

El sector energético de Estados Unidos: un panorama general

Estados Unidos es el principal consumidor mundial de energía tanto en términos absolutos (25 por ciento del total mundial) como en consumo per cápita; es también un productor importante de petróleo (hoy día ocupa el tercer sitio, después de Arabia Saudita y Rusia). Esta situación dual provoca que, en ocasiones, sus políticas o estrategias no parezcan del todo consistentes. Es al mismo tiempo la primera potencia mundial, sitio que busca preservar, razón por la que el petróleo ha jugado, históricamente, un papel importante dentro de su política exterior. Pese al reto que significa, nos hemos propuesto dar una visión general del interior del sector energético estadounidense, tanto por el lado de la oferta como desde la demanda, a fin de aportar elementos que nos permitan entender este entretreído de situaciones y objetivos.

Nos aproximamos a este diagnóstico a partir de preguntarnos cuál es el grado de vulnerabilidad de este sector, considerando el conjunto de las fuentes de energía y no sólo la industria petrolera. El segundo objetivo que guía este capítulo es un intento de análisis un poco más detallado de la industria petrolera, en vista de que atraviesa por problemas estructurales debidos a la declinación de las reservas y la consecuente caída en la producción. Para el efecto, partimos de algunas interrogantes como las siguientes: ¿es posible que el desarrollo tecnológico pueda revertir esta tendencia?, ¿a qué costo se podría plantear un escenario de autosuficiencia?, ante esta situación, ¿qué estimaciones futuras se están proyectando?

Esta sección del libro enfrentó grandes limitantes de información sobre la industria petrolera de Estados Unidos, sobre todo en lo que

se refiere a recursos minerales y costos de producción, así como el problema de la heterogeneidad de los datos, obtenidos de distintas fuentes, cuya uniformidad requiere no sólo de factores de conversión sino también de información adicional a la que no tenemos acceso. Ciertamente intentamos ser exhaustivos en el acopio de cifras para cada uno de los periodos de estudio, sin embargo, reconocemos no haber logrado la homogeneidad plena en las series históricas.

En términos generales la principal problemática del sector energético estadounidense se relaciona con la participación del petróleo en el conjunto de las fuentes de energía y su alta dependencia de fuentes de suministro del exterior, algunas de ellas consideradas inestables, que hacen vislumbrar la posibilidad de riesgos económicos y de suministro. Si bien la cuestión se ha planteado desde las crisis petroleras de 1973-1974 y 1979, no ha dejado de representar una “piedra en el zapato” de la seguridad energética, dada la tendencia creciente a recurrir a las importaciones para satisfacer el consumo nacional. Se prevé que en los primeros años del siglo XXI las compras al exterior alcancen 60 por ciento del consumo nacional. Por otra parte, la situación del gas no es muy distinta ya que Estados Unidos tiene 3.2 por ciento de las reservas probadas mundiales y no obstante, produce y consume 23.2 por ciento del total del consumo global. Además, los especialistas del Departamento de Energía proyectan que la demanda aumentará en alrededor de 22 mil billones a 31 mil billones y medio de pies cúbicos en el año 2020, lo cual significa que la brecha tendrá que ser cubierta con importaciones. Incluso si pudiera explotar todas sus reservas petroleras, Estados Unidos sólo cuenta con 2.6 por ciento de las reservas probadas en el mundo, en tanto que consume 19.5 millones de barriles diarios,¹ tendencia difícil de revertir al analizar las perspectivas de la producción petrolera y las proyecciones para el consumo.

Si bien es cierto que este país cuenta con una abundancia de recursos naturales y diversas opciones de política, es de nuestro interés indagar en las alternativas energéticas reales, sus perspectivas en

¹ Anthony H. Codersman y Arleigh A. Burke, “Energy Policy and Energy Analysis: Flawed Analysis Means Flawed Policy”, en <<http://www.csis.org/burke/mess/energypolicyanalysis.pdf>>, 26 de abril de 2001.

términos de recursos, la viabilidad de sus costos y de su tecnología, a fin de aproximarnos a una respuesta sobre la fortaleza o vulnerabilidad real del sector y, por tanto, de la nación estadounidense. Para ello, nos proponemos delinear un panorama general de la situación del sector energético, incluyendo las principales fuentes de energía como carbón, gas natural, energía hidráulica, nuclear, fuentes renovables y no convencionales y, por supuesto, petróleo. Desde el lado de la demanda sólo veremos sus tendencias y aspectos generales, ya que un análisis más detallado podría ser motivo de otro libro.

PANORAMA GENERAL DE LOS ENERGÉTICOS (1949-1998)

En virtud de que la serie de tiempo más actualizada y más completa a la que se pudo acceder abarca los años de 1949 a 1998, nos referiremos a este periodo excepto cuando se señalen datos más recientes. La fuente de información fundamental en que se sustenta el siguiente análisis es la Administración de la Información Energética (Energy Information Administration), perteneciente al Departamento de Energía de Estados Unidos. También se utilizaron algunos documentos de planeación del Poder Ejecutivo, señalados en los pies de página respectivos. Para el análisis de la industria petrolera nos basamos en el trabajo de un grupo de especialistas de la Universidad de Luisiana, quienes elaboraron un estudio comparativo de medidas de desempeño seleccionadas para la industria petrolera.²

Al igual que otras economías, Estados Unidos cuenta con un sector energético que descansa en el carbón, el petróleo crudo, el gas natural y los líquidos de gas, que en conjunto alcanzaron el 80 por ciento del total de la producción de energía en 1998. Con menor participación, también forman parte de la oferta la energía nuclear y las energías renovables.

En cuanto a comercio exterior, se importa petróleo y se exporta, fundamentalmente, carbón, productos refinados del petróleo y uranio

² Iledare O. Omowumi *et al.*, *Optional Performance of the US Upstream Industry: A Comparative Analysis over Space and Time*, mimeo, Los Ángeles, Center for Energy Studies, Louisiana State University, 1998.

enriquecido. En 1998 el sector energético de ese país produjo 73 mil trillones de unidades térmicas británicas (British Thermal Units, BTU) de energía y exportó 4 mil trillones de BTU, la mitad de los cuales provenía del carbón. Sus importaciones en 1998 fueron 26 mil trillones de BTU, lo que representó 17 veces lo importado en 1949. Si bien desde 1949 ya era evidente la brecha entre exportaciones e importaciones, ha seguido creciendo a favor de las importaciones, sobre todo desde 1971 (véanse en el anexo estadístico las gráficas 1 y 2).

Estados Unidos produce casi tanta energía como Rusia y China juntos. Como Arabia Saudita y Rusia, es un importante productor de petróleo que generó alrededor de 10 por ciento del total mundial en 1998. La mayor participación proviene de los combustibles fósiles (véanse las gráficas 3 y 4). El otro grupo importante, el de las fuentes renovables, está integrado por las energías hidroeléctrica, geotérmica, biomasa, solar y eólica (véase la gráfica 5). No sin importancia, pero fuera de esta clasificación, se encuentra la energía nuclear, que ha tenido un crecimiento constante desde 1958 cuando aparece por vez primera en los balances energéticos. Dentro del conjunto de los combustibles fósiles destaca la participación histórica del carbón, que se ha más que duplicado en el periodo considerado. Dentro de los renovables, el primer sitio corresponde a la hidroenergía, seguida muy de cerca por la biomasa. Así, la producción estadounidense de energéticos puede listarse, en orden decreciente, como sigue: carbón, gas natural, petróleo, electricidad, energía nuclear, hidroenergía, biomasa, energía geotérmica y otras.

Por el otro lado, Estados Unidos consume, en orden de importancia, petróleo, gas natural, carbón, energía eléctrica, energía nuclear, energía hidroeléctrica, biomasa, energía geotérmica y otras. Si en 1949 era el carbón el principal combustible, en 1998 es el petróleo. La industria ha sido históricamente la mayor demandante de energía; sin embargo, muestra una tendencia inestable, a diferencia del sector residencial y comercial. Hasta 1951 fue el carbón el de mayor demanda en el sector residencial y comercial. A partir de 1949 la electricidad ha crecido en importancia. En el sector industrial el consumo tanto de gas natural como de petróleo creció de manera continua hasta 1973, después de lo cual ambos han tenido un comportamiento fluctuante. El gas natural es el combustible de mayor consumo en el sector manu-

facturero, mientras el transporte depende casi en su totalidad del petróleo; de hecho, la gran expansión de este último sector desde 1949 se explica en buena medida por el uso del petróleo (véanse en el anexo estadístico las gráficas 6 y 7).

Las importaciones de petróleo muestran una relación directa con su precio. Así, después del embargo de 1973 cuando los precios subieron, las importaciones de crudo cayeron por dos años; luego se volvieron a elevar hasta que el precio tocó uno de sus picos históricos (en 1979 y 1981), lo que hizo bajar las compras; la tendencia de crecimiento se reanudó en 1986 y las importaciones netas alcanzaron en 1998 la cifra de 9.5 millones de barriles diarios; para el año 2001, incluyendo los productos derivados, rebasaron los 12 millones de barriles diarios.

En tanto que las principales importaciones de energía de Estados Unidos son de petróleo, sus exportaciones corresponden fundamentalmente al carbón que se vende en diferentes mercados desde 1950. Estas exportaciones llegaron a su nivel máximo en 1981 (véase la gráfica 8). Hacia 1998 alcanzaron 77 millones de toneladas cortas, las que medidas en BTU ascendieron a 47 por ciento de todas las exportaciones de energía al exterior. Pese a que es un volumen importante, representa sólo 9 por ciento del contenido de BTU del crudo que ingresa cada año a Estados Unidos.

Un último indicador general es la eficiencia energética. Ésta ha mejorado a lo largo de los años. Es posible observarla a partir de la cantidad de energía utilizada para producir el valor de un dólar (constante), la cual se redujo en 42 por ciento entre 1949 y 1998, en tanto que la cantidad de energía requerida para generar un dólar de producción cayó de 26 a 12 mil 500 BTU. Sin embargo, en los años noventa el comportamiento de este indicador no ha sido tan bueno. Medida la eficiencia energética tomando como parámetro la cantidad de energía utilizada por dólar de producto interno bruto (PIB) constante, ésta declinó en 8 300 BTU por dólar de 1996. Con todo, sólo disminuyó 400 BTU más entre 1995 y 1999, pese a los avances tecnológicos en muchos sectores de la economía. La caída en el uso del petróleo medida en miles de BTU por dólar de PIB fue aún más radical en los 25 años anteriores a 1995, cuando cayó de 15.15 a 8.43, reflejando los cambios estructurales en la economía y las mejoras en

la eficiencia energética. No obstante, en la medida en que los costos del hidrocarburo empezaron a bajar a mediados de los años ochenta, bajó el impulso a la eficiencia energética.³

El carbón

Uno de los recursos abundantes en Estados Unidos es el carbón. La revolución industrial y el desarrollo del ferrocarril a mediados del siglo XIX dieron pauta al crecimiento de su producción y consumo. Las reservas probadas en Estados Unidos son las mayores del mundo; más de dos veces las de China, un importante productor mundial del recurso; tienen un horizonte de 250 años, a los actuales niveles de consumo. Para 1998 el carbón constituyó un tercio de toda la energía producida en el país (24 mil trillones de BTU), con un volumen récord de mil 120 millones de toneladas cortas, ocupando el segundo lugar mundial, después de China. En el año 2000 el país produjo alrededor de mil millones de toneladas de carbón en 25 estados de la Unión. Las principales áreas productoras se localizan en el estado de Wyoming y en el Río Mississippi. Gracias a las mejoras tecnológicas la productividad ha aumentado; pasó de 0.7 toneladas cortas de carbón por hora, en 1949, a seis toneladas cortas por hora en 1997 (véase en el anexo la gráfica 9).

Los usos de este combustible han ido cambiando con el tiempo. En los años cincuenta era consumido básicamente por la industria, sin embargo, para 1998 este sector sólo consumió la mitad. Hoy día, cerca de 97 por ciento de la producción de carbón se consume nacionalmente; de éste, cerca de 90 por ciento se destina a la generación de electricidad, en tanto que menos de 10 por ciento del total consumido va al sector industrial. La generación de electricidad depende en un 57 por ciento, precisamente, del carbón, un dato importante si se compara con la que se produce a partir de petróleo, que es de sólo 5 por ciento. No obstante, actualmente se construyen pocas plantas de carbón por razones ambientales.

³ Edward Norse y Amy Myers Jaffe, *Strategic Energy Policy Challenges for the 21st Century. A Report of an Independent Task Force*, Nueva York, Council on Foreign Relations, 2001, p. 19.

Después de llegar al máximo en 1982, los precios del carbón han declinado y ésta parece ser la tendencia futura hasta el año 2020, lo cual es reflejo del desplazamiento hacia la producción barata en el oeste, así como de los aumentos en la productividad. Se espera que el carbón siga siendo un combustible dominante en la generación eléctrica para el 2020, por lo cual, los objetivos de política energética tendrán que integrar serias consideraciones de protección al medio ambiente, especialmente en el caso del carbón mineral. De hecho, el Departamento de Energía, mediante su “Programa tecnológico de carbón limpio”, ha trabajado con las llamadas tecnologías efectivas de control, como las camas de combustión fluidizadas y la gasificación de ciclos combinados integrados, que se han desarrollado para reducir las emisiones futuras.

En cuanto a los aspectos tecnológicos, el carbón podría remplazar a la gasolina como combustible de vehículos, aunque sólo de manera limitada y a un precio elevado. Se espera que la tecnología del carbón limpio pueda aumentar el atractivo de su uso. Hoy ya es posible gasificarlo o hacer carbón líquido; el producto final es con frecuencia convertido o refinado en gases de mayor potencial energético. Pese a lo anterior, algunos autores como Douglas Reynolds⁴ creen que el carbón, al igual que otros combustibles sólidos, no son una verdadera posibilidad para la sustitución del petróleo. Si bien ciertas compañías en Estados Unidos estiman que usar diferentes tecnologías para producir combustibles líquidos costaría cerca de 50 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (PCE), dependiendo del apoyo gubernamental, aduce que hay algo que él llama un subsidio a la entropía,⁵ de manera que una vez que el petróleo cueste 50 dólares por PCE, el costo de la conversión del carbón podría aumentar.

⁴ Douglas Reynolds, *Scarcity and Growth Considering Oil and Energy. An Alternative Neo-Classical View*, Symposium Series vol. 65, Nueva York, The Edwin Mellon Press, 2002, p. 150.

⁵ Reynolds define su concepto de subsidio a la entropía como aquel efecto resultante del aumento en el precio del crudo que puede impactar al alza en el precio de otros combustibles. Pone el ejemplo de lo que sucedió en los años setenta cuando junto con el aumento del precio del petróleo se incrementaron los precios de otros combustibles debido a que el petróleo tiene mayor calidad, mayor grado de energía. La menor disponibilidad del recurso

El gas natural

Aunque puede haber variaciones en las fuentes consultadas, la base de recursos gasíferos totales en 1992 en Estados Unidos se estimaba en 1 475 billones de pies cúbicos, incluyendo los de Alaska.⁶ De acuerdo con recientes estudios, el volumen de las reservas gasíferas había caído a 164 mil billones de pies cúbicos para enero de 2000, si bien otros análisis difieren en los cálculos.⁷

El mercado gasero de Estados Unidos es el mayor del mundo, con una oferta total de 25 mil 600 billones de pies cúbicos en 1996. Cerca de 75 por ciento de dicha oferta se produce nacionalmente: 19 millones de pies cúbicos en 1998, por debajo de lo producido en 1973, cuando se alcanzó un volumen de 21.7 millones de pies cúbicos. La producción por pozo de este combustible alcanzó su máximo en 1971, con 435 mil pies cúbicos diarios para luego descender, en 1998, a 146 mil pies cúbicos diarios por pozo.

