios, comercialización y distribución de otra de las Partes.</p> <p>Cada una de las Partes podrá administrar un sistema de permisos de importación y exportación para bienes energéticos o petroquímicos básicos provenientes de un país siempre que la operación de dicho sistema sea congruente con las disposiciones del Tratado.</p> <p><i>México podrá restringir el otorgamiento de permisos de importación y exportación sólo para los bienes listados en el Anexo 603.6 del TLCAN.</i></p>	<p>Partes realizarán consultas para evitar distorsiones indebidas en los mecanismos de precios, comercialización y distribución de otra de las Partes. <i>Las partes deben aplicar las provisiones del Anexo 902.5, que establecen medidas a la exportación e importación: Estados Unidos debe eximir a Canadá de cualquier restricción de enriquecimiento de uranio enriquecido bajo lineamientos establecidos por la Atomic Energy Act.</i></p> <p><i>Canadá debe eximir a Estados Unidos de la política de Canadian Uranium Upgrading Policy.</i></p> <p><i>Estados Unidos debe eximir a Canadá de la prohibición de exportación de petróleo de Alaska, hasta un máximo de 50 000 barriles por día.</i></p>
<p>Impuestos a la exportación²⁷</p>	<p>Ninguna de las Partes podrá mantener gravamen, impuesto o cargo sobre la exportación de bienes energéticos o petroquímicos básicos a territorio de otra Parte, a menos que dicho grava-</p>	<p>Ninguna parte debe mantener ni introducir impuestos o cargos a la otra parte, a menos que dicho impuesto se mantenga en el bien energético cuando se destine al consumo doméstico.</p>

²⁷ *Tratado de Libre Comercio de América del Norte*, Art. 604; *Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos*, Art. 903.

	<p>men se adopte sobre: a) la exportación de dicho bien a territorio de todas las otras Partes, ii) dicho bien, cuando esté destinado al consumo interno.</p>	
<p>Otras medidas sobre exportación²⁸</p>	<p>Una Parte podrá adoptar o mantener restricciones respecto a la exportación de bienes energéticos o petroquímicos básicos a territorio de otra Parte, de acuerdo con las disposiciones del GATT, sólo si:</p> <p>La restricción no reduce la proporción entre la totalidad de exportaciones del bien energético o petroquímico básico específico a disposición de esa otra Parte y la oferta total de dicho bien en la Parte que mantiene la restricción, comparada con la proporción prevalente en los 36 meses anteriores a la adopción de la medida.</p> <p>La Parte no impone un precio mayor para las exportaciones de un bien energético o petroquímico básico destinado a la otra Parte.</p>	<p>Una Parte podrá adoptar o mantener restricciones respecto a la exportación de bienes energéticos o petroquímicos básicos a territorio de otra Parte sólo si: La restricción no reduce la proporción entre la totalidad de exportaciones del bien energético o petroquímico básico específico. La Parte no impone un precio mayor para las exportaciones de un bien energético o petroquímico básico destinado a la otra Parte.</p> <p>La restricción no requiere la distorsión de los canales normales de suministro a esa otra Parte, ni de las proporciones normales entre bienes energéticos o petroquímicos específicos suministrados a esa otra Parte.</p>

²⁸ *Tratado de Libre Comercio de América del Norte*, Art. 605; *Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos*, Art. 904.

	<p>La restricción no requiere la distorsión de los canales normales de suministro a esa otra Parte, ni de las proporciones normales entre bienes energéticos o petroquímicos específicos suministrados a esa otra Parte.</p> <p><i>Las disposiciones en este punto no se aplicarán para México.</i></p>	
Medidas reguladoras en materia de energía ²⁹	Las medidas reguladoras en materia de energía están sujetas a las disciplinas de trato nacional; restricciones a la importación o exportación e impuestos a la exportación.	Si alguna de las Partes considera que las acciones regulatorias en materia energética por la otra Parte deben resultar en discriminación contra sus bienes energéticos, la Parte puede iniciar consultas directas con la otra Parte. <i>Las partes deben aplicar las provisiones del Anexo 905.2, que establece lo siguiente: Canadá debe eliminar su política de "least cost alternative test"; Estados Unidos debe hacer que se modifique la Intertie Access Policy.</i>
Disposiciones misceláneas ³⁰	Las Partes están de acuerdo en permitir incentivos existentes y futuros para	Las Partes permiten futuros incentivos para la exploración de petróleo

²⁹ Tratado de Libre Comercio de América del Norte, art. 606; Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos, art. 905.

