

Reservas de hidrocarburos, seguridad energética y macroeconomía: un balance complejo

Germán Alarco Tosoni*

Introducción

La política energética mexicana parte de un supuesto discutible relativo a la abundancia casi ilimitada de hidrocarburos en el subsuelo marítimo-terrestre nacional. El abandono de esta premisa debería implicar una transformación de la política energética en general, con efectos claros sobre los programas del subsector hidrocarburos y de la generación eléctrica. Esta realidad agrega complejidad en la agenda sectorial al priorizar la problemática de la seguridad energética por sobre los otros temas, adiciona nuevos objetivos y acorta los plazos para diseñar, implantar y evaluar nuevas políticas que permitan la atención de los requerimientos del aparato productivo y la satisfacción de las necesidades de la población en una perspectiva de mediano y largo plazo.

Frente a la realidad de una menor disponibilidad de reservas de hidrocarburos cabe el comportamiento displicente en el corto y mediano plazo que nos podría conducir al agotamiento de los recursos con elevados costos para la sociedad y el aparato productivo en el largo plazo. La posibilidad de convertirnos en un importador neto de petróleo crudo durante la tercera década del presente milenio,¹ no es una alternativa aceptable dada la creciente escasez del recurso a nivel internacional. En forma alternativa, su reconocimiento podría implicar el diseño e implantación de políticas sectoriales y macroeconómicas que generan costos y beneficios en plazos más cercanos, pero que pueden evitar mayores problemas en el futuro.

El objetivo de este artículo es introducirnos a la discusión de como podría modificarse la política energética a propósito de considerar este elemento crucial que es la menor disponibilidad de reservas de crudo y gas natural, priorizando los intereses nacionales sobre los externos. Se trata de un ensayo exploratorio. Las interrogantes que surgen son numerosas, aunque sólo nos limitaremos a formular e intentar contestar algunas de éstas: ¿Cuál es la disponibilidad real de reservas de hidrocarburos?; ¿Cuál es el panorama de éstas en América del Norte?; ¿Debemos hablar de seguridad energética mexicana frente al resto de América del Norte?; ¿Cómo se debe

* El autor es Director de Formulación de Balances y Anuarios de la Secretaría de Energía, maestro en economía egresado del Centro de Investigación y Docencia Económicas, A.C. (CIDE) y profesor de la Universidad Panamericana en México. Correo electrónico germanalarco@yahoo.com.mx. Este artículo es una versión reducida de un documento de investigación no oficial de la Sener con el mismo título de febrero del 2006. Su opinión no coincide necesariamente con las instituciones a las que pertenece. Se agradecen los valiosos comentarios de la Mtra. Patricia del Hierro Carrillo y el apoyo de Rafael Hernández Parra en el trabajo estadístico incorporado en este documento.

¹ Pronóstico presentado por la Agencia Internacional de Energía (AIE), "Mexico Energy Outlook", en: *World energy Outlook*, 2002, pp.13.

modificar la política de producción y exportación de crudo y gas natural al reconocer la realidad de su escasez relativa?; ¿Cuáles son los efectos macroeconómicos, los beneficios y costos de modificar las políticas actuales?, ¿Qué podría hacerse para minimizar los problemas macroeconómicos de reducir la plataforma de exportación y producción de crudo?

En la primera sección del documento se presenta la información relativa a la disponibilidad de reservas tanto a nivel nacional como internacional, concentrándonos en América del Norte. En el segundo apartado se plantean algunos escenarios para las reservas probadas ante diferentes volúmenes de producción; se exploran los efectos macroeconómicos de reducir la plataforma de producción-exportación de crudo; se detallan las principales políticas complementarias acordes a esta realidad y se evalúan en forma general sus efectos: beneficios y costos. Al final se presentan algunas reflexiones finales sobre el tema. Adicionalmente se acompaña un anexo con la estructura, variables y parámetros del modelo utilizado. Por razones de espacio hemos omitido toda la discusión sobre como nuestros socios de América del Norte priorizan la seguridad energética como un tema de importancia estratégica.²