La producción de gas se concentra en el sur, a lo largo de la costa del Golfo, en Luisiana y Texas, así como en pequeñas regiones de Alaska, el suroeste y el centro de Estados Unidos. Aunque el gas se produce en 33 estados, Texas y los estados aledaños y las regiones costa afuera del Golfo de México aportan más de tres cuartas partes de la producción. Los consumidores se encuentran principalmente en el noreste, el medioeste y la región de la costa del Pacífico.⁸ Debido a esta diferencia geográfica se ha desarrollado una amplia infraestructura de transporte. El primer gasoducto de más de 200 millas fue construido en 1925 de Luisiana a Texas, y como consecuencia la demanda creció 50 por ciento entre 1906 y 1970.

de alto grado causa mayores costos para los combustibles alternativos. Llama entonces entropía al uso de los recursos energéticos de alto potencial que mantiene bajo el costo de los combustibles alternativos.

⁶ National Petroleum Council, *The Potential for Natural Gas in the United States-Source and Supply*, National Petroleum Council, Washington, diciembre de 1992, pp. 36, 145, 157.

⁷ En un estudio del Departamento de Energía se concluía que los recursos gaseros técnicamente recuperables en Estados Unidos eran de 31 mil 500 millones de metros cúbicos (incluyendo reservas probadas del orden de 5 mil 245 millones de metros cúbicos).

⁸ Andrew Juris, "Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States", *Natural Gas Private Sector Participation and Market Development, Oil and Gas*, The World Bank, The IBRD, 1999, p. 55.

Producen el gas grandes compañías petroleras y gaseras y alrededor de diez mil pequeños productores. Las empresas privadas poseen y operan cerca de un centenar de los sistemas de gasoductos interestatales. La distribución local está en manos de 100 mil compañías municipales y cerca de 100 compañías privadas. Las últimas cubren todas las grandes áreas urbanas y significan 95 por ciento del volumen vendido.⁹

Este combustible constituyó la tercera fuente para la generación de electricidad, 16 por ciento, en el año 2000. Bajo la política existente, se espera que la capacidad de generación del gas natural alcance cerca de 90 por ciento del aumento proyectado para la energía eléctrica entre 1999 y el 2020, año en que se pretende que este aumento de producción llegue a 33 por ciento.

El país fue autosuficiente en gas natural hasta 1980, cuando el consumo empezó a sobrepasar la producción y fue necesario importarlo de Canadá. También se importaron pequeños volúmenes de gas licuado de Argelia y, en años recientes, de Australia y de los Emiratos Árabes Unidos. Para el año 2000, 85 por ciento del consumo de gas natural se producía nacionalmente, mientras que las importaciones crecieron hasta significar 15 por ciento. Las importaciones netas han contribuido con más de 50 por ciento del crecimiento de la demanda de gas desde 1990, en una tendencia que va en aumento.

Canadá, que cuenta con importantes suministros y gasoductos hacia los 48 estados de la Unión Americana, aporta prácticamente el total de las importaciones de gas de Estados Unidos. Debido a que, a diferencia del crudo, casi todo el gas natural se produce y vende dentro de la misma región, los precios se determinan en los mercados regionales más que en los globales. Sin embargo, las recientes alzas de precio en California (en los años 2000 y 2001), han repercutido en los mercados canadienses, dadas la integración de los sectores y la posibilidad que se presenta para especular.

En el corto plazo, se espera que los aumentos en la producción del gas natural vengan fundamentalmente de fuentes no convencionales ubicadas en las Montañas Rocallosas, la costa del Golfo y regiones

⁹ International Energy Agency, *The Role of IEA Governments in Energy*, París, Organización para la Cooperación y el Crecimiento Económicos e International Energy Agency, p. 326.

centrales continentales, Alaska y los campos costa afuera del Golfo de México. Las tierras federales costa adentro actualmente contribuyen con cerca de 10 por ciento de la producción estadounidense y con 26 por ciento de la producción federal costa afuera.¹⁰ El desafío es, por supuesto, contar con producción suficiente para enfrentar una creciente demanda. De acuerdo con algunas opiniones, podría ser un reto tan importante como el petróleo, en vista de las proyecciones del consumo. Esto se debe a la construcción de una mayor capacidad de generación de electricidad que será alimentada por gas natural. El rendimiento actual en los campos maduros de gas parece decrecer, al igual que en el caso del petróleo (véase en el anexo la gráfica 10).

De acuerdo con las estimaciones de la propuesta energética de George W. Bush, hay tres sitios importantes con potencial para producir gas natural. Costa afuera, se calcula que hay cerca de 300 mil billones de pies cúbicos de reservas no descubiertas que pueden explotarse con las actuales tecnologías. Se supone que yacen tanto en campos de aguas profundas como en reservorios profundos en las aguas menos profundas del Golfo de México; sin embargo, se cree que su desarrollo tendrá altos costos. El plan señala que también hay gas costa afuera en áreas en donde la exploración está prohibida por una moratoria congresional. Las estimaciones en estas áreas son de 3 331 mil billones de pies cúbicos en la costa de Carolina del Norte, 21 mil billones de pies cúbicos en la costa de California y 24 mil billones de pies cúbicos en el oriente del Golfo de México, fuera de la costa de Florida. Costa adentro, hay una cantidad considerable de reservas de gas conocidas y estimadas. En Alaska hay también un potencial, pero el problema es que se requiere la construcción de un gasoducto de mayor distancia.¹¹

El potencial del gas en términos de contenido energético, por peso y por área, es elevado de acuerdo con la definición de Reynolds;¹² sin embargo, si se considera por volumen, es bajo, lo cual hace difícil su

¹⁰ Véase The White House, *Reliable, Affordable and Environmentally Sound Energy for America's Future. Report of the National Development Group*, Washington, mayo de 2001, pp. 1-8.

¹¹ *Energy Economist*, núm. 236, junio de 2001, p. 14.

¹² Douglas Reynolds, *op. cit.* pp. 118 y 119. Considera que tan importante como la tecnología es el contenido energético inherente en los recursos disponibles. Cada tipo de energía tiene un potencial físico inherente y ése es el grado de energía. Así los recursos energéticos con un alto grado tienen mayor potencial de ser productivos que los recursos de bajo grado. Los cuatro grados que define Reynolds son: el contenido energético por peso (*weight grade*)

transporte.¹³ Esto significa que la mayor parte de los vehículos de gas no pueden recorrer largas distancias sin recargar combustible. El gas natural no es aún la solución más conveniente para el transporte.

Derivados del gas natural son el metanol y los líquidos de gas. El primero tiene un alto contenido energético por área aunque, si se considera por volumen, está por debajo de 43 millones de BTU por pie cúbico, en comparación con el petróleo, cuyo indicador es de un millón de BTU por pie cúbico. Los líquidos de gas están en situación semejante. Además, el metanol cuesta en la actualidad alrededor de 50 dólares por barril PCE lo que lo hace muy caro. Otro problema con estos derivados son las pérdidas en la convertibilidad, que pueden añadirse a los costos del gas natural; el complicado proceso de conversión hace que se incrementen sus precios.

Energías renovables y no convencionales

Al igual que en otros países, su contribución dentro de los balances de energía de Estados Unidos es más bien escasa, poco menos de 10 por ciento de la producción total de energía.¹⁴ Entre las fuentes conocidas como renovables la más importante es la energía hidráulica.

medido en BTU por libra; el contenido energético por volumen (*volume grade*) medido en BTU por pie cúbico; el contenido energético por área (*area grade*) medido en BTU por acre y el estado físico (*state grade*) que puede ser líquido, gaseoso, sólido o de campo.

¹³ El contenido energético por peso determina cuánta energía hay por cada libra de recursos energéticos. El contenido energético por volumen determina cuánta energía hay por unidad de volumen del recurso. Éste es importante debido a que determina el desempeño para ciertos usos. Si se tuviera que usar gas natural en lugar de petróleo para autos, el tanque de combustible tendría que ser mucho más grande y pesado; si fuera del mismo tamaño, tendría que cargarse más frecuentemente. El contenido energético por área determina cuánta energía hay por área de ocurrencia del recurso en su estado original; determina también cuánto servicio, incluyendo el ahorro en los costos, se puede extraer de un energético dado. El estado físico define la forma que presenta el recurso. Los cuatro principales son: líquido, sólido, gaseoso, de campo (incluye fenómenos como los campos de radiación solar, de energía nuclear, de energía eólica y energía hidráulica). El principal inconveniente de los campos es que son difíciles de almacenar. Por ejemplo, uno de los mayores problemas de la energía solar es almacenar el calor de día para su uso en la noche. El único campo que no tiene este obstáculo es la energía nuclear, no obstante, su dificultad radica en el almacenamiento de los desechos.

¹⁴ "Energy in the United States: A Brief History and Current Trends", en <<http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/eh1998/eh1998.html>>, julio de 1999.

En 1998 significó 50 por ciento de la contribución de las fuentes renovables a la generación de electricidad, a partir del uso de turbinas. Del resto de las energías renovables, la mayor parte viene de la biomasa, que comprende desechos orgánicos de todo tipo, incluyendo las maderas. El tercer lugar lo ocupan las geotermias. En 1998 ambas contribuyeron con 5 por ciento de la energía renovable de ese país.

Desde el punto de vista de la generación de electricidad, la hidroenergía es la cuarta fuente más importante. Significó cerca de 7 por ciento de la generación total en el año 2000. En algunas regiones, como el noroeste y Nueva York, la hidroenergía tiene una contribución mayor; los estados de Idaho, Washington, Oregon, Maine, Dakota del Sur, California, Montana y Nueva York dependen más de la hidroenergía. Es pertinente señalar que Estados Unidos está por abajo de Canadá en la generación hidráulica, que ha permanecido relativamente estancada por años. El obstáculo más importante para la expansión de la hidroenergía es físico, ya que la mayor parte de las plantas hidroeléctricas mejor localizadas ya han sido desarrolladas. Hay potencial para algunos incrementos y la capacidad puede mejorarse un poco añadiendo turbinas y haciendo más eficientes las plantas existentes. Esto conduciría a una capacidad máxima, que sería útil pero no aumentará la producción eléctrica en general. En conclusión, pese al hecho de ser la fuente de energía renovable dominante tiene un potencial de expansión mínimo en Estados Unidos.

Es importante señalar que hay dos categorías de proyectos hidráulicos en ese país: aquellos operados por las empresas eléctricas federales, como la Administración federal del mercado eléctrico (Bonneville, Western, Southwestern, Southeastern y Tennessee Valley Authority) y las aproximadamente 2 600 presas de hidroenergía no federales con licencia o exentas de ella por la Comisión Reguladora Federal de Energía (FERC, por sus siglas en inglés). Las empresas eléctricas federales tienen grandes sistemas de hidroenergía, operados por la Oficina de Reclamación e Ingenieros del Cuerpo de la Armada, que juegan un papel importante para enfrentar la demanda, especialmente en el noroeste y el oeste. La autoridad que otorga las licencias en materia de energía hidráulica es difusa y está entre agencias federales y estatales. En el aspecto institucional, el desafío actual más importante que confronta la hidroenergía radica en tales incertidumbres regulatorias.

Por su parte, la energía solar (fotovoltaica y térmica) contribuyen actualmente con 1 por ciento de la generación a partir de fuentes renovables y con 0.02 por ciento del total de la oferta eléctrica. El año de mayor demanda para los colectores solares fue 1981, cuando se solicitó 21 millones de pies cúbicos de este dispositivo. Este tipo de energía tiene potencial para jugar un papel importante en el sector ya que se puede aprovechar de diversas maneras, como las celdas fotovoltaicas, cuyos precios se han reducido hasta hacerlos competitivos en ciertas aplicaciones gracias a los avances tecnológicos. Otra opción son los colectores, que pueden ser usados en climas muy soleados para producir electricidad. El precio del kilovatio-hora de electricidad generada a partir de energía solar cayó de 24 centavos hace dos décadas a ocho centavos en 1990; de reducirse a seis centavos se volvería competitivo con otras formas de energía. Deben, sin embargo, señalarse sus limitaciones para almacenarse y generar electricidad en forma masiva.

La energía geotérmica también podría jugar un papel de cierta relevancia, en vista de las recientes directivas del gobierno de George W. Bush, encaminadas a acelerar las licitaciones y revisiones ambientales, combinadas con un crédito al impuesto a la producción (Production Tax Credit, PTC).¹⁵ La capacidad geotérmica instalada es de alrededor de 2 800 megavatios. Los recursos más accesibles de este tipo de energía en Estados Unidos se localizan al oeste de Alaska y en Hawai, Nevada, Utah y California. Por el momento la geotermia representa 17 por ciento de la energía eléctrica generada a partir de los renovables y 0.3 por ciento del total de la oferta eléctrica en el país. La mayor parte del potencial para generación se localiza en tierras federales, de aquí que corresponde a las agencias federales eliminar obstáculos para su desarrollo. La energía geotérmica tiene, sin embargo, importantes limitaciones ya que no se puede transportar y debe ser usada prácticamente *in situ*. Además, una planta geotérmica tiene costos de capital que triplican los de una planta de gas natural, pese a que puede tener una vida de 100 años (más que una planta nuclear), lo que desincentiva su construcción, particularmente en la actual incer-

¹⁵ Kathleen McFall, "US Government Acts to Remove Obstacles to Geothermal, Hydro Power Generation", *Energy Economist*, núm. 254, diciembre de 2002, p. 23.

tidumbre regulatoria. Con todo, la propuesta de extender un crédito a la producción pretende hacer atractiva la inversión en este ramo. Más aún cuando los costos de generación han bajado a 5.5 o 6.5 centavos de dólar por kilovatio-hora y, según estimaciones, de concederse el apoyo fiscal el costo podría descender a un centavo y medio,¹⁶ lo que le conferiría mayor competitividad.

La participación de la energía eólica respecto de todas las fuentes renovables es de 1.5 por ciento y de 0.1 por ciento en el total de la oferta eléctrica. Su producción creció 89 por ciento entre 1989 y 1998, sin embargo, su contribución sigue siendo marginal. Sus posibilidades en la Unión Americana son buenas, en virtud del potencial en el oeste, las Grandes Planicies y Nueva Inglaterra.

En cuanto a características y potencial físico debe señalarse que la biomasa se nutre de materia viviente seca como los árboles o los residuos de las cosechas, etcétera. Tiene un contenido energético por área muy bajo, hasta que la materia prima se convierte en combustibles, es bajo por peso y por volumen y, por si fuera poco, es bajo en función de su estado físico.¹⁷ El hecho de que haya una temporalidad en la recolección de las cosechas hace que las plantas de conversión de la biomasa deban estar ociosas mucho tiempo y que la biomasa deba estar almacenada, pero se descompone y esto puede elevar los costos de la operación, causando pérdidas.