³⁰ Tratado de Libre Comercio de América del Norte, art. 608; Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos, art. 906.

	<p>la exploración, desarrollo y actividades conexas con la búsqueda de petróleo y gas, a fin de mantener el nivel de las reservas de estos recursos energéticos.</p> <p><i>El anexo 608.2 establece que Canadá y Estados Unidos deberán acatar los términos de los anexos 902.5 y 905.2 del Acuerdo de Libre Comercio, mencionados anteriormente. Dicho párrafo no impone obligaciones ni derechos a México.</i></p> <p><i>Se menciona también que en caso de incompatibilidad entre las disposiciones del capítulo energético y el Agreement on an International Energy Program, éste prevalecerá entre Canadá y Estados Unidos.</i></p>	<p>y gas, desarrollo y actividades relacionadas para mantener el nivel de reservas de esta fuente de energía.</p>
<p>Medidas de seguridad nacional³¹</p>		<p>Ninguna de las Partes debe mantener o inducir una medida restringiendo las importaciones de un bien energético a la otra Parte, salvo en casos específicos establecidos en el artículo 907 del ALC, por medidas de seguridad nacional.</p>

³¹ Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos, art. 907.

Obligaciones internacionales ³²		En caso de inconsistencia entre el <i>Agreement on an International Energy Program</i> y este capítulo, las disposiciones del primero prevalecerán sobre el segundo
--	--	---

³² *Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos*, art. 908.

GLOSARIO

Agencia Internacional de Energía (AIE)

Organismo intergubernamental creado el 18 de noviembre de 1974, en el seno de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). En la actualidad, 26 naciones industrializadas la componen. Encargada de velar por el equilibrio entre oferta y demanda de energía, agrupa las estadísticas de energía internacionales y coopera en el desarrollo de la política energética, comprometida con el crecimiento económico y el cuidado ambiental. México es miembro del organismo.

Barril

Unidad volumétrica de medida internacional. Se utiliza comúnmente en la industria petrolera para medir las cantidades de petróleo crudo. Un barril equivale a 159 litros.

Brent

Nombre de un yacimiento de petróleo crudo del mar del Norte. El petróleo de Brent es representativo del crudo de esta región. Su precio es cotizado en Londres.

El mercado Brent es el término genérico que se da a un complejo conjunto de mercados interconectados que están vinculados con el comercio de la mezcla británica de crudo Brent. Dicha mezcla se obtiene de la producción de los campos donde se emplean sistemas de oleoducto Brent y Nimian.

BTU: British Thermal Unit.

Unidad inglesa que se aplica al gas natural: mide el poder calorífico del gas natural. Es la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit. Es equivalente a 252

¹ Agradezco mucho a Antonio Gershenson sus muy valiosos comentarios a este glosario.

calorías. El precio del gas natural se calcula en dólares (o euros) por millones de BTU (es decir, se mide en función de su poder calorífico).

Cadena de valor

Suma acumulada de costos, valores agregados, ganancias y deducciones en toda la cadena, desde el descubrimiento del yacimiento hasta la gasolinera o el punto de distribución de gas.

Combustóleo

En México, por lo menos, se consideran dos tipos de combustóleo. El primero es el residuo del proceso de refinación primaria del crudo, que se llama combustóleo “residual” o “pesado”. El segundo resulta de lo último que queda de la destilación fraccionada en la refinación primaria, o sea la última parte del petróleo que hierve y luego es condensada; se llama combustóleo “ligero”.