Panorama de las reservas de hidrocarburos en una perspectiva internacional comparada

Con la información internacional de las reservas probadas de crudo y gas natural proporcionada por British Petroleum (BP) al 31 de diciembre del 2004, que es similar en el caso mexicano a la de Petróleos Mexicanos (Pemex), se observa en el cuadro 1 que nuestro país tiene reservas que le permitirían hacer frente a los actuales niveles de producción por sólo 10.6 años, respecto de 11.1 de Estados Unidos y de 14.9 de Canadá. Los países productores de Medio Oriente y del África del Norte tienen reservas que permiten hacer frente a la producción actual por 74.6 años y a nivel mundial estas alcanzan para 40.5 años. En el caso del gas natural la situación mexicana es ligeramente superior a la de nuestros socios comerciales del TLCAN con 11.3 años de producción respecto de 9.6 años como promedio para América del Norte y de 66.7 años a nivel mundial.

Con esta información queda claro que México comparte el futuro de escasez del resto de América del Norte y refleja una situación muy diferente respecto de los otros países productores de hidrocarburos a nivel internacional. Sólo como ejemplo, Venezuela reporta reservas probadas de crudo para 70.8 años de la producción actual y de 151.1 años en el caso del gas natural. No es posible plantear fechas definitivas, pero las reservas probadas de nuestra región permitirían cubrir la producción

² Véase al respecto G., Alarco, *Reservas de hidrocarburos, seguridad energética y macroeconomía: un balance complejo*, Documento de investigación (borrador para discusión), Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico, Sener, México D.F., febrero del 2006, 28 pp.

a los ritmos actuales hasta el 2015-2016. Al respecto, es importante aclarar que los volúmenes de las reservas probadas son evaluados bajo condiciones económicas (considerando precios y costos³) y de operación existentes, que han sido identificadas con certidumbre razonable o con una probabilidad de recuperación de 90% o más por medio de información geológica y de ingeniería.⁴

Cuadro 1
Relación reservas probadas/producción
petróleo crudo y gas natural internacionales 2004

Regiones y Países	Crudo	Gas natural
<i>América del Norte</i>		
Canadá	14.9	8.8
Estados Unidos	11.1	9.8
México	10.6	11.3
<i>Subtotal</i>	11.8	9.6
<i>Sudamérica y América Central</i>	40.9	55
<i>Sur de Asia</i>	-	-
<i>Países Ex-URSS</i>	28.9	78.9
<i>Medio Oriente y África del norte</i>	74.6	204.3
<i>Asia Pacífico</i>	14.2	43.9
<i>Europa</i>	8.3	18.5
<i>África sub-sahariana y la Antártida</i>	30.0	6.0
Total mundial	40.5	66.7

Fuente: elaboración propia con base en BP *Statistical Review of World Energy*, junio 2005.

Es interesante anotar que la capacidad de incorporar reservas probadas de crudo de Canadá, Estados Unidos y México son notoriamente diferentes, siendo que en los dos primeros países son casi de 100% y en algunos años superiores.⁵ Lo anterior, permite que las reservas probadas de crudo se mantengan y excepcionalmente crezcan a pesar de la mayor extracción anual. En el cuadro 2, con información homogénea, se observa la divergencia en las tendencias de la información de Estados Unidos y Canadá respecto a la mexicana que es claramente decreciente de 2002 a la fecha. En el caso del gas natural la incorporación de reservas para los tres países es menor a 100%, destacando una clara tendencia decreciente y la severa contracción de las

³ La Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos establece que deben corresponder al 31 de diciembre de cada año.

⁴ Pemex Exploración y Producción, *Las reservas de hidrocarburos en México, Evaluación al 1 de enero del 2004*, México 2004, p. 7.