Formas de energía como el viento, la geotermia y la biomasa tienen posibilidades de hacer contribuciones más significativas en los años venideros, gracias a que sus costos han decrecido de manera importante en los últimos años. Hasta ahora, ésta ha sido la barrera más importante para aumentar la producción, aunque es clara la voluntad política del gobierno estadounidense por conferirles mayor proyección a futuro. En relación con estas fuentes, la médula de la propuesta del presidente George W. Bush es un conjunto de créditos por diez mil millones de dólares. Uno de ellos, de cuatro 4 mil millones, que se otorgaría para alentar las ventas de autos híbridos petróleo-eléctricos y de celdas de combustible entre los años 2002 y 2007. Otra partida es un crédito de 10 por ciento, ampliación de una medida ya

¹⁶ *Ibid.*, p. 25.

¹⁷ Véanse las notas 12 y 13.

existente, a todos los vehículos eléctricos, que no han tenido éxito en el mercado. Hay un crédito de 15 por ciento hasta por un máximo de dos mil dólares, para los propietarios de empresas o de edificios comerciales que deseen comprar paneles solares.

Una propuesta nueva son los numerosos créditos fiscales para la generación de electricidad a partir de renovables, que se incluyeron en el presupuesto preliminar de la administración para el año fiscal 2002, incluyendo la extensión de la exención fiscal para la producción eólica, que concluiría en diciembre del 2001. Hay un crédito para la biomasa, por ejemplo, a partir de cosechas energéticas, que se prolongará por tres años y se ampliará a otras fuentes de biomasa como los recursos forestales y los restos de la quema (*co-firing*) de la propia biomasa y del carbón. La generación de gas recibe también un crédito fiscal, sin embargo, el etanol continuará siendo la excepción. La cogeneración se apoyará ya sea en un crédito fiscal o mediante la depreciación acelerada de la planta.

Adicionalmente, se pretende revisar los programas de investigación y desarrollo así como de mejoramiento de la eficiencia, para otorgarles un mayor financiamiento con criterios de desempeño y costos compartidos. Esto significa que se hará énfasis en los resultados y la industria privada tendrá que aportar parte del presupuesto. La administración de George W. Bush apoyará dichos programas por medio de su propuesta fiscal, con base en los fondos del Departamento de Energía. La revisión de los programas de eficiencia también ha empezado a alentarse.¹⁸

Los combustibles sintéticos (*synfuels*) son los combustibles líquidos que las empresas obtienen del carbón, arenas y esquistos bituminosos. La industria es capaz de convertirlos de un estado de bajo potencial energético a otro de alto grado (de acuerdo con la definición de Reynolds). El problema es que esta transformación es muy costosa. En general, el petróleo que se deriva de los combustibles sintéticos requiere del triple de trabajo que el petróleo convencional.

Los esquistos bituminosos (*shale oil*) se encuentran en Colorado y Wyoming, fundamentalmente. Estados Unidos tiene reservas recu-

¹⁸ *Energy Economist*, núm. 236, junio de 2001, p. 22.

perables del orden de los 3 mil billones de barriles de crudo, no obstante, el costo de extraerlo es de hasta 100 dólares por el equivalente de un barril de crudo. Además, el problema es descomponer y romper la roca para capturar los pequeños residuos del crudo atrapado, lo que es también ambientalmente dañino. Su producción implica una gran labor en minería; una planta de esquistos es intensiva en capital y requiere grandes subsidios gubernamentales. La tecnología para el proceso *in situ* está aún en su infancia. La mayor parte de la producción de esquistos bituminosos tiene lugar en Piceance Creek Basin. En ésta área, localizada en el oeste de Colorado, hay reservas que exceden los 200 mil millones de barriles, que equivalen a 70 por ciento de la producción potencial de Estados Unidos. Sin embargo, para ello habría que realizar cientos de operaciones de minería en una gran cantidad de acres. Otras razones que explican su posposición son los costos de las plantas. Una muestra de lo anterior es la producción en la planta de Unocal “Parachute Creek Plant”, cuyo costo es equivalente a 40 dólares por barril de crudo.

En lo que respecta a los combustibles sintéticos (los obtenidos del carbón), el desarrollo tecnológico también parece ir lento, esencialmente por razones económicas, los altos costos de capital y la incertidumbre sobre la competitividad comercial del combustible. Por otro lado, las arenas bituminosas (*tar sands*) también significan un potencial importante ya que Estados Unidos cuenta con 30 mil millones de barriles de reservas. Si bien no se ha logrado aún convertir las arenas en combustibles líquidos *in situ*, bajo tierra, pueden extraerse y tratarse en la superficie. Aunque no en suelo estadounidense, existen ejemplos exitosos de la producción de arenas bituminosas.¹⁹

¹⁹ Un caso exitoso es la compañía canadiense Suncor, que produce en la cuenca de Atabasca. Extrae el bitumen y lo transforma en diésel y en refinados. Cuenta con alrededor de 13 mil millones de barriles. La compañía estima poder producir entre 500 000 y 550 000 barriles diarios entre los años 2010 y 2012. Si bien sus precios por barril aún son elevados (33.65 dólares en promedio en el 2002), la empresa cree lograr una sustantiva reducción en el futuro. Véase *Suncor Energy Annual Report*, en <www.suncor.com>, 16 de junio de 2003.

La energía nuclear

La energía nuclear es la segunda fuente más importante (20 por ciento) de la generación eléctrica estadounidense. Más del 40 por ciento de la electricidad así producida proviene de diez estados en el noreste, el sur y el medio oeste. En los inicios de su desarrollo esta fuente de energía se vio como una alternativa para reducir la dependencia de las importaciones de crudo, por ello se inició la construcción de numerosas plantas nucleares entre 1966 y 1974. Aunque el número de unidades en operación creció, los largos tiempos de construcción, por la complejidad de las plantas y de la reglamentación, ha rezagado su puesta en marcha.

Con el aumento del precio de los combustibles fósiles tras el embargo de 1973, aumentó el atractivo de la energía nuclear y, con la ascendencia del movimiento ambientalista, parecía tener una ventaja adicional. Así, entre 1972 y 1974 se ordenaron 79 nuevas plantas nucleares. Después de 1978 no hubo una orden más. Fue en 1990 cuando llegó a su máximo el número de unidades de reactor en operación y ya para fines de 1998 se habían cancelado 124 unidades mientras que 28, ya en operación, fueron desmanteladas (véase en el anexo la gráfica 11). Si bien la razón puede atribuirse a aspectos relacionados con la seguridad, sobre todo después del accidente de Tres Millas, fundamentalmente tiene que ver con razones económicas, debido a los costos de las obras y a los rezagos en los tiempos de construcción, que agravaron el problema del costo.²⁰

Hoy la energía nuclear tiene que competir con combustibles más baratos, con las mejoras en la tecnología de ciclo combinado y la utilización de gas natural. Otras razones que dan cuenta de la falta de expansión de esta industria en los años ochenta, obedecen a los cambios regulatorios implementados después de 1979. Actualmente, bajo la presidencia de George W. Bush, se intenta revivir la alternativa nuclear. De acuerdo con el informe de la administración republicana²¹ los expertos estiman que se podrían añadir 12 mil megavatios de generación eléctrica a partir de mejorar las plantas nucleares,

²⁰ Véase J. Campbell, *Collapse of an Industry*, Ithaca, Cornell University Press, 1988.

²¹ Véase *Reliable, Affordable...*, *op. cit.*

con un proceso que usa nuevas tecnologías y métodos para aumentar los niveles de potencia sin reducir la seguridad. La propuesta de George W. Bush es prolongar las licencias de las plantas ya existentes, mejorar su diseño y lograr su consolidación con un menor número de operadores más experimentados. No obstante, en este plan Bush no hay propuestas claras para resolver el problema del reprocesamiento del combustible. Por el momento, no se prevé la construcción de alguna planta nuclear.

La electricidad

La electricidad es una fuente de energía secundaria que se nutre de las anteriores. Su importancia y crecimiento han ido a la par del desarrollo. Estados Unidos es el mayor productor de electricidad en el mundo, sobre Europa occidental y Japón juntos. Más de la mitad de la electricidad se produjo, en 1998, a partir del carbón (52 por ciento), cerca de 20 por ciento se deriva de plantas nucleares, de la hidroenergía y otros renovables 17 por ciento; el resto proviene del gas natural (9 por ciento) y del combustóleo 2 y 3 por ciento. En materia de consumo tenemos que de 1949 a 1998, mientras la población estadounidense crecía en 82 por ciento, la cantidad de electricidad vendida aumentó 1 200 por ciento. El consumo promedio per cápita fue seis veces mayor en 1998 que en 1949. El amplio uso de la electricidad resulta evidente prácticamente en todos los sectores (véase en el anexo la gráfica 12).

Aunque hay un profundo cambio en la industria eléctrica en muchos de los estados de la Unión Americana, hasta hace poco la mayor parte de las empresas poseían la generación, la transmisión y la distribución. Muchas de ellas confinaban sus operaciones a un territorio de servicio dentro de un estado, pero aquellos que operaban sobre bases interestatales contaban hasta con 20 por ciento de la capacidad de generación. Los propietarios de la generación tenían alrededor de 75 por ciento de la capacidad instalada nacional y producían más de tres cuartas partes de la electricidad que se vendía.

Hay seis entidades que conforman la llamada Administración Federal de Comercialización de la Energía (Federal Power Marketing

Administration), que operan principalmente las plantas hidroeléctricas, con cerca de 9 por ciento de la capacidad de generación. Existen alrededor de dos mil empresas eléctricas municipales, estatales y de condado, que representan cerca de 11 por ciento de la capacidad y 9 por ciento de la generación. Por su parte, las cooperativas de electricidad rural significan menos de 5 por ciento tanto en capacidad como en generación.²²

La estructura del sector eléctrico ha evolucionado de las tradicionales industrias verticalmente integradas y reguladas hacia un esquema que intenta ser más competitivo, con plantas manejadas por productores independientes. Así, en 1998, 11 por ciento de la generación neta total se debió a este modelo. Tal reforma ha llevado algo más de 20 años. Se inició en 1978 y en 1992 el Congreso aprobó la Ley de Política Energética (Energy Policy Act) que corregía una ley precedente y establecía el acceso a las redes de transmisión, que operaban como barreras de entrada a los nuevos generadores. Una de las más recientes normas, la 888, fue dictada en 1996 para abrir el acceso a las redes de transmisión, del transporte y a la recuperación de los costos varados.²³ Otros dos ordenamientos que la complementan son los numerados 889 y 2000, también relativos al acceso a las redes de transmisión para quienes deseen realizar transacciones en los mercados de electricidad de Estados Unidos. La medida ya está siendo incorporada por Canadá, que exporta a la frontera norte de Estados Unidos y es analizada por especialistas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en México para ver la repercusión que tendrá sobre el sector eléctrico de este país.

El petróleo

Hasta 1950 Estados Unidos producía casi la mitad de su consumo petrolero.²⁴ A fines de la década, la brecha entre la producción y el consu-

²² Véase International Energy Agency, *The Role...*, *op cit.*, p. 329.

²³ Sarahí Ángeles, "Reforma y privatización de los sistemas eléctricos", *Momento Económico*, núm. 103, Instituto de Investigaciones Económicas, mayo-junio de 1999, pp. 30, 31.

²⁴ El auge petrolero empezó luego de su "descubrimiento" en 1859 en Pennsylvania, debido a la fuerte demanda para usos de iluminación y como lubricante. Hubo momentos de sobre-

mo empezó a ampliarse y las importaciones se convirtieron en el componente más importante de la oferta, en una tendencia que continúa hasta el momento (véanse en el anexo las gráficas 13 y 14). Un aspecto que siempre ha sido materia de preocupación son las importaciones procedentes de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). De las importaciones netas, las de la OPEP ascendieron a 72 por ciento en 1977 para luego descender a 51 por ciento, en 1998. En este último año los cinco abastecedores líderes fueron Venezuela, Canadá, Arabia Saudita, México y Nigeria, los que, si bien en orden a veces distinto, se mantuvieron hasta el año 2001 (véase en el anexo la gráfica 15).

Después de los acontecimientos del 11 de septiembre de 2001, Estados Unidos tiene como derrotero descansar lo más posible en los abastecimientos de sus dos países vecinos. Esto es ya una realidad en últimas fechas; la producción canadiense ocupa el primer sitio y muestra una tendencia creciente en la colocación de su crudo en el mercado estadounidense. Si bien México en lo inmediato sólo tiene un margen de 200 mil barriles diarios para aumentar sus exportaciones, ya ha anunciado aumentos en su plataforma de producción (a cinco millones de barriles diarios) para fines de la administración de Vicente Fox. Hoy día este país destina 85 por ciento de las exportaciones al mercado estadounidense y no hay en la agenda oficial una estrategia de diversificación de ventas; con seguridad la producción adicional se dirigirá al mismo mercado.

Con base en las más recientes estimaciones, sin cambios en la política estadounidense actual, la participación de las importaciones en el consumo petrolero de Estados Unidos crecerá de 52 por ciento en el año 2000 a 64 por ciento en el 2020. La gráfica 16 describe la participación histórica de las importaciones en el consumo.

De acuerdo con esta prospectiva, ya se espera que en el futuro el petróleo provenga mayormente del Medio Oriente. La percepción de la administración de George W. Bush es que, pese al avance en la diversificación, los suministros en las dos décadas pasadas, Estados Unidos y las economías globales siguen siendo vulnerables a importantes rupturas en el abastecimiento.

producción, con la consecuente caída de precios, pero fue la difusión de las máquinas de combustión interna lo que contribuyó a la expansión de sus mercados.

La degradación de la situación petrolera de Estados Unidos ha suscitado numerosos debates desde 1986, en torno de las consecuencias para la seguridad nacional. Más allá de un cierto umbral, la creciente dependencia ha sido percibida por muchos como un obstáculo para la hegemonía de la política exterior estadounidense. Bajo la presidencia de George W. Bush se manejó la idea de reducir la dependencia de las importaciones a 50 por ciento para el año 2003; sin embargo, en los hechos no se tomó ninguna medida efectiva, pese a las recomendaciones en los informes oficiales.²⁵ Es más, la opinión predominante es la de quienes consideran que Estados Unidos no se puede dar el lujo de una estrategia de autosuficiencia. No es un objetivo realista ni deseado, por los costos que implicaría. Con todo, la clase política estadounidense parece estar de acuerdo en la necesidad de poner énfasis en los compromisos del Estado para reducir las importaciones. Esto marca un cambio, ya que desde la administración de James Carter el gobierno no había incluido en sus prioridades la búsqueda de una mayor autosuficiencia energética. No obstante, especialistas en la materia estiman poco probable revertir dicha tendencia. Si las importaciones son más bien la resultante de una brecha no cubierta entre producción y consumo nacional ¿dónde se ubica, fundamentalmente, el problema de Estados Unidos?

Una primera respuesta sería que el problema se localiza en ambos lados de la ecuación, habida cuenta de la caída en la producción petrolera y los altos niveles de consumo de la sociedad estadounidense. Por ejemplo, los niveles de consumo llegaron en 1978 a 18.9 millones de barriles diarios, cayendo en 1983 a 15.2 millones para repuntar de nueva cuenta hasta 1986, con la caída de precios. Para 1998 habían alcanzado otra vez 18.7 millones de barriles diarios. En el año 2001 tocaron el máximo de 19.5 millones de barriles diarios.