Costo de oportunidad

Representa el valor de un producto en un uso alternativo; su precio se fija en relación con el precio que tiene este mismo producto a la exportación, lo cual permite eliminar toda subvención del Estado.

Costo de transacción

Los costos de transacción cubren los gastos que representa llevar a cabo una transacción tanto de compra como de venta.

Desregulación

Proceso que busca introducir la competencia en donde es viable (y donde los decisores piensan que es deseable). Asimilada a la liberalización de los mercados, no implica sin embargo la supresión de la regulación sino su transformación.

Desarrollo sustentable

El desarrollo que genera las condiciones de su propia continuidad. Incluye programas (públicos o privados) que buscan satisfacer las necesidades esenciales de la población y proveer crecimiento económico en beneficio del hombre, sin comprometer las necesidades de las futuras generaciones.

Downstream

Actividades situadas “hacia abajo” en la industria petrolera. Se refiere básicamente a las actividades de transformación de los hidrocarburos (refinación, petroquímica) y a las instalaciones dedicadas a la distribución, transporte y comercialización de productos petrolíferos y gas.

Dubai

El mercado Dubai consiste en el comercio anticipado de cargamentos de petróleo crudo Dubai Fatch. Los principales participantes se encuentran ubicados en Londres o en Estados Unidos y son los mimos en esencia que participan en el mercado Brent. Aunque se han hecho varios intentos para establecer contratos de futuro para el petróleo Dubai, ninguno ha tenido éxito.

Existencias

Las reservas que se tienen almacenadas en instalaciones, generalmente construidas con ese propósito. En ocasiones se confunde, o se usan como equivalentes al término “reservas” (cuya definición se encuentra mencionada posteriormente). La diferencia entre ambas es que las reservas designan la producción de largo plazo, y las existencias influyen en fluctuaciones de corto plazo de los precios.

Exploración

Actividades de reconocimiento geológico y otras orientadas a determinar los sitios en que existen altas probabilidades de encontrar yacimientos de hidrocarburos. La exploración incluye también la determinación aproximada de las cantidades de hidrocarburos en cada área.

Extracción

Es la actividad mediante la cual, a través de los pozos perforados y ya preparados para ser operados, se sacan a la superficie los hidrocarburos existentes en los yacimientos. En una primera etapa (llamada *brotante o fluyente*), el petróleo sale empujado por la presión que hay en el yacimiento. Cuando tiende a agotarse la presión del yacimiento, se recurre a los llamados métodos de *recuperación secundaria*, que consisten en inyectar gas o agua, o en algunos casos nitrógeno, para que el yacimiento recupere presión y el petróleo vuelva a fluir hacia la superficie

Fraccionamiento de líquidos del gas

Destilación a temperaturas moderadas (menos de 180 °C) de líquidos del gas natural, obteniéndose gas licuado de petróleo (glp), gasolinas naturales y diesel (menos de 2%).

Gas licuado (GL)

Es la mezcla de hidrocarburos gaseosos (propano y butanos) que se obtiene de la refinación del petróleo crudo y de la condensación de los líquidos del gas natural.

Gas natural (GN)

Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos existente en yacimientos del subsuelo, cuyo principal componente es el metano y suele incluir etano y otros hidrocarburos ligeros denominados *líquidos del gas natural* (como el propano, butanos, pentanos y más pesados).

Gas natural licuado (GNL)

Con objeto de poder transportar el gas natural en barco a grandes distancias, se licua el gas a la salida del pozo y se regasifica al arribo. En estas condiciones, un metro cúbico de gas natural licuado representa 600 metros cúbicos de gas natural.

Hidrocarburos

Son compuestos formados exclusivamente por átomos de carbono e hidrógeno, en diferentes combinaciones. Los más ricos en hidrógeno son denominados saturados; son los principales componentes que forman el petróleo crudo y el gas natural. Cada combinación da lugar a un hidrocarburo específico. El más ligero y sencillo es el metano.