⁵ Como resultado de los programas de inversión en exploración y el nivel de éxito en los hallazgos de las diferentes empresas petroleras que operan en territorio norteamericano.

reservas de Canadá, ya que a inicios de los años ochenta disponía de más de 30 años de producción y a finales del 2004 es de poco menos de 9 años. Llama la atención que las reservas probadas de gas natural en Estados Unidos tienden a mantenerse constantes desde los años noventa a la fecha, a diferencia de lo que ocurre con su proveedor principal que ahora se ubica a niveles de Estados Unidos.

Cuadro 2
Relación reservas probadas/producción petróleo crudo
y gas natural en Norteamérica 1980-2004

Año	Crudo			Gas natural		
	Estados Unidos	Canadá	México	Estados Unidos	Canadá	México
1980	9.8	13.5	60.7*	10.0	33.3	63.9*
1985	9.4	14.4	52.3*	11.4	33.1	80.3*
1990	10.4	15.6	47.2*	9.2	25.0	75.8*
1999	10.5	19.3	23.2	8.7	9.7	23.1
2000	10.8	18.4	21.4	9.0	9.2	23.3
2001	10.9	18.2	19.6	9.1	9.1	22.6
2002	11.0	16.9	13.1**	9.6	8.9	12.0**
2003	10.9	15.3	11.6	9.6	8.8	11.6
2004	11.1	14.9	10.6	9.7	8.8	11.3

* Corresponde al criterio de reservas anteriormente utilizado.

** Incorpora una reclasificación de las reservas entre probadas, probables y posibles.

Fuente: elaboración propia con base en BP *Statistical Review of World Energy*, junio, 2005.

Lamentablemente no existe información disponible de las reservas probables y posibles para Canadá y Estados Unidos. Estas son parte del subconjunto de las reservas relativas a los hidrocarburos descubiertos con menor probabilidad de extracción pero que son técnica y económicamente aprovechables.⁶ Tampoco disponemos de la información relativa a los recursos contingentes que se asocian a las reservas descubiertas pero que actualmente no son recuperables por razones económicas,

⁶ Las reservas probables se refieren a los recursos que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo y si se emplean métodos probabilísticos existirá al menos una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables. En el caso de las reservas posibles se plantea una probabilidad de al menos 10% (Pemex Exploración y Producción (2004), pp. 9-10.

pero disponemos de estimaciones asociadas a los hidrocarburos no descubiertos que corresponden a recursos prospectivos.⁷ En este último caso la información proviene del Servicio de Geología de Estados Unidos con una última evaluación internacional disponible preparada para el año 2000.

Esta evaluación prospectiva corresponde a una estimación de los recursos que todavía no se descubren pero que han sido inferidos a partir de información geológica, que se estiman potencialmente recuperables y en analogía con áreas descubiertas y hasta en producción. Aquí el mundo ha sido dividido en 1 000 provincias petroleras⁸ basado primordialmente en factores geológicos y se registran los valores esperados medios. Asimismo, estamos presentando la información sobre los niveles de producción internacionales del año 2000 para estimar las relaciones reservas/producción.⁹

Las mayores disponibilidades de reservas no descubiertas de crudo de América del Norte se encuentran en Estados Unidos, Groenlandia y México, mientras que las de Canadá son reducidas respecto a los otros países (véase cuadro 3). Esta situación es más clara cuando se observa que las correspondientes a Canadá sólo alcanzarían para poco más de 3.3 años de producción, mientras que las de México¹⁰ serían para 16.7 años y las de Estados Unidos para 31.4 años de los niveles de producción del año 2000. No podemos afirmar que sea una política explícita de Estados Unidos, pero la evidencia en cuanto a las reservas probadas y a las no descubiertas mostraría que este país primero ha consumido el petróleo crudo de los vecinos, dejando para el final sus propias reservas. De igual forma en el caso del gas natural las mayores reservas se ubican en los países antes mencionados. En términos de producción estas alcanzarían para sólo 3.8 años de producción en Canadá, 28.1 años para Estados Unidos y 37.5 años en el caso de México.¹¹

⁷ Estamos utilizando la nomenclatura de Pemex Exploración y Producción (2004), p. 5.