De entre los diferentes sectores de consumo, el de transportes es el que da cuenta de la mitad del consumo total. Por ello, en tanto que la tecnología no encuentre sustitutos para la gasolina y diésel, se seguirá

²⁵ National Petroleum Council, *Factors Affecting US Oil and Gas Outlook*, Washington, National Petroleum Council, febrero de 1987, p. 96 y Department of Energy, "Energy Security, A Report to The President of the United States", Washington, Department of Energy, marzo de 1987. Véase también The White House, *Reliable, Affordable...*

dependiendo mayoritariamente del petróleo. La participación del petróleo en el transporte ha crecido a 66 por ciento en 1995, de 52 por ciento que tenía en 1970 y puede alcanzar un 70 por ciento para 2010, si no se colocan en el mercado nuevas tecnologías. Lo que podría mejorar esta situación son los progresos en los estándares de consumo por milla, en tanto la industria del automóvil siga siendo competitiva.²⁶

Parte del problema de fondo es que no ha habido un intento real por aplicar políticas de conservación energética por considerar que ello atenta contra “el modo americano de vida”. Parece haber la concepción de que neoliberalismo y ahorro energético son excluyentes. Si acaso, se considera el medio ambiente pero no políticas reales de conservación. Entonces, aún con la eficiencia (que se pretende estimular en el plan de George W. Bush) parece haber una situación difícil de revertir por el lado del consumo.

Por tanto, resta evaluar la ecuación por el lado de la producción. ¿Cuál es la realidad de la situación petrolera en Estados Unidos? En un intento de responder iniciaremos señalando que Estados Unidos es un productor petrolero pero, al mismo tiempo, la declinación de esta producción es uno de los aspectos más evidentes de la industria. La explotación de petróleo estadounidense alcanzó su máximo en 1970, con 11.3 millones de barriles diarios, para luego caer. El descubrimiento de Prudhoe Bay, en Alaska, a comienzos de 1970, ayudó a posponer esta caída hasta 1988. Para entonces, la producción ya había descendido ocho millones de barriles diarios, en una tendencia que sigue y se extiende en el tiempo.

La producción petrolera está determinada por diversos factores incluyendo la disponibilidad de reservas, el acceso legal a sitios prospectivos para perforación, los efectos de la regulación y la tecnología para perforación y recuperación. De acuerdo con proyecciones del Departamento de Energía, a través de la Administración de la Información Energética, las estimaciones sobre la oferta futura no parecen muy optimistas: la producción de crudos y condensados podría disminuir en cuatro millones de barriles diarios en los próximos veinte años. Hay asimismo una caída en la productividad promedio por pozo. Muchos reservorios en Estados Unidos ya no permiten una fá-

²⁶ Edward Morse y Amy Myers Jaffe, *op. cit.*, p. 16.

cil recuperación de reservas. Las mejoras tecnológicas en los métodos de recuperación secundaria podrían permitir la explotación de estos reservorios en el futuro pero, por el momento, todavía son caros y hacen de su uso una actividad poco rentable.²⁷ Otro aspecto que ha influido sobre los niveles de producción son los precios. Cuando el precio del crudo ha sido bajo, la actividad se ha vuelto menos rentable. En la historia reciente el número promedio de perforaciones petroleras ha pasado de 532 en 1990 a 2 644 en 1998. Los pozos que necesitan un costoso mantenimiento son con frecuencia cerrados temporalmente durante los periodos de bajos precios.

Sin embargo, la situación parece más severa que una mera resultante de vaivenes en los precios del petróleo. En promedio, la producción de los pozos petroleros está por debajo de los 11.4 barriles diarios (véase en el anexo la gráfica 17). Hay un número muy grande de pozos agotados (*stripper wells*), que producen, incluso, menos de diez barriles diarios.²⁸ Observando el número de pozos cerrados, se refuerza la perspectiva de que la declinación de la producción petrolera estadounidense es inevitable. El factor geológico da cuenta de la situación ya que, en comparación con otros países, aquí las reservas son limitadas, caras y han venido declinando. De acuerdo con recientes estimaciones, las reservas probadas eran de 26 mil millones de barriles en 1990; para diciembre de 1997 se calculaban en 22 mil 500 millones de barriles, que han descendido a 20 mil millones de barriles recien-

²⁷ La visión convencional en Estados Unidos es que los métodos de recuperación secundaria tienen la capacidad de cambiar el panorama de la oferta petrolera nacional. Les conceden gran importancia y consideran que las técnicas de recuperación mejorada son capaces de sesgar la curva de Hubbert hacia la derecha. Es decir, que es posible encontrar más petróleo del que originalmente se anticipó en la vida productiva de un campo dado. Quienes abandonan esta visión cuestionan la curva de Hubbert porque señalan que en realidad en los pasados cuarenta años la curva nunca ha sido simétrica, porque Hubbert no incluyó Alaska dado el momento en que trabajó, y porque en realidad la producción histórica de Estados Unidos ha sobrepasado la cifra de producción total (170 mil millones de barriles) estimada por él. Los montos superiores de la curva de producción del Departamento de Energía exceden esta previsión. En el año 2000 el volumen de barriles extraídos ya superaba los 170 mil millones de barriles que Hubbert había pronosticado. Además, se considera que muchas de las provincias geológicas promisorias están aún sin ser explotadas por razones ambientales.

²⁸ Véase Energy Information Administration, *Petroleum: An Energy Profile, 1999*, Washington, Department of Energy, julio de 1999, p. 21.

temente.²⁹ La relación reservas-producción (hasta el año 2002) se situaba en 9.9 años, proporción baja comparada con el horizonte de 89 años de la OPEP. Sin embargo, no está de más señalar que las reservas probadas no son más que estimaciones, a partir de la información geológica, técnica y económica disponible. Pese a todos los esfuerzos realizados por Estados Unidos para incrementar el volumen de sus reservas, de acuerdo con un estudio elaborado en la Universidad de Luisiana, sólo se ha logrado posponer marginalmente la fecha de agotamiento.³⁰

Como antecedente histórico se puede mencionar que uno de los más importantes aumentos de las reservas probadas de Estados Unidos ocurrió en 1970, cuando se descubrió petróleo en Alaska. Desde entonces las reservas han caído, en general, dado que ha habido pocos descubrimientos de hidrocarburos y que la tasa de producción ha excedido a la de incorporación de reservas. En su mayor parte, las revisiones de las anteriores estimaciones son lo que más ha contribuido a añadir reservas, como resultado de la perforación en los campos existentes más los avances tecnológicos en la industria. Mientras los descubrimientos de petróleo aumentaron 33 por ciento en 1997, respecto del año anterior, las revisiones a los cálculos siguieron siendo el factor más importante para atenuar la declinación de las reservas. De 1977 a 1995 las adiciones a las reservas probadas de crudo se debieron a métodos de recuperación más que a los descubrimientos de nuevos campos.³¹

¿En dónde se ubica la mayor parte de las actuales reservas? En Texas, Alaska y California, calculadas en cinco mil 700 millones, cinco mil 200 millones y tres mil 800 millones de barriles, respectivamente.³² Las áreas costa afuera de Texas, California y Luisiana también contienen una gran porción de reservas probadas. Gran cantidad de las reservas costa afuera, dos mil 700 millones de barriles, se localiza en aguas federales de la plataforma marina continental.

²⁹ Véase Edward Morse y Amy Myers Jaffe, *op. cit.*, p. 13.

³⁰ Iledare O. Omowumi *et al.*, *op. cit.*

³¹ Energy Information Administration, *Petroleum Supply Monthly*, Washington, Department of Energy Information Administration, julio de 1997.

³² Energy Information Administration, *Petroleum: An Energy Profile...*, p. 13.

Las reservas localizadas en el centro de California, oeste de Texas y Alaska, se consideran recuperables con la tecnología actual, pero las posibilidades de reactivación económica en las presentes condiciones son inciertas. Algunos estudios sobre recursos no descubiertos estimaron en 1995 que Estados Unidos tenía 77 mil 900 millones de barriles de crudo adicional técnicamente recuperable.³³ Cerca de 60 por ciento de estos recursos no descubiertos se ubicaría costa afuera en la plataforma marina continental. Con todo, la investigación y la exploración intensa del subsuelo desde hace un siglo han conducido al agotamiento de los recursos más accesibles. Esta continua declinación en la tasa de producción es inevitable en el largo plazo, pese al progreso técnico.³⁴

Vale la pena mencionar un estudio elaborado en la Universidad de Luisiana, basado en medidas de desempeño seleccionadas para la industria petrolera en el periodo 1977-1996, que plantea conclusiones como las siguientes:³⁵ Estados Unidos sólo ha pospuesto marginalmente la fecha del agotamiento de las reservas. En los pasados veinte años, menos de 70 por ciento de las reservas fueron remplazadas. Además, entre 1977 y 1996 se incorporó menos de 40 por ciento de reservas adicionales como resultado de descubrimientos de nuevos campos y extensiones o nuevos reservorios de petróleo de viejos campos. La disminución en los descubrimientos conducirá a tasas más bajas de apreciación de reservas recuperables y a su estancamiento en el futuro.³⁶

³³ US Department of Interior, Minerals Management Service y US Geological Survey, *Estimates of Undiscovered Recoverable Conventional Oil and Gas Resources in the United States-A Part of the Nation's Energy Endowment*, Washington, 1988.

³⁴ Esto hace que las diferencias de costos de producción provoquen que el precio de medidas proteccionistas eficaces resulte muy elevado.

³⁵ Algunas de las medidas de desempeño de la industria corriente arriba para el petróleo y el gas incluyeron: la tasa de apreciación de reservas recuperables (*recoverable reserve appreciation ratio*, RRA), la tasa reservas/producción, equivalente en años de producción a la tasa de producción de base anual, y la tasa de remplazo de reservas producidas (una medida sencilla del éxito en la exploración petrolera o gasera), suponiendo que el objetivo operacional básico de una empresa petrolera es producir y remplazar reservas a fin de maximizar beneficios. Otros indicadores fueron la tasa de éxito (*wildcat*), la productividad exploratoria y los costos de exploración por pie perforado. Estas medidas de desempeño se aplicaron a las regiones productoras más prolíficas de Estados Unidos en cuatro distintos periodos de análisis, basados en los vaivenes desfavorables al precio del crudo.

³⁶ Omowumi *et al.*, *op. cit.*, p. 12.

La porción de reservas recuperables producidas desde 1977 en Luisiana, Oklahoma y Texas se estimaron en 80, 78 y 71 por ciento, respectivamente. Esto significa que es inevitable una declinación continua en la producción de largo plazo en todo el país, pese al avance técnico. La producción en una tasa histórica, cuando la razón crítica es cerca de 10, equivalente en años de producción, es inalcanzable a menos que se añada una cantidad sustancial de nuevas reservas para revertir la declinación de reservas recuperables si la tasa de producción permanece constante.

Otra de las conclusiones del mencionado estudio es que la tasa de éxito exploratorio durante el periodo de análisis fue menor en las áreas costa afuera en el tiempo de precios crecientes, es decir, hasta 1981, que respecto del lapso de precios declinantes de 1981 a 1986. Sucede lo contrario en las regiones costa adentro de Estados Unidos. Entre 1986 y 1996 la tasa de éxito exploratorio fue significativamente mayor para los años de 1981 a 1986, que en el periodo posterior a 1986 en la mayor parte de las áreas productoras costa afuera. Las mejoras en la tasa de éxito exploratorio en las áreas costa afuera durante el periodo de precios a la baja y hasta mediados de los años noventa se puede deber, con toda probabilidad, al uso de nuevas tecnologías, como la sísmica y la de perforación, que permitieron elegir con mayor grado de certeza dónde perforar.

Otro hallazgo importante es la relación que en el estudio se encuentra entre un aparente aumento en la productividad desde 1986 y, especialmente, a principios de los años noventa, con la caída de los costos de explotación en la mayor parte de las áreas productoras; esto, al parecer, se debe a la exitosa adopción de nuevas tecnologías en la industria petrolera. Por tanto, encontrar y desarrollar grandes depósitos se ha vuelto posible de manera más efectiva y con más economía.

Sin embargo, tanto la tecnología como los precios encuentran límites para elevar la producción. De acuerdo con el análisis de Reynolds,³⁷ quien para el efecto utiliza la curva de Hubbert, la elasticidad o, más bien, la inelasticidad de la curva acota la utilización de estas

³⁷ Douglas Reynolds, *op. cit.*, pp. 97, 98.

CUADRO 1
MEDIDAS DE DESEMPEÑO DEL SECTOR CORRIENTE ARRIBA
DE LA INDUSTRIA PETROLERA DE ESTADOS UNIDOS

APRECIACIÓN DE LAS RESERVAS RECUPERABLES (MILES DE MILLONES DE BARRILES)					
	<i>1977- 1981</i>	<i>1982- 1986</i>	<i>1987- 1991</i>	<i>1992- 1996</i>	<i>1977- 1996</i>
California (costa afuera)	3.9	5.2	2.5	1.5	4.6
Alaska	4.7	4.1	2.1	1.9	5
Texas (costa adentro)	4.7	4.5	2.7	1.6	5.1
Luisiana (costa adentro)	6.2	4.3	2.9	2.7	6.2
Estados Unidos	6.7	4.9	2.7	2.2	6.6
Oklahoma	7.3	5.5	2.7	2	7.6
Nuevo México	9.1	7.3	4.4	2.5	11.4
Colorado	4.1	8.7	5.5	1	11.4
Luisiana (costa afuera)	13	6.2	5.5	6.5	15.2
California (costa adentro)	39.2	4.8	(2.6)	0.6	15.2
Texas (costa afuera)	28.2	4	5	6.2	33.8
PROMEDIO DE LA RAZÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN					
Alaska	23.7	11.1	9.7	10.1	13.6
California (costa adentro)	13.1	13.7	12.2	13.8	12.9
California (costa afuera)	20.8	19.3	23.5	22.6	19.2
Nuevo México	8.7	8.2	9.2	11.5	13.2
Texas (costa adentro)	8.9	8.6	9.2	10.5	10.4
Estados Unidos	10	10	9.3	9.9	9.8
Texas (costa afuera)	13.3	28.6	7.2	5.9	17.3
Colorado	5.4	5.6	7.9	10.6	8.3
Oklahoma	7	7.3	6.6	7.6	7.4
Luisiana (costa afuera)	8.4	7.5	6.1	7.2	7.1
Luisiana (costa adentro)	7.1	7	6.3	6.3	6.6

CUADRO 1
 MEDIDAS DE DESEMPEÑO DEL SECTOR CORRIENTE ARRIBA
 DE LA INDUSTRIA PETROLERA DE ESTADOS UNIDOS
 (continuación)

TASA DE REMPLAZO DE LAS RESERVAS (PORCENTAJE)					
Nuevo México	60.6	100.3	107.6	94.2	96
Luisiana (costa afuera)	87.8	62.5	75.7	123.6	93.9
California (costa afuera)	267.4	231.8	—	8.9	92.8
Colorado	9.6	117.4	181.3	31.5	85.6
California (costa adentro)	95.7	83.9	83.5	49.3	83
Alaska	75.3	55.3	78.4	70.4	71.2
Estados Unidos	61.8	69.7	68.1	61.7	68.4
Texas (costa afuera)	252.8	25.4	20	69.1	57.7
Texas (costa adentro)	37.2	67.3	70.9	38.8	55.5
Oklahoma	44.6	56.7	59.1	53.9	54.3
Luisiana (costa adentro)	—	44.3	51.2	60.1	30.5
TASA DE INCORPORACIÓN DE DESCUBRIMIENTOS DE RESERVAS					
Texas (costa afuera)	90.1	*	50	97.5	97.4
Luisiana (costa adentro)	*	59.5	33.8	47	91.1
California (costa afuera)	49.1	64.1	*	37.1	73.5
Luisiana (costa afuera)	54.7	69.1	55.2	75.9	66.5
Oklahoma	80.4	64	29.8	30.4	53
Estados Unidos	42.9	38.1	28.9	46.9	39.4
Texas (costa adentro)	44.7	34.6	27.9	57.9	38.3
Nuevo México	32.8	30.4	26.3	43.3	33.2
Colorado	*	25.1	17.4	89.1	32
Alaska	12.6	11.6	21.8	23.8	19.9
California (costa adentro)	12.1	19.3	9	9.3	13

* No significativo.