La importancia económica de los hidrocarburos es que ahora y en el futuro previsible (30 años, por lo menos) son y serán la principal fuente de energía y de materias primas industriales para el sistema económico mundial. Su importancia estratégica es todavía mayor al considerarse el carácter no renovable y escaso, cuyas principales reservas por lo demás se concentran en pocas regiones del mundo, alejadas de los grandes centros de consumo.

Mercado spot

Mercado en el que las transacciones se hacen al contado y día a día.

El mercado de entrega inmediata para cargamentos transportados por mar se encuentra dominado por marcadores de precio que toman como punto de referencia el Brent "fechado". Éste es el marcador para el mercado *spot* del mar del Norte (tanto en el Reino Unido como en Noruega), al igual que para el comercio de crudos de África occidental y el petróleo que se comercia en el mediterráneo. En otras partes, los precios del limitado comercio de crudo del Medio Oriente para entrega inmediata se determinan en función de los diferenciales de los precios oficiales: lo mismo ocurre con los crudos indonesios y del lejano oriente. El comercio inmediato en Estados Unidos para el crudo enviado por oleoductos tiende a fijar sus precios en relación con el WTI. Es también el caso del único crudo estadounidense importante que se transporta por mar: el Alaskan North Slope (ANS).

Monopolio natural

Es esencialmente en las industrias de red que se encuentran los monopolios naturales. El transporte de la electricidad es un monopolio natural dado que sería poco económico tener dos redes en competencia. Reconocido como tal, el monopolio natural debe ser regulado para que la empresa poseedora del mismo no sea tentada por las deducciones excesivas y para que vele además por las ganancias de productividad y por las inversiones necesarias.

OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo)

La OPEP fue fundada en 1960 por cinco países productores de petróleo: Arabia Saudí, Irak, Irán, Kuwait y Venezuela. Fue una respuesta defensiva a la evolución desfavorable de los precios del crudo al final de los años cincuenta y a la política de las grandes compañías en materia de precios. Su objetivo básico consistió en regular la oferta y el precio mundial del petróleo, en gran medida al negociar y fijar para cada uno de sus miembros precios mínimos y volúmenes máximos de exportación. Fue una estrategia exitosa de 1973 hasta principios de los años ochenta. Desde ese momento, su influencia se ha debilitado sobre el mercado petrolero internacional; sin embargo, al parecer, ha vuelto a ganar peso con el ascenso de los precios del crudo a principios de 1999.

Petróleo crudo

Es una mezcla de hidrocarburos naturales que en fase líquida, existe en yacimientos del subsuelo. Es la principal fuente de combustibles para todo tipo de transporte (terrestre, marítimo y aéreo) y origen de otros energéticos para la industria y la generación de electricidad.

Petróleo crudo ligero

Es un crudo cuya densidad API es superior a 27 grados API. En México, el crudo tipo Olmeca tiene una densidad de 39.3 grados API; está calificado como superligero. El crudo tipo Istmo (ligero) tiene una densidad de 33.6 grados API.

Petróleo crudo pesado

Es un crudo cuya densidad API es igual o inferior a 27.0 grados API. En México, el crudo tipo Maya (el más común) tiene una densidad de 22.0 grados API.

Poder de mercado

Es la capacidad de una o más empresas de establecer permanentemente los precios que difieren del precio de equilibrio.

Refinación

Conjunto de procesos físicos y químicos (destilación, conversión y tratamiento) a los cuales son sometidos los hidrocarburos para obtener diferentes tipos de combustibles, productos especiales (lubricantes, parafinas, grasas, asfaltos) y materias primas para la industria petroquímica básica.

Regulación

Término que designa las modalidades de las industrias que poseen ciertas características de monopolio natural. La regulación, en sentido amplio, implica una serie de medidas e intervenciones tomadas en diferentes ámbitos (local, nacional, regional, mundial) para corregir y enmarcar el simple juego de mercado.