⁸ No incluyen la evaluación de las zonas de aguas profundas, incluyendo el Golfo de México, pero sí incorporan las zonas costeras (USGS World Petroleum Assessment, 2000).

⁹ Se pudo considerar los niveles de producción del año 2004, pero se optó por mantener el año 2000 por mayor simplicidad y coherencia.

¹⁰ 62% ubicadas en zonas de aguas someras.

¹¹ 58% ubicadas en zonas de aguas someras y 42% en tierra firme.

Cuadro 3
Reservas no descubiertas y relación reservas/producción internacionales 2000
(mmbpce, mmmpc y años)

Regiones y Países	Reservas			Producción		Reservas/producción (años)	
	Petróleo crudo (mmbpce)	Gas natural (mmmpc)	Líquidos del gas natural (mmbpce)	Crudo (mmbpce)	Gas natural (mmmpc)	Crudo***	Gas natural
América del Norte							
Canadá	2 774	24 519	932	1 126	6 424	3.3	3.8
Estados Unidos	83 000	527 000	**	2 643	18 761	31.4	28.1
México	20 569	49 272	2 751	1 396	1 314	16.7	37.5
Groenlandia	47 148	80 709	4 170	-	-	-	-
Subtotal	153 491	681 500	7 853	5 165	26 499	31.2	25.7
<i>Sudamérica y América Central</i>	105 106	487 190	20 196	2 469	4 563	50.8	106.8
<i>Sur de Asia</i>	3 580	119 610	2 604	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>Países Ex-URSS</i>	115 985	1 611 262	54 806	4 167	26 098	41.0	61.7
<i>Medio Oriente y África del Norte</i>	229 882	1 369 933	81 747	10 654	13 943	29.2	98.3
<i>Asia Pacífico</i>	29 780	379 339	15 379	2 894	11 388	15.6	33.3
<i>Europa</i>	22 292	312 365	13 667	2 311	10 987	15.6	28.4
<i>África sub-sahariana y la Antártida*</i>	71 512	235 290	10 776	1 696	1 022	48.5	230.2
Total	731 628	5 196 489	207 028	29 355	94 499	32.0	55.0

n.d.: no disponible.

*No se presenta la producción de la Antártida.

**Incluidos en el petróleo crudo.

***Considera las reservas del petróleo crudo y líquidos del gas natural.

Fuente: elaboración propia con base en Gautier y otros (1996) U.S. Geological *Survey World Petroleum Assessment, 2000* y *Minerals Management Service* (1996). La información de la producción corresponde al año 2004 y proviene de *BP Statistical Review of World Energy*, junio 2005.

En el caso mexicano se dispone de la información detallada relativa a las reservas probadas, probables y posibles. En el caso de las relaciones reservas probadas/producción estas son sólo ligeramente diferentes a las registradas por BP. La suma de todas las reservas probadas de crudo por regiones permitiría 10.9 años de producción actual (2004), mientras que en términos de gas natural seco sería de 10.6

años (véase la tabla 4). La región Marina Noreste que incluye a Cantarell y es responsable de 72.2% de la producción nacional de crudo tendría reservas probadas para 9 años de producción.¹² En el caso del gas natural esta región es responsable de sólo 20.7% de la producción nacional que alcanzarían para 9.2 años de producción. Las regiones Sur y Norte (Burgos especialmente) con 32.7 y 33.4% de la producción nacional tendrían reservas probadas para 14.1 y 8.9 años respectivamente. Las relaciones reservas probadas/producción de crudo para la región Norte son más elevadas debido a que los niveles