FUENTE: O. Iledare Omowumi, "Optional Performance...", p. 4.

vías o el aumento en las inversiones.³⁸ El autor sugiere que la prueba se presentó en 1980, cuando se desregularon los precios del crudo nacional, a pesar de lo cual sólo se elevó 10 por ciento la producción.

Es decir, Reynolds no cree que la tecnología sea tan poderosa como para superar un problema de escasez de recursos. En su opinión la curva de Hubbert explica, más que el precio, la situación de la producción petrolera en Estados Unidos. Concluye que la forma de la curva tiene un límite de oferta extremadamente inelástico, lo que significa que, una vez alcanzado este punto, no importa cuánto suba el precio, la producción no aumentará mucho. Muchos reservorios en Estados Unidos ya se han agotado como para recuperar sus reservas fácilmente; desde hace un siglo, la investigación y la intensa explotación del subsuelo han conducido al agotamiento de los recursos más accesibles. La tecnología también muestra sus límites, puesto que en cuanto a exploración y explotación petrolera lo que se tenía que incorporar ya se ha hecho. Por su parte, la mejora tecnológica para la utilización de métodos de recuperación secundaria podría lograr la explotación de más reservorios en el futuro y hasta un cierto punto pero, por el momento, estos métodos todavía son muy caros.

Desde hace ya varios años Estados Unidos es una zona de producción muy costosa. Sus recursos potencialmente explotables (reservas probables, recuperación secundaria, recursos posibles) son poco significativos. Las diferencias de costos, respecto de los internacionales, son tales que el costo de las medidas proteccionistas encaminadas a alentar la producción nacional sería muy elevado. De aumentar los precios en el futuro, se podría explotar el petróleo costa afuera o en el Ártico, donde es muy costoso explorar y producir. Sin embargo, como ya lo hemos señalado, aun con un alto precio la tecnología no ha sido y difícilmente será capaz de revertir estos 30 años de caída en la producción de Estados Unidos.

El potencial de Alaska. Alaska es una provincia importante dentro del grupo de estados productores de Estados Unidos. Para el año de

³⁸ Hubbert pronosticó que la oferta petrolera en Estados Unidos alcanzaría un pico en 1969 y posteriormente, declinaría. La producción real logró su máximo un año después de lo pronosticado. La elasticidad de la curva logística es de 0.025 (prácticamente inelástica, según concluye Hubbert).

1999, el campo petrolero más grande era Prudhoe Bay, en el norte. Sus recursos recuperables (producción acumulada más reservas probadas remanentes) se estimaban en 13 mil millones de barriles de crudo. Sólo las reservas probadas remanentes se calculaban en tres mil 300 millones de barriles.³⁹ No obstante, hay claras evidencias de una producción descendente. Así, la explotación acumulada de Prudhoe Bay, Kuparuk, Endicott y Lisbourne se ha reducido de un millón 960 mil a 140 mil barriles diarios en 1989 y continuará disminuyendo. Si bien la extracción en Alaska ayudó a posponer la declinación de la producción nacional, alcanzó su máximo en 1988 con dos millones de barriles diarios y cayó a un millón de barriles en el año 2000.

Los campos petroleros gigantes en Alaska se descubrieron a fines de los años sesenta pero la explotación importante no comenzó sino hasta que se completó el sistema de gasoductos en 1977. La extracción en ese estado comenzó a bajar en 1989, en buena medida debido al agotamiento natural del campo de Prudhoe. El aumento de la participación de la producción costa afuera en 1997 reflejó el menor rendimiento en los campos de Alaska. Estas áreas costa afuera contribuyeron con cerca de 25 por ciento de la explotación del crudo en 1997, a una tasa de 1.6 millones de barriles diarios.

En cuanto a los otros yacimientos, no se espera que agreguen una producción superior a 130 mil barriles por día, excepto el Refugio de Vida Silvestre del Ártico (ANWR por sus siglas en inglés). La apertura de esta zona podría amortiguar la caída de la extracción en Alaska, más que realmente detener la caída de la producción de los 48 estados pero, como hemos ya señalado, esta alternativa ha sido materia de controversia entre el Ejecutivo, el Congreso, los intereses de las compañías petroleras y el estado de Alaska, que asume una postura en función de su política fiscal. Después de que el presidente Clinton, por razones ambientales, vetara la explotación de la zona, bajo la actual administración de George W. Bush ha sido el Senado, de mayoría demócrata, el que se opuso, en abril del 2002. En general, han sido la cuestión fiscal, los precios y la política ambiental los factores que han detenido la explotación, pese a las presiones de las grandes corporaciones petroleras, que parecen haber ya desistido de su intento.

³⁹ Energy Information Administration, *Petroleum: An Energy Profile...*, p. 13.

En relación con otros estados, de 1977 a 1997 Texas fue el líder en Estados Unidos, alcanzando 23 por ciento de la producción total de crudo. Alaska fue el segundo con 20 por ciento, seguido de California, Luisiana, Oklahoma y Wyoming con 12, 6, 4 y 3 por ciento, respectivamente. Estos seis estados, junto con las áreas federales costa afuera, acumularon 87 por ciento del crudo producido en Estados Unidos durante 1997.

*La recuperación secundaria.*⁴⁰ Como se ha señalado, muchos reservorios en Estados Unidos ya han sido agotados en sus recursos más fácilmente recuperables. Para la visión convencional en ese país, mejorar las tecnologías de recuperación secundaria podría en el futuro contribuir a amortiguar la declinación de las reservas, pero estos métodos son poco rentables, además de que la tecnología tiene límites ante un problema de recursos escasos. La apertura de las zonas promisorias es políticamente difícil, por lo que la recuperación secundaria, como alternativa, solamente se puede aplicar a los yacimientos ya en producción. Según el Consejo Nacional del Petróleo (National Petroleum Council, NPC), la recuperación secundaria utilizando técnicas ya conocidas podría agregar a la producción nacional unos 15 mil millones de barriles y los avances técnicos permitirían añadir

⁴⁰ El crudo generalmente se recupera en los pozos perforados a través de la barrera de roca no porosa que atrapa al petróleo. Para ello se inyecta un fluido bajo presión en el pozo remplazando el crudo en el poro para sacarlo. En general, cerca de 30 por ciento del petróleo atrapado puede ser económicamente recuperable al bombearse. En la recuperación secundaria se inyecta agua para inducir al petróleo a salir. Este tipo de recuperación puede extraer otro 10 por ciento al inundar el pozo con agua a presión o con gas. Otra décima parte puede algunas veces obtenerse con métodos de recuperación terciaria, que calientan el crudo para sacarlo. Cerca de la mitad de este crudo queda atrapado en la roca.

La recuperación terciaria generalmente involucra sofisticadas técnicas tales como el calentamiento del reservorio para reducir la viscosidad del crudo. Para aumentar las tasas de recuperación se han desarrollado nuevos métodos usando gases mezclados con el petróleo, como el bióxido de carbono, nitrógeno o metano. Otro método nuevo es la inyección de surfatantes para reducir la tensión interfacial entre el crudo y las fases del agua para recuperar el petróleo atrapado en poros más pequeños. Cuando la recuperación secundaria, también llamada recuperación mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR), declina de tal forma que no es económica, se usa algunas veces para obtener el crudo que se deja atrás en los poros de la roca. Diversos químicos como los ya mencionados o vapor, pueden recuperar cantidades importantes de crudo después de la inyección de agua. Estos químicos son más caros que el agua, por supuesto, y deben hacerse cuidadosos análisis económicos para justificar su uso.

otros 13 mil millones de barriles; la suma equivaldría a las reservas probadas estimadas actualmente.⁴¹ Sin embargo, de nueva cuenta hay un obstáculo importante que se refiere a los precios.⁴² Según el estudio del NPC sobre los suministros petroleros estadounidenses, la búsqueda y el desarrollo en materia de recuperación secundaria “avanzada” se reduce cuando el costo se coloca por arriba de los 30 dólares el barril. De hecho, la baja de los precios en el mercado internacional también trae importantes disminuciones en los presupuestos. De lograr un adecuado nivel de precios del petróleo y de acuerdo con las previsiones del NPC, se podría lograr una producción adicional de 1.2 millones de barriles diarios. Para explotar una pequeña parte de este potencial, la administración de George Bush padre intentó un crédito a los impuestos sobre los gastos necesarios para el desarrollo de nuevas técnicas de recuperación. Esta política no tuvo éxito.

La producción total de petróleo. Después de cien años de elevada producción, no existen más las vastas cuencas de petróleo no descubierto. También preocupa el deterioro de la infraestructura estadounidense. A menudo se ha atribuido a razones geológicas la declinación de la producción petrolera pero no se toma en cuenta el hecho de que Estados Unidos es un territorio intensamente explorado, en comparación con otros países. Sin embargo, cuando las zonas potenciales han sido investigadas, algunos geólogos ven como promisorios algunos reservorios antiguamente explorados (Oklahoma, por ejemplo).

Si bien desde el punto de vista de la economía en general a ese país le conviene comprar el petróleo a bajos precios, como produc-

⁴¹ Considerando la recuperación mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR), las estimaciones de la Casa Blanca son más optimistas ya que suponen que se puede añadir hasta 60 mil millones de barriles en reservas trabajando en los yacimientos existentes. Un impedimento es el hecho de que entre 50 y 65 por ciento de la extracción nacional de petróleo y gas está a cargo de los productores independientes que no siempre cuentan con el capital necesario para invertir en la tecnología y difícilmente pueden lidiar con el aumento de riesgos económicos y técnicos asociados a las técnicas de recuperación duras. Véase The White House, *Reliable, Affordable...*, pp. 5, 6.

⁴² Sólo para dar idea de la magnitud de los costos en las perforaciones costa adentro y costa afuera, éstos fueron del orden de 74.23 dólares por pie cúbico perforado, frente a 526.37 dólares por pie cúbico perforado en 1997. Debe señalarse que el avance tecnológico es muy rápido y los costos pueden haberse modificado de manera sustantiva. Véase Energy Information Administration, *Petroleum: An Energy Profile...*, p. 20.

tor le benefician los precios elevados, necesarios para impulsar la exploración y explotación por la vía de la recuperación secundaria. Las grandes compañías, más interesadas en las zonas de fácil acceso al hidrocarburo en países extranjeros, podrían ver atractiva la posibilidad de volver a producir en Estados Unidos a través de la recuperación secundaria. Con un precio ubicado entre 25 y 50 dólares por barril y con las técnicas actuales, la producción podría prolongar un poco el horizonte de las reservas, si las condiciones de precio y acceso a las zonas ambientales vedadas lo permiten.

La perspectiva optimista o pesimista de cada administración estadounidense ha influido en el tipo de medidas por tomar: por ejemplo, recordemos que para el gobierno de George Bush padre, la producción petrolera no era preocupante, en relación con otros problemas; en cambio, para la actual administración de George W. Bush la seguridad petrolera resulta una de las prioridades, inscribiéndola incluso como una cuestión de seguridad nacional y de la política exterior misma.

Como corolario señalaremos que, debido a que Estados Unidos es una región de producción madura, los costos de producción son con frecuencia mayores que en otros países, particularmente los de la OPEP. Además, el acceso a reservas prometedoras es limitado. La producción petrolera en los 48 estados alcanzó su pico hace tiempo, en 1970, con 9.4 millones de barriles por día; para el 2000, la producción total cayó a 5.8 millones de barriles diarios y para el 2020 se espera que la producción llegue a 5.1 millones de barriles diarios, bajo la política actual. Sin embargo, se calcula que el consumo aumentará a 25.8 millones de barriles diarios para el año 2020, debido, como ya se ha mencionado, a los requerimientos del transporte.

Las tierras federales y la plataforma continental. A través del Departamento del Interior, el gobierno federal es propietario y administra una tercera parte de la superficie total de Estados Unidos. Una gran proporción de los recursos energéticos está contenida en estas tierras y áreas costa afuera. Las tierras públicas proveen cerca de 30 por ciento de la producción nacional y se estima que podrían contener la mayor parte de los recursos nacionales aún no descubiertos. Sin embargo, las tierras federales costa adentro y costa afuera para la exploración y desarrollo del crudo y el gas, son prácticamente inaccesibles.

El gobierno federal controla, de igual manera, los recursos de la plataforma continental que se extiende generalmente de tres a 200 millas náuticas más allá de las costas de los estados. Alaska, California y el Golfo de México son las zonas promisorias para la exploración. La relevancia de los recursos de la plataforma continental es evidente; por ejemplo, en 1980, con 5 por ciento de su superficie explorada, se produjo 20 por ciento del petróleo estadounidense. Sin embargo, hasta ahora los argumentos de protección al medio ambiente han detenido la atribución de concesiones. James Watt, primer secretario del Interior de la administración de Reagan, presentó una propuesta para acceder a la plataforma continental. Excepto para la industria en el Golfo y para la zona atlántica, los resultados fueron irrisorios y los objetivos estuvieron lejos de alcanzarse.

En 1980 se descubrió el yacimiento de Point Arguello, en California, que tenía en ese momento entre 300 y 500 millones de barriles en reservas, convirtiéndose en el mayor de la plataforma continental estadounidense. Chevron, Phillips Petroleum y sus socios invirtieron más de dos mil millones de dólares en este proyecto. Para 1989 obtuvieron la aprobación del condado de Santa Bárbara para el transporte de crudo por barco pero, con el antecedente del accidente del Exxon-Valdez en Alaska, la Comisión Costera Californiana rechazó su realización. Otro campo petrolero importante, el segundo por su tamaño, está en el este de Texas. Se descubrió hace setenta años y gran parte del petróleo ha sido ya extraído. Originalmente calculaba contar con 6 mil millones de barriles de crudo recuperable, ahora se estima en menos de mil millones de barriles.