Rentas

Reflejan de manera general las diferencias que pueden existir entre los costos y los precios. Se distinguen dos grandes categorías de rentas. Las

rentas diferenciales constituyen la primera: se fundan sobre las diferencias de costos de producción y la renta más baja posible en las condiciones más favorables para la producción (la renta absoluta). En caso de monopolio, las rentas de monopolio constituyen la segunda categoría: están ligadas a la existencia de un poder de monopolio, individual o colectivo, que permite aumentar los precios; al tener el monopolio la condición privilegiada, tiene por lo tanto la mayor utilidad.

Reservas

En la industria petrolera se suele clasificar las reservas de hidrocarburos de tres formas: reservas probadas, probables y posibles. Las reservas probadas indican el volumen de hidrocarburos cuya existencia en los yacimientos ha sido confirmada y que, de ser explotados a ritmos técnicamente adecuados, pueden ser extraídos del subsuelo casi en su totalidad, en condiciones económicamente rentables, dados los precios vigentes y los métodos y técnicas de explotación disponibles. Las reservas probables son las cantidades adicionales de hidrocarburos que la información geológica y técnica de la reserva permite recuperar. Las reservas posibles son las estimaciones de cantidades adicionales de hidrocarburos que existen en los yacimientos hasta ahora desconocidos así como sobre el petróleo no convencional (petróleo pesado, arenas bituminosas, etc.). Sin embargo, para evitar que se inflen las reservas, la SEC (Security Exchange Commission) de E.U.A., por ejemplo, sólo reconoce las reservas probadas como válidas, y usa criterios más rigurosos.

Shock petrolero

Designa el movimiento brusco sobre los precios del petróleo (al alza, por supuesto). Para que se pueda hablar de *shock*, se estima que el movimiento a la alza debe perdurar más de seis meses.

Tep (Tonelada de equivalencia al petróleo).

Es una unidad que permite equiparar al petróleo con otras formas de energía.

1 tep = 1.5 toneladas de carbón, 1 000 metros cúbicos de gas natural.

Estas conversiones simplificadas no toman en cuenta el poder calorífico específico de las diferentes categorías de petróleo, de carbón y de gas natural.

Unidades de medida

Las unidades de medida energéticas (volumen, peso, poder calorífico, potencia) y sus equivalencias dan lugar a ejercicios complejos. Las más comunes son:

1 tonelada métrica de petróleo crudo = 7.3 barriles (la correspondencia exacta depende de la densidad del petróleo considerado).

1 barril = 158.987 litros = 42 galones.

1 millón de barriles por día = 50 millones de toneladas por año.

1 metro cúbico de gas natural = 1 kg de petróleo crudo = 40 000 BTU (British Thermal Unit) = 35.314 pies cúbicos.

Upstream

Actividades situadas “hacia arriba” de la industria petrolera: son básicamente las actividades de exploración y producción, las cuales usualmente se mencionan por las siglas EP.

West Texas Intermediate (WTI)

El comercio de WTI se centra en los contratos de futuro de crudos dulces y ligeros del New York Mercantile Exchange (Nymex). Si bien el volumen de este mercado es considerablemente mayor que el del Brent, su utilidad como crudo marcador se encuentra limitada.

² Hemos intentado homogeneizar, hasta donde se pudo, las unidades físicas (en pies cúbicos, tratándose de gas natural y barriles por el petróleo); sin embargo, en algunos casos esto fue difícil por el ejercicio que implica la conversión.