Los geólogos consideran que hay aún recursos no descubiertos en las dos áreas de la plataforma marítima continental ártica y los calculan en aproximadamente 22 mil 500 millones de barriles de crudo y 92 mil billones de pies cúbicos de gas. Para comprender la importancia del Ártico, puede señalarse, por ejemplo, la planicie de Beaufort Sea, que abarca aproximadamente 65 millones de acres. Las licitaciones activas en esta zona representan sólo 0.4 por ciento del total del terreno. Otra área, Chukchi Sea Planning Area, comprende alrededor de 63.7 millones de acres. Los ofrecimientos de licitaciones han sido del orden de 58 millones de dólares en los últimos veinte años y han resultado en 34 pozos exploratorios. Dos descubrimientos han genera-

do proyectos para la producción de crudo, sin embargo, lo han impedido factores económicos. Se han estimado optimistamente reservas recuperables cercanas a 260 millones de barriles de crudo, lo cual, de ser verdad en términos económicos y tecnológicos, resolvería los problemas estadounidenses en esta materia. Pero, como ya hemos visto, los cálculos de las reservas posibles tienden a exagerarse y no siempre corresponden a la realidad económica.

De las fuentes de producción costa afuera, particularmente el Golfo de México, se cree que jugarán un papel importante en el futuro, significando tanto como 40 por ciento de la producción nacional para el año 2010.

Aguas profundas y ultraprofundas en el Golfo de México: la nueva frontera petrolera. En esta sección planteamos la siguiente tesis: si bien los desarrollos petroleros y gaseros en aguas profundas y ultraprofundas en el Golfo de México, en lo que corresponde a territorio estadounidense, pueden considerarse como la nueva frontera petrolera gracias a los desarrollos tecnológicos y a los programas de apoyo fiscal puestos en operación por el gobierno, su volumen de producción, siendo significativo, no será suficiente para modificar el panorama del sector energético en Estados Unidos. La cifra de extracción que se estimaba para el año 2005 era de cerca de dos millones de barriles diarios. Ciertamente, en el tiempo puede modificarse a la alza, pero por ahora no basta para resolver las importaciones de 12 millones de barriles diarios (de crudo y derivados) ni para revertir la tendencia creciente de las mismas. En todo caso, su importancia radica en ser un alivio para las menguadas reservas de hidrocarburos en Estados Unidos y amortiguar la caída de su producción. Será esta alternativa y no las perforaciones secundaria y terciaria, la que en el futuro cercano contribuya a aumentar la oferta interna.

De acuerdo con una de las definiciones del Servicio Gerencial Minero (Mineral Management Service, MMS) las aguas profundas empiezan a tirantes de agua de 1 300 pies (400 metros), en tanto que las ultraprofundas a 2 625 pies (800 metros).⁴³ Entre sus más importantes

⁴³ Las cifras sobre lo que se considera aguas profundas son convencionales. En otro informe del MMS, las aguas profundas están a partir de 1 000 pies o 305 metros de profundidad. Véase

características está el hecho de que la productividad por pozo tiende a ser muy alta, con frecuencia de cinco a diez veces más que en la mayor parte de los pozos localizados en aguas poco profundas.

Los reservorios son en muchos casos largos y tienden a ser porosos y altamente permeables, lo que facilita el movimiento del petróleo; esto reduce el número de pozos requeridos, baja los costos, simplifica los sistemas de producción y aumenta la recuperación del crudo. El éxito de las perforaciones a estos tirantes de agua obedece no sólo al tamaño de los pozos sino también a las altas tasas de producción, tanto en lo que se refiere al crudo como al gas natural. A la fecha se registran alrededor de 100 descubrimientos y se incorporan unos diez cada año. Los desarrollos ya no sólo se localizan en sitios cercanos a la infraestructura existente, generalmente próxima a la costa, sino en latitudes remotas. Hasta hace algunos años, la mayor parte de la producción había venido de aguas poco profundas, pero hoy día el potencial más importante y un creciente número de actividades exploratorias se localiza en las aguas de mayor profundidad. Las tasas de producción en aguas profundas han crecido por pozo sobre 100 mil barriles diarios de petróleo y 400 millones de pies cúbicos diarios de gas natural desde 1997. Ya para el año 2000 se produjo más crudo en las aguas profundas del Golfo que las no profundas. Así también el tamaño promedio de los pozos descubiertos es varias veces mayor que el promedio de los descubrimientos en las aguas poco profundas. A fines de 2001 había ya 51 campos productores en aguas profundas.

La mayoría de los campos petroleros se localizan en el centro del Golfo, costa afuera de Luisiana y Misisipi. Algunos de los principales campos desarrollados en aguas ultraprofundas son Macaroni, Euro-

U.S. MMS, "Deepwater in the Gulf of Mexico: America's New Frontier", *Outer Continental Shelf Report*, MMS 97-0004, Nueva Orleans, Department of Interior, febrero de 1997. De igual manera la definición para aguas ultraprofundas parece cambiar con el tiempo. En uno de los últimos informes del MMS señala que las aguas ultraprofundas están a 5 000 pies de profundidad o más. Véase U.S. Department of Interior, "Deepwater Gulf of Mexico 2002: America's Expanding Frontier", MMS 2002-021, Nueva Orleans, MMS, abril de 2002. De acuerdo con la Ley de ayuda fiscal en aguas profundas (Deepwater Royalty Relief Act), las aguas profundas están bajo 200 metros (656 pies) aunque las consideraciones operativas las sitúan bajo 305 metros (1000 pies). "Meeting the Challenges to the Oil Industry in the 21st Century-View from to Top", *Features*, núm. 16, 10 de octubre de 1998.

pa y King. El más reciente y más profundo es el campo de Mensa, de la empresa Shell,⁴⁴ y el famoso Crazy Horse de la compañía British Petroleum. Diversos estudios coinciden en que las nuevas estructuras masivas, todo un reciente concepto geológico, se encuentran localizadas en el “Cinturón de Misisipi”, el Cañón de Alaminos (en donde se distingue una parte denominada Faja Perdido), la Faja Perdido donde se realizó el descubrimiento del campo Baha y el escarpe de Sigsbee.⁴⁵

A medida que avanzan los trabajos en aguas profundas se ha ido mejorando la tecnología de las plataformas, dado que las de acero o concreto no son una opción para la producción en esta agua. Se han desarrollado otros sistemas como las plataformas de torre flexible, las de patas tensionadas y los buques de producción flotantes (*spars and floating production vessels*). Los nuevos diseños no sólo han alentado la producción en aguas profundas, también han reducido los costos de construcción y de instalación, además de acortar los tiempos entre los descubrimientos y la primera producción.

El antecedente de los trabajos en el Golfo de México (GM) está en las aguas profundas del Mar del Norte a 2 000 pies de profundidad por lo que no es extraño que dos de las corporaciones líderes en las actividades corriente arriba en el GM sean, precisamente, Shell y British Petroleum, ambas con participación británica. Mayormente han sido las grandes compañías las que han incursionado en el Golfo debido a que cuentan con la capacidad tecnológica y financiera para dominar este segmento de la industria.

La tecnología ha sido definitiva en el desarrollo petrolero de las aguas profundas. Además de obtener una alta productividad por pozo, ha reducido los riesgos y costos de los hallazgos. Son de especial relevancia los avances de la tecnología sísmica 3D, especialmente debida a los logros en el procesamiento de computadoras, que han permitido abatir el costo de los trabajos sísmológicos. Su uso posibilita la localización de los mejores proyectos para la industria ya que proporciona un cuadro muy detallado sobre la naturaleza de las

⁴⁴ Fabio Barbosa, *El petróleo en los hoyos de dona y otras áreas desconocidas del Golfo de México*, Textos Breves de Economía, México, Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM, Miguel Ángel Porrúa, 2003, p. 57.

⁴⁵ *Ibid.*, p. 62.

CUADRO 2
DESARROLLO DE SISTEMAS PRODUCTIVOS EN CAMPOS
DE AGUAS PROFUNDAS EN EL GOLFO DE MÉXICO

<i>Primera producción/ (año)</i>	<i>Nombre del campo</i>	<i>Tipo de sistema</i>	<i>Profundidad (pc)</i>	<i>Operador</i>
1979	Cognac	plataforma fija	1 023	Shell
1984	Lena	torre Compliant	1 017	Exxon Mobil
1988*	Sin nombre	FPS	2 172	Oryx
1988*	Sin nombre	semisumergible	1 554	Placid
1989	Bullwinkle	plataforma fija	1 330	Shell
1989	Jolliet	TLP	1 724	Conoco
1991	Amberjack	plataforma fija	1 050	BP
1993*	Diamond	submarino	2 095	Oryx
1993*	Seattle Slew	plataforma fija/ submarino	1 019	Tatham
1993	Zinc	submarino	1 475	Exxon Mobil
1994	Auger	TLP	2 863	Shell
1994	Pompano/ Pompano II	plataforma fija/ submarino	1 440	BP
1994	Tahoe/Tahoe II	submarino	1 391	Shell
1995*	Cooper	semisumergible	2 260	EEX
1995	Sin nombre	submarino	1 043	Walter
1996	Mars	TLP/submarino	2 992	Shell
1996	Popeye	submarino	2 065	Shell
1996	Rocky	submarino	1 719	Shell
1997	Mensa	submarino	5 276	Shell
1997	Neptune/Thor	Spar/submarino	1 866	Kerr McGee
1997	Ram-Powell	TLP	3 243	Shell
1997	Troika	submarino	2 679	BP
1998	Arnold	submarino	1 752	Marathon
1998	Baldpate	torre Compliant	1 604	Amerada Hess
1998	Morpeth/ Klamath	TLP/submarino	1 747	Agip
1998	Salsa	submarino	1 121	Shell
1999	Allegheny	TLP/submarino	3 194	Agip
1999	Angus	submarino	1 901	Shell
1999	Diana	submarino	4 670	Exxon Mobil
1999	Dulcimer	submarino	1 123	Mariner

CUADRO 2
DESARROLLO DE SISTEMAS PRODUCTIVOS EN CAMPOS
DE AGUAS PROFUNDAS EN EL GOLFO DE MÉXICO
(continuación)

1999	Genesis	Spar	2 597	Chevron Texaco
1999	Gemini	submarino	3 488	Chevron Texaco
1999	Macaroni	submarino	3 691	Shell
1999	Pluto	submarino	2 748	Mariner
1999	Sin nombre	submarino	1 832	Walter
1999	Ursa	TLP	3 877	Shell
1999	Virgo	plataforma fija	1 136	Total Fina Elf
2000	Europa	submarino	3 880	Shell
2000	Hoover	Spar	4 806	Exxon Mobil
2000	Marlin	TLP	3 300	BP
2000	Northwestern	submarino	1 261	Amerada Hess
2000	Petronius	torre Compliant	1 753	Chevron Texaco
2001	Brutus	TLP	2 952	Shell
2001	Einset	submarino	3 584	Shell
2001	Crosby	submarino	4 400	Shell
2001	Ladybug	submarino	1 357	ATP
2001	Madison	submarino	4 854	Exxon Mobil
2001	Marshall	submarino	4 376	Exxon Mobil
2001	Mica	submarino	4 337	Exxon Mobil
2001	Nile	submarino	3 535	BP
2001	Oregano	submarino	3 400	Shell
2001	Prince	TLP	1 493	Argo
2001	Serrano	submarino	3 359	Shell
2001	Typhoon	TLP/submarino	2 679	Chevron Texaco
2001	Sin nombre	submarino	1 585	Walter
2001	Sin nombre	submarino	1 214	Walter

* Campos que ya no están en producción.

FUENTE: Department of the Interior, Mineral Management Service, Gulf of Mexico Outer Continental Shelf Region, "Deepwater Gulf of Mexico 2002: America's Expanding Frontier", MMS 2002-021 OCS Report, Nueva Orleans, abril de 2002, p. 60.

estructuras y el mejor posicionamiento de los pozos, reduciendo así el riesgo de los hoyos secos y, por tanto, de los costos de exploración. La tecnología 3D se está utilizando también en aguas poco profundas, en formaciones y posibles zonas productivas cerca o debajo de desarrollos petroleros ya en marcha. Otro factor tecnológico ha sido la perforación horizontal de largo alcance, que reduce tanto los costos como el impacto ambiental. Hay asimismo una nueva ingeniería de pozos que está mostrando excelentes resultados. Además están las mejoras para la base de recursos recuperables. El porcentaje global promedio de recuperación para el crudo está entre 35 y 40 por ciento.

Un ejemplo más del gran desarrollo tecnológico son los sistemas submarinos, dispositivos para producir hidrocarburos en reservorios que cubren todo el rango de profundidades. Los subsistemas submarinos (como el que funciona en el campo petrolero de Mensa), están constituidos por infraestructuras de fondos multicomponentes que permiten la producción a grandes profundidades y, normalmente, son el preludio de plataformas convencionales fijas o colocadas en el lecho marino. A la fecha hay 38 proyectos submarinos y más de 200 pozos instalados. Pese a los avances tecnológicos, lo difícil del terreno complica los desarrollos. Así, mientras que se registran 242 campos descubiertos en aguas profundas, sólo 22 están produciendo. Estados Unidos tiene más de ochenta campos en aguas ultraprofundas ya descubiertos y algunos de ellos han tenido que aguardar más de quince años para ser explotados.⁴⁶

Otro factor explicativo del éxito en la producción petrolera del GM es el programa de alivio fiscal para pozos profundos de petróleo y gas. Las licitaciones en el Golfo a cargo de la MMS se volvieron importantes cuando en 1995 la Ley sobre derechos en aguas profundas (Deepwater Royalty Act) liberó la producción en bloques localizados en aguas profundas de las obligaciones fiscales hasta que la producción alcanzara ciertos niveles.⁴⁷ Su función fue eliminar tem-

⁴⁶ *Ibid.*, p. 56.

⁴⁷ En noviembre de 1995 el presidente Clinton convirtió la iniciativa 395 en ley. El título III incluye el Decreto de ayuda fiscal en aguas profundas de la plataforma continental (Outer Continental Shelf Deepwater Royalty Relief Act). Permite la eliminación temporal de impuestos en ciertas aguas profundas arrendadas. Éste es el primer incentivo directo para la producción de crudo y gas hecha ley a nivel federal en muchos años.

poralmente los impuestos (*royalties*) a la producción de nuevos arriendos para terrenos de más de 200 metros de profundidad en el Golfo de México (zonas central y oeste) hasta haberse producido una cantidad específica de crudo. La cantidad de producción que se exime de estos impuestos es de 17.5 millones de PCE para profundidades de 200 a 400 metros, 52.5 millones de PCE para arriendos entre 400 y 800 metros y 87.5 millones de PCE para arriendos en aguas más profundas.⁴⁸

Desde su puesta en marcha el programa de ayuda fiscal generó una rápida respuesta. En tanto que en 1994 sólo 17 por ciento de las licitaciones se localizaba en aguas profundas, después de esta ley llegó a 59 por ciento y ya para 1997 alcanzó 70 por ciento. Es pertinente señalar que en la porción del Golfo que tiene que ver con México, es decir, el “hoyo de dona” (*the Western Gap*), el MMS ha ofrecido desde 1983 arriendos en la zona norte de este terreno, pese a no haberse dividido todavía formalmente la dona.

Hay quienes consideran que este programa ha tenido un impacto menor en los desarrollos de aguas profundas *vis à vis* el papel jugado por la tecnología. Sin embargo, la manera en que ha coadyuvado a los desarrollos en el GM es haciendo económicamente viables muchos proyectos marginales, que de otra forma no hubieran podido realizarse. Ha incidido en la evaluación de retornos al permitir la opción de invertir en el Golfo o emigrar a otras latitudes fuera de Estados Unidos. De acuerdo con la agencia del Departamento de Energía, la Administración de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés), el programa de alivio fiscal aumenta el valor de retorno esperado para los proyectos en aguas profundas pero también alienta los retornos estimados cuando un proyecto es evaluado bajo condiciones de incertidumbre.

⁴⁸ Así también se autoriza al secretario del Interior a eliminar temporalmente los impuestos a la producción nueva de arriendos existentes en caso de que no sea viable sin el alivio fiscal solicitado. El secretario debe entonces determinar la reducción fiscal por el volumen que haría económicamente viable a la nueva producción, que no puede ser menor que los volúmenes establecidos para nuevos arriendos. Da al secretario del Interior la discrecionalidad para reducir o eliminar el impuesto a fin de promover el desarrollo en tierras licitadas que no produzcan o alentar la recuperación primaria, secundaria o terciaria de arriendos marginales en el Golfo. Véase Randall Davis E. y Shirley Neft, “Deepwater Royalty Relief Product of 3.5 year U.S. Political Effort”, *Oil and Gas Journal*, 1 de abril de 1996, p. 45.

Pese a la gran cantidad de arrendamientos activos (hay aproximadamente 7 400),⁴⁹ el programa de ayuda fiscal ha concluido. La suspensión automática de la provisión de la Ley sobre ayuda fiscal en aguas profundas (DWRRA, por sus siglas en inglés) se cumplió el 28 de noviembre del 2000 y sólo se sigue otorgando a las licitaciones del bloque 178. Con esta medida muchas compañías consideran que se reduce el incentivo para explorar porque encuentran difícil incorporar sus proyectos de inversión y su planeación un programa que se aplicará de manera ad hoc y sobre bases discrecionales. Esto preocupa de forma especial a los productores independientes.⁵⁰

Otros factores que dan cuenta del éxito de la producción petrolera en el Golfo de México son el flujo de caja resultante de los altos precios de crudo y gas (esto es claro cuando aumentan los precios del hidrocarburo en el mercado petrolero internacional), el financiamiento disponible de bancos o asuntos corporativos y el mayor interés por parte de los productores independientes en este tipo de proyectos.

Las dificultades para producir en aguas profundas habían limitado el número de empresas en esta rama a las petroleras de mayores dimensiones, con más posibilidades de cubrir los costos de las perforaciones. Estas compañías invirtieron mucho, basadas en la certeza de una tendencia creciente de la demanda, dominaron la actividad hasta 1996, cuando se incorporaron otras de menores dimensiones, si bien continúan liderando la producción de crudo y gas. Entre las más importantes están BP, Shell, Exxon, Mobil, Total, Elfina, Chevron, Texaco y Petrobras, que controlan 77 por ciento de la producción. Entre las empresas independientes, al menos cuarenta operadores ya han perforado pozos. Entre ellas están Oryx, Enserch, CNG, Marathon, Conoco, BHP Petroleum y Louisiana Land Exploration.

La pregunta relevante sería cuál es el potencial de producción de este tipo de desarrollos y qué significan dentro de la oferta petrolera nacional. De acuerdo con el cuadro siguiente, la producción petrolera

⁴⁹ Véase U.S. Department of Interior, *Deepwater Gulf of Mexico 2002: America's Expanding Frontier*, *op. cit.*

⁵⁰ Los productores independientes han señalado que les preocupa que se extienda el programa de alivio fiscal ya que sin incentivos los campos marginales que van de 200 a 800 metros de profundidad fracasarán, probablemente, para alcanzar el umbral económico que posibilite su explotación. Véase *Platt's Oil Gram News*, 4 de mayo de 2000, p. 4.

rebasa ligeramente el millón y medio de barriles diarios en tanto que, en el caso del gas, se ubica cerca de los 14 mil billones de pies cúbicos diarios. Destaca también la tendencia a una mayor extracción en aguas profundas, tanto de petróleo como de gas natural. Sin duda, en ambos casos se puede hablar del éxito de la nueva frontera productiva.

CUADRO 3
PRODUCCIÓN PROMEDIO ANUAL DE PETRÓLEO
Y GAS EN EL GOLFO DE MÉXICO

Año	<i>Aguas poco profundas (miles de barriles diarios)</i>	<i>Aguas profundas (miles de barriles diarios)</i>	<i>Producción total de petróleo (miles de barriles diarios)</i>	<i>Gas en aguas poco profundas (miles de billones de pies cúbicos diarios)</i>	<i>Gas en aguas profundas (miles de billones de pies cúbicos diarios)</i>	<i>Total de gas (miles de billones de pies cúbicos diarios)</i>
1995	794	151	945	12.6	0.5	13.1
1996	813	198	1 010	13.2	0.8	13.9
1997	830	297	1 128	13.1	1	14.1
1998	781	436	1 217	12.3	1.5	13.8
1999	741	617	1 357	11.5	2.3	13.9
2001	690	743	1 433	10.8	2.7	13.6
2002*	620	930	1 550	10.7	3.2	13.9

* Estimado.

FUENTE: Department of the Interior, "Deepwater Gulf of México 2002: America's Expanding Frontier", OCS Report MMS 2002-021, p. 132.

Las proyecciones también son optimistas. Para la próxima década se estima que la producción del Golfo de México se ubicará en los 2.8 millones de barriles diarios.⁵¹ Para el 2005, los cálculos preveían dos millones de barriles diarios.⁵² En cuanto al gas natural,

⁵¹ La cifra estimada para la producción de la próxima década se obtuvo del siguiente sitio <http://ogj.pennet.com/articles/web_article_display.cfm>, 2 de diciembre de 2003.

⁵² Véase *Deepwater Production Surges Higher*, Houston, Hart E&P, agosto de 2001. Citado por Barbosa, *op. cit.*, p. 59.

de acuerdo con el MMS, las reservas técnicamente recuperables en la plataforma marina continental se han elevado de un rango de cinco a 20 mil billones de pies cúbicos a uno entre 15 y 20 mil billones de pies cúbicos, considerando nuevos datos y la reinterpretación de los anteriores.⁵³

Sin duda el panorama presente y futuro de la producción de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas sostiene la idea de una nueva frontera dentro de territorio estadounidense; sin embargo, consideramos que una visión más objetiva sobre su potencial tendría que incorporar factores como el resto del consumo total nacional y la tendencia de la demanda. Se requiere mayor cautela, considerando los 20 millones de barriles diarios consumidos en el país y la tendencia creciente de la demanda total. Sobre esta última habría que cuantificar en trabajos futuros la participación de la producción del GM.

Los prospectos de nuevos y mejores hallazgos a mayores profundidades también son prometedores. Un ejemplo lo encontramos en el año 2003, cuando se estableció un nuevo récord mundial al perforar a 10 011 pies de profundidad. La hazaña fue realizada por las empresas Transocean Inc. y Chevron-Texaco Corporation de Houston.⁵⁴

Los desarrollos tecnológicos y las nuevas estimaciones de reservas de gas natural han elevado las cifras 175 por ciento respecto de cálculos anteriores.⁵⁵ De acuerdo con el Departamento del Interior, los recursos gaseros son actualmente de 55 mil billones de pies cúbicos (la cuenta anterior era de 20 mil billones). En el caso de las reservas de crudo, una de las últimas estimaciones oficiales considera que se ubican en 14 mil 930 millones de barriles de crudo.⁵⁶ Debe señalarse que algunas estimaciones se disparan al evaluar las reservas bajo términos de barriles de petróleo crudo equivalente y de recursos

⁵³ Sam Fletcher, "MMS Ups Estimate of Gulf of Mexico OCS Deep Gas Reserve", *Oil and Gas Journal*, 2 de diciembre de 2003.

⁵⁴ *Ibid.*

⁵⁵ U.S. Department of Interior, *Deep Shelf Gas May Be More Abundant in Gulf than Earlier Forecast Probabilistic Estimate Increases by 175%*, Mineral Management Service, Public Affairs, 19 de noviembre de 2003.

⁵⁶ U.S. Department of Interior, *Estimated Oil and Gas Reserves Gulf of Mexico Outer Continental Shelf*, Mineral Management Service, GOM, OCS Region 2003-050, agosto de 2003.

tales, es decir, todo el potencial y no sólo las reservas probadas.⁵⁷ Pese a lo anterior, las reservas probadas oficiales son una cifra nada desdeñable, tomando en cuenta que, a excepción de Alaska, no hay muchas opciones para elevar el total; no obstante, resultan bajas en comparación con el potencial que pueden representar otros desarrollos como la cuenca del Caspio o los yacimientos iraquíes.

La repartición del Golfo de México entre México y Estados Unidos. No es el propósito de este apartado hacer un recuento histórico de toda la negociación entre ambos países, que culminara en la delimitación del hoyo de la dona occidental; sin embargo, deseamos destacar algunos aspectos respecto de los móviles y resultados de la negociación diplomática.

Estados Unidos se vio impulsado por las presiones ejercidas por las industrias petrolera y gasera en el momento en que contaron con la tecnología para explorar y aprovechar las aguas profundas y ultra profundas del Golfo. En cuanto a México, su postura respondió al deseo de evitar confrontaciones al aceptar el método de reparto propuesto por su vecino y hacer parecer como un éxito el resultado de los acuerdos (cuando la información más especializada sugiere una ganancia muy relativa).

En efecto, tanto las compañías petroleras como las gaseras de Estados Unidos presionaron a la administración de Clinton a definir los límites territoriales con México, que habían quedado sin precisarse desde los años setenta. Ello debido a que, desde 1979, era clara para la industria petrolera la existencia de un importante potencial en el GM, que se tornó económicamente viable con los adelantos tecnológicos en este campo, así como con los avances de las corporaciones petroleras en la perforación del Proyecto Baha, situado en la región del Cañón de Alaminos, a pocas millas de los límites marítimos acordados por ambos países en 1976.⁵⁸

Después de haber trazado los límites de las 200 millas marinas en un tratado de 1978, entre ambos países había quedado una zona fuera

⁵⁷ Shell estimó que el potencial de las aguas profundas podría situarse entre 15 y 30 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente. David Brown, "Industry Lured into Deep Waters", *Explorer*, Houston, AAPG, agosto. Citado por Barbosa, *op. cit.*, p. 63.

⁵⁸ Jorge A. Vargas, "Oil and Natural Gas. A Legal Dispute Brewing in the Gulf of Mexico", *Voices of Mexico*, núm. 36, julio-septiembre de 1996.

del reparto, precisamente la que se conoce como el “hoyo de dona” (*the Western gap*). Hasta 1997 la posición del gobierno mexicano había sido esperar la ratificación del tratado por parte del Senado de Estados Unidos antes de tomar alguna decisión. En los últimos meses de ese año (el 23 de octubre), el Senado estadounidense aprobó los límites marinos de 1978, y un año más tarde se dio a conocer que México y Estados Unidos estaban en pláticas para cubrir las “brechas” de la negociación.⁵⁹ En estas negociaciones México aceptó que en lugar de pelear por el hoyo de la dona, se avanzara en la iniciativa estadounidense de repartirlo con base en la equidistancia, por considerar que no había uniformidad en la distribución de los recursos petroleros en la dona, lo cual hacía pensar que el potencial era menor al realmente existente. Incluso, en aseveraciones del entonces subsecretario de Relaciones Exteriores (Juan Rebolledo Gout), la argumentación del gobierno mexicano fue que el área del polígono se caracterizaba por ser esencialmente plana, no deformada y sin estructuras geológicas de importancia; esto incluía el área ubicada por debajo del escarpe de Sigsbee.⁶⁰

La prensa nacional dio a conocer el resultado de las negociaciones como un éxito para México, en tanto que los porcentajes del terreno asignados a favor de nuestro país avalaban tal aseveración. A México, en efecto, correspondió 60 por ciento del área de la dona. Sin embargo, hubo una cuestión que no fue del dominio público: Estados Unidos se quedó con un área denominada escarpe de Sigsbee, que cuenta con un gran potencial de recursos de acuerdo con la literatura especializada estadounidense, en tanto que para México quedó la planicie abisal, cuyas profundidades son de 3 740 metros. Esto reduce de manera sustantiva las posibilidades de explotación para Petróleos Mexicanos, no sólo por los problemas tecnológicos sino, sobre todo, por sus costos de oportunidad respecto de los trabajos en el Golfo de Campeche.

Es claro el deseo de México de evitar problemas con su vecino del norte por el reparto de estos recursos; no obstante, existe la certeza,

⁵⁹ Véase Jorge Vargas, “Maritime Boundaries in the Gulf of Mexico. A Legal and Diplomatic Saga Involving Mineral Riches and Undefined «Gaps””, *Voices of Mexico*, núm. 43, abril-junio de 1998.

⁶⁰ Véase Barbosa, *op. cit.* p. 42.

tanto en Estados Unidos como en México, sobre la oportunidad que perderá nuestro país al no explotar la parte que le corresponde, debido al llamado “efecto popote”. En términos llanos, esto significa la posibilidad de que las compañías estadounidenses lleguen a drenar las reservas mexicanas de petróleo y gas mientras perforan en sus propias aguas. De acuerdo con el especialista Tom Kistos, “esta hipótesis no es irrazonable; [...] el asunto del drenado de una jurisdicción perforando otra jurisdicción es geológicamente posible. En este momento ninguna perforación en Estados Unidos está suficientemente cerca de la frontera para que el drenado sea un problema, pero una vez que la línea esté firme, esto es concebible”.⁶¹ Pese a la existencia de este “efecto popote”,⁶² aceptada como posibilidad por parte de los estadounidenses y materia de controversia política en México,⁶³ las negociaciones llegaron a feliz término con la aprobación y ratificación del tratado por parte de ambos países en enero del 2001.

El consumo

En distintos momentos hemos señalado la importancia del consumo energético, sobre todo el petrolero, pero en este apartado tenemos como objetivo delinear una idea del rumbo y la magnitud de la demanda para el largo plazo.

Entre las fuentes de energía primaria el petróleo significa 40 por ciento de los requerimientos energéticos del país. En los años 2000 y 2001 el país consumió un promedio de 19.5 millones de barriles diarios. De éstos, cerca de dos tercios se destinaron al sector transporte, 25 por ciento al sector industrial y el resto fue para los sectores

⁶¹ “U.S.-Mexico Gulf Treaty Pressures Rising”, *Oil and Gas Journal*, 12 de mayo de 1997, p. 34.

⁶² Es pertinente señalar que ni la zona económica exclusiva ni la plataforma continental son territorio mexicano; los países sólo tienen derechos de soberanía sobre sus recursos, no sobre las zonas. Lo anterior obliga a una reconsideración de la explotación petrolera de los recursos transfronterizos.