SIGLAS, ABREVIATURAS, ACRÓNIMOS Y TÉRMINOS ESPECIALES

- Aladi: Asociación Latinoamericana de Integración.
 Alalc: Acuerdo Latinoamericano de Libre Comercio.
 Alba: Alternativa Bolivariana para América Latina y el Caribe.
 ALCA: Área de Libre Comercio de las Américas.
 ANP: Agencia Nacional de Petróleo.
 ANWR: Arctic National Wildlife Refuge.
 bd: barriles diarios.
 bpce: barriles de petróleo crudo equivalente.
 bpe: barriles de petróleo equivalente.
 BID: Banco Interamericano de Desarrollo.
 CACE: Comité Andino para la Coordinación Energética.
 CAF: Corporación Andina de Fomento.
 CAN: Comunidad Andina de Naciones.
 CFE: Comisión Federal de Electricidad.
 Cirdi: Centro Internacional de Solución de los Conflictos Relativos a las Inversiones.
 CRE: Comisión Reguladora de Energía.
 CUSFTA: Canada-U.S. Free Trade Agreement.
 csm: contratos de servicios múltiples.
 DOE: Department of Energy.
 ECT: Energy Charter Treaty.
 Enarsa: Energía Argentina, Sociedad Anónima.
 EP: Exploración y Producción.
 EPC: Engineering, Procurement and Construction.
 FPSO: Floating Production Storage and Offloading.
 GATT: Acuerdo General de Tarifas y Aranceles (por sus siglas en inglés).
 GFI: Gaz de France Internacional.
 gnl: gas natural licuado.
 GTEAN: Grupo de Trabajo de Energía de América del Norte.
 /gpl: gas de petróleo licuado (propano y butanos).
 GW: gigavatios.
 ID: Investigación y desarrollo.
 IEPS: Impuesto Especial sobre Producción y Servicios.

- ICB: Initiative for the Caribbean Basin.
IMP: Instituto Mexicano del Petróleo.
mbpe: miles de barriles de petróleo equivalente.
Mercosur: Mercado Común Sudamericano.
MRE: Mecanismos de Revisión Especial.
NAFA: North American Framework Agreement.
NAI: Núcleos de Articulación de la Industria.
NOC: National Oil Corporation.
OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico.
Olade: Organización Latinoamericana de Energía.
OMC: Organización Mundial de Comercio.
OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo.
OPFA: Oil Proceeds Facility Agreement.
Pdvs: Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima.
Pemex: Petróleos Mexicanos.
Petrobras: Petróleo Brasileiro, S.A.
pidiregas: proyectos de infraestructura diferidos en el registro del gasto.
PMI: Pemex Internacional.
PRT: Petroleum Revenue Tax.
Sica: Sistema de Integración Centroamericano.
SNG: Sistema Nacional de Gasoductos.
TBI: Tratados Bilaterales de Inversión.
TLCAN: Tratado de Libre Comercio de América del Norte.
USGS: United States Geological Survey.
YPFB: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

*¿Hacia una integración de los mercados
petroleros en América?*

se terminó de imprimir en mayo de 2006

en los talleres de Solar, Servicios Editoriales, S.A. de C.V.

Calle 2, número 21, col. San Pedro de los Pinos, 03800 México, D.F.

Composición tipográfica y formación a cargo de Gabriela Oliva.

Portada de: Irma Eugenia Alva Valencia

Cuidó la edición la coordinadora de la obra bajo la supervisión
de la Dirección de Publicaciones de El Colegio de México.

CENTRO DE ESTUDIOS INTERNACIONALES

En un continente que agrupa el mayor consumidor en el ámbito mundial en hidrocarburos cuya necesidad de importar crece rápidamente (Estados Unidos) y una serie de países con un potencial petrolero y gasero no despreciable (en términos de reservas, de costos de producción y capacidad productiva y de exportación), la cuestión de la integración continental y/o regional de los mercados de hidrocarburos es medular, sobre todo cuando la seguridad energética –entendida como accesibilidad y disponibilidad de los recursos– es un tema tan vital para el desarrollo económico (en particular de Estados Unidos).

Este libro examina el estado de la cooperación petrolera en el campo continental y en la región de América del Norte. Desde diferentes enfoques, los artículos que componen esta obra analizan los avances y los limitantes del proceso integrador y sus repercusiones sobre las políticas nacionales (petrolera, industrial, etc.), así como los retos que implica la elaboración de un nuevo entramado institucional y regulatorio que rijan los intercambios petroleros.

Isabelle Rousseau es profesora e investigadora del Centro de Estudios Internacionales de El Colegio de México. Es actualmente responsable de un proyecto de investigación auspiciado por el Conacyt: “Las transformaciones de la política petrolera en México en el marco de una industria globalizada”.