⁶³ Diferentes instancias del gobierno mexicano, incluso Pemex, minimizaron el potencial del Golfo destacando lo costoso de los trabajos de exploración. En fuentes especializadas y oficiales de Estados Unidos, en contraste, se hacía referencia al gran potencial de la zona, en tanto que las compañías petroleras ocupaban cada vez más espacios del lado estadounidense.

residencial y comercial. La importancia del sector transporte es clara en la medida en que significan 30 por ciento del total del consumo energético de la nación y representaron 16 por ciento del producto interno bruto (PIB) en 1998. A manera de ejemplo, en 1998 el consumo por sector se distribuyó de la siguiente manera: del total de la energía nacional, el 26 por ciento correspondió al transporte y el 37 por ciento a la industria; del consumo energético primario, 21 por ciento se ubicó en el sector residencial y 16 por ciento en el comercio.

Volviendo a los transportes, los principales combustibles que utilizan son gasolinas, diésel, jet y combustibles para la marina. La electricidad es la fuente de energía primaria para los trenes y el gasoducto líquido para la transmisión y distribución.⁶⁴ Si bien en la industria automotriz hay mejoras en el uso del combustible, de aproximadamente 60 por ciento menos, la tendencia de la moda apunta a retornar a las unidades de alto consumo energético.

Es pertinente señalar la clara disparidad entre los estados productores y consumidores. Su dotación diferenciada de recursos se traduce en posiciones distintas en materia de decisiones político-legales e implica que cualquier alza en los precios del petróleo y de otros combustibles tenga impactos distintos en el consumo en general y para estas regiones. Por ejemplo, el Medio Este que comprende los estados de Illinois, Minesota y Iowa, tiene un consumo energético dominado por el sector industrial con un alto ritmo de crecimiento; el sector transporte ocupa el segundo lugar en cuanto a determinantes del crecimiento del consumo. Cualquier alza en los precios de los combustibles impacta el bolsillo de los consumidores.

El oeste está integrado por California, Oregon, Washington, Colorado, Hawai y Nevada; el consumo energético en la región está dominado por el sector transporte, seguido del industrial. El noreste comprende los estados de Nueva York, Delaware, Connecticut, New Hampshire y Nueva Jersey. La utilización de energía en la zona está dominada también por los transportes que, de acuerdo con las estimaciones del Departamento de Energía, destacan por el rápido crecimiento de su demanda. En esta zona es notable la alta necesidad de combustible para calefacción. Los suministros eléctricos son limita-

⁶⁴ The White House, *Reliable, Affordable...*, pp. 2-7.

dos por la transmisión eléctrica y los cuellos de botella de los gasoductos. Por otra parte, en la región sur se agrupan Arkansas y Oklahoma, cuyo consumo está concentrado en el sector industrial, seguido por el transporte, del que se espera que crezca más rápido que el primero.

La pregunta que surge es si no se han hecho intentos serios para frenar el alto crecimiento de la demanda estadounidense. La política energética y la Ley de Conservación de 1975 lanzaron numerosos programas de conservación, incluyendo ahorros de combustible obligatorios.⁶⁵ Uno de esos programas fue el de Normas de desempeño energético de construcciones (Building Energy Performance Standards, BEPS). En 1978 el Congreso estableció el Gas Guzzler Tax, un impuesto punitivo para autos nuevos cuyo consumo de combustible estuviera fuera de los estándares promedio. El Congreso transformó las BEPS en un programa voluntario y las provisiones obligatorias sólo afectaron los edificios federales. Los automóviles lograron el objetivo de eficiencia de 27.5 millas por galón (mpg), pero la industria de la construcción no tenía una meta que alcanzar, ya que había estado en serios problemas a principios de los años ochenta. Después de 1980, la administración de Reagan acabó con todos los esfuerzos de conservación del crudo. Otro factor que ha contribuido definitivamente es la caída en los precios en varias ocasiones. Mientras la intensidad energética había caído a 2.3 por ciento como porcentaje de la energía utilizada por dólar de PIB en el periodo de 1979 a 1986, para el lapso de 1986 a 2001, con precios más bajos, la intensidad sólo decreció 1.4 por ciento.⁶⁶ Desde entonces no sólo no ha habido políticas de conservación sino que ha repuntado la tasa de crecimiento de la demanda.⁶⁷ Otros factores importantes atenuantes en la tendencia creciente de la demanda se refieren a la importancia económica del sector servicios y al hecho de que, como estrategia, se ha impulsado a las empresas estadounidenses altamente consumidoras de energía a emigrar a otras latitudes.

Aún con mejoras en la eficiencia, sobre todo en los dispositivos de uso final, que es el único punto sobre el que se ha intentado inci-

⁶⁵ Véase P.S. Nivola, *The Politics of Energy Conservation*, Washington, The Brookings Institution, 1986.

⁶⁶ En torno al tema de intensidad energética, véase <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index/html>>, 25 de febrero de 2003.

⁶⁷ *Ibid.*

dir en el crecimiento del consumo, Estados Unidos necesitará más energía generada internamente. Sin embargo, vale la pena destacar algunas medidas que se podrían fortalecer en el caso de haber voluntad política para caminar por el lado de la eficiencia y la conservación, además de ser, desde el punto de vista ambiental, la mejor opción.⁶⁸

Ciertas mejoras en la eficiencia y el desplazamiento hacia otros combustibles, especialmente el gas natural, el carbón y la energía nuclear, han contribuido a ello. Hay también cambios en el uso del petróleo que han dado mayor flexibilidad a industrias como la automotriz y al servicio público de electricidad, al permitirles incorporar a sus procesos distintos combustibles. Si bien éstos son cambios estructurales importantes, no alcanzan de ninguna manera a contrarrestar un voraz consumo petrolero que llega casi a los 20 millones de barriles diarios. Lo preocupante es que las nuevas administraciones no están dispuestas a sacrificar el estándar de vida en Estados Unidos; por eso del lado de la demanda habrá poco impacto en el panorama energético de ese país.

¿Restricciones tecnológicas o problema geológico?

La aproximación cuantitativa de este capítulo nos permitió una observación más precisa a la situación del sector energético, con lo cual intentamos complementar la perspectiva político-económica del primero. En virtud de que hay una serie de conclusiones que se pueden desprender del capítulo, sólo destacaremos algunos aspectos en torno a nuestra pregunta inicial sobre el grado de vulnerabilidad del sector, de acuerdo con la dotación de recursos energéticos y el potencial para desarrollarlos, como las posibilidades y el costo de una supuesta autosuficiencia petrolera. Finalmente, señalamos algunos de los obstáculos y tendencias del sector.

Es evidente que hay en Estados Unidos una abundancia de recursos energéticos, de los cuales algunos se exportan. Sin embargo, el país es fundamentalmente importador de energía y con una tendencia

⁶⁸ *Ibid.*

histórica creciente. El caso del petróleo es muy claro en este sentido ya que, pese a ser una nación productora, sus niveles de consumo lo convierten en un importador neto. El éxito acreditable a algunas de las administraciones analizadas en el primer capítulo, se evidenció en datos que reflejan el éxito de la estrategia de diversificación geográfica en la reducción de la participación porcentual de la OPEP en los abastecimientos petroleros a la Unión Americana. Esta aseveración quizá no sea válida para el caso de las importaciones totales, ya que han venido creciendo y su tendencia parece irreversible, al menos por unos años. Aun cuando se elude, sobre todo por especialistas estadounidenses, debe señalarse la responsabilidad que tiene en la balanza petrolera deficitaria la situación interna de su propia industria. En los análisis, tiende a soslayarse cualquier relación con el problema estructural de la industria petrolera estadounidense (un ejemplo claro se encuentra en los procesos de integración energética hemisférica). La factura petrolera sería entonces la punta del iceberg de un problema estructural que tendría entre algunos de sus más importantes indicadores la caída de la productividad media por pozo; la caída en la producción total, los altos costos de producción *vis à vis* los de otros productores, el hecho de que entre las pocas alternativas para aumentar las reservas se encuentra la producción en yacimientos ya explotados a través de métodos de recuperación mejorada (EOR), cuyos costos son también elevados. Consideramos pertinente acercarnos a algunos de los argumentos que se esgrimen en torno a las condiciones de la industria, como el que afirma que su situación resulta de un problema geológico, que puede ser superado si el precio del petróleo vuelve atractivas las inversiones en la explotación y con el uso de nueva tecnología. Es claro que en la caída de las reservas tienen que ver cien años de explotación y sobreexplotación del territorio estadounidense. En relación con el precio, hemos intentado demostrar que aun cuando el precio internacional del petróleo suba, hay un límite dado por la inelástica curva de Hubbert, que marca los límites a los aumentos en la producción nacional. Respecto de la tecnología, como hemos intentado evidenciar, sólo está sirviendo para prolongar un poco la vida de las reservas y amortiguar la caída de la producción, pero tampoco resuelve el problema. De acuerdo con los datos presentados, costaría entre 25 y 50 dólares por barril elevar la

oferta nacional por esta vía, opción demasiado costosa considerando los precios internacionales del crudo y las zonas con potencial en otras latitudes del planeta. Los límites a los intentos de autosuficiencia están dados por un problema de costos de producción y por razones de competitividad internacional, en la que los estadounidenses no están dispuestos a quedarse a la zaga.

Otro aspecto que deseamos destacar es precisamente la otra cara de la moneda: la demanda. Como hemos visto ese país ha hecho algunos esfuerzos para reducirla o racionalizarla. Es también clara la correlación entre el fortalecimiento de las tendencias neoliberales y el retroceso en las políticas de ahorro de energía. El ejemplo concreto fue la administración de Ronald Reagan y el retroceso que se registra en materia de medidas de conservación. Consideramos que el asunto va más allá de la retórica o ideología y tiene que ver con la lógica misma del mercado. Reducir la demanda de energía no va con la lógica del capitalismo, alentarla sí. Las reformas energéticas que incluyen un componente de privatización buscan no sólo satisfacer un mercado sino ampliarlo. Por otro lado, un argumento que se esgrime es el impacto negativo de una reducción en el consumo energético sobre el PIB. Existe una serie de alternativas, como el manejo por el lado de la demanda y la planeación de recursos integrados, que podrían ser aplicadas sin impactar negativamente el crecimiento del PIB pero se las percibe como incompatibles con la lógica del mercado por lo que sólo se aplican mejoras en los dispositivos de uso final en el consumo de energía, que tienen un alcance limitado.

En esta situación se entrelazan diversos factores, como la falta de decisión para hacer un uso más consciente de la energía. Ningún estadounidense está dispuesto a sacrificar su estándar de vida ahorrando energía, menos aun cuando el saber convencional alienta la idea de la existencia de abundantes recursos petroleros. Desde el punto de vista de las elites políticas, abanderar este tipo de opciones no les da mucha popularidad, particularmente entre ciertos grupos de interés, como es el caso de la industria automotriz que considera que las medidas de ahorro no compatibilizan con sus negocios.

La aproximación que intentamos al sector energético en conjunto fue con el propósito de ver las opciones con que cuenta, sus limitantes y sus tendencias futuras, en virtud de que todos estos aspectos

impactan no sólo a México sino al mundo en general, dados sus niveles de consumo. La pregunta de la que partimos sobre la vulnerabilidad real del sector también buscaba derivar conclusiones en materia de seguridad energética. Intentamos ver si en conjunto la fortaleza del sector y la abundancia de sus recursos diferentes al petróleo podrían contrarrestar la debilidad de la industria petrolera. En un primer vistazo concluimos que, efectivamente, el vigor de esta rama yace en la abundancia y diversidad de recursos, en su liderazgo tecnológico y en la suficiencia de capital. Constatamos una variedad de fuentes de energía como el carbón, el gas natural, energías renovables, la geotermia, las energías eólica, solar, biomasa, además de un potencial importante en cuanto a recursos no convencionales como esquistos y arenas bituminosas que pueden ser explotados en la medida en que sus costos se tornen más competitivos. Si bien es cierto que algunos de estos aprovechamientos muestran aún problemas de diversa índole, quizá uno de los que podríamos destacar y que no suele aparecer en los análisis más convencionales se refiere al potencial energético de estos recursos. Al considerar el valor energético de los recursos, el aporte de estas fuentes parece más limitado. Esto es debido a que los sustitutos potenciales del petróleo tienen un menor grado o potencial energético y son, por tanto, menos productivos. De acuerdo con el análisis de Reynolds, en el futuro nos moveremos hacia alternativas energéticas menos exitosas por el uso de materiales de menor potencial energético.

Otro factor que se ha colocado en primer plano en la viabilidad de los proyectos en este ramo se refiere a las cuestiones ambientales. Un ejemplo claro lo encontramos en el carbón, sobre todo en algunos estados, por ser muy contaminante. Si bien se espera que los avances tecnológicos permitan resolver los problemas ambientales que genera, por el momento seguirá siendo una fuente de primer orden en la producción de electricidad.

Con un impacto más benigno en materia ambiental, el gas natural es una de las alternativas más promisorias a nivel mundial. Estados Unidos tiene un gran potencial para su producción costa adentro y costa afuera. Para el año 2020, el Departamento de Energía calcula que ese país aumente 50 por ciento su consumo de gas natural. La brecha tendrá que ser compensada con importaciones procedentes

de Canadá y de gas licuado procedente de regiones distintas a América del Norte.

En vista de la importancia que les confiere la administración actual, vale la pena señalar sobre las fuentes renovables que se espera que logren elevar 2 por ciento la capacidad de producción estimada para el año 2020. Las proyecciones señalan que provendrán del viento, la gasificación de la biomasa y de unidades de recuperación de desechos sólidos procedentes de las municipalidades. El potencial de estos recursos será realidad gracias a que su costo ha venido cayendo y a que tienen todo el apoyo de la administración de George W. Bush, a través de créditos y exenciones fiscales, por un monto de diez mil millones de dólares.

Por otra parte, es pertinente destacar las enormes dimensiones del sector eléctrico. Cuenta con cinco mil plantas de generación que tienen un total de 800 mil megavatios en capacidad de generación. Además existen alrededor de dos mil empresas eléctricas municipales y estatales que representan alrededor de 11 por ciento de la capacidad y 9 por ciento de la generación. Lo anterior nos da idea de la magnitud y potencialidad de este sector. Sin embargo, los factores de riesgo están en el proceso de desregulación, en el que se está presentando la tendencia de los generadores a implementar la producción al momento (*just in time*), es decir, no hay inventarios (*stocks*) al no haber capacidad de generación excedentaria. Esto no sólo crea volatilidad en los precios y reduce los márgenes de seguridad del sector sino que, a fin de garantizar ese colchón, los consumidores están teniendo que pagar mayores precios. Esto sin mencionar las oportunidades que la situación crea para la especulación de las empresas, tal como sucedió en California.

Por todo lo anterior, se puede concluir que el sector energético es fuerte en cuanto a recursos carboníferos, infraestructura eléctrica, un buen potencial en recursos renovables y, en menor medida, en materia de gas natural y combustibles no convencionales. Puede mejorar su desarrollo tecnológico reduciendo con ello los costos de los aprovechamientos. El problema, entonces, radica en los altos niveles de consumo petrolero del sector transporte, que significan dos tercios del consumo total y que implican una dependencia de las importaciones, que para el año 2020 se estiman en 64 por ciento del con-

sumo nacional. Otro problema fundamental es la transición hacia otras fuentes de energía, esto es, lograr una sustituibilidad real del petróleo. Finalmente, pueden mencionarse otros factores que pueden incidir en limitar el aumento de la oferta nacional, como son el acceso a tierras federales y la subinversión en materia de infraestructura para el sector (por ejemplo, en la transmisión de electricidad y en los gasoductos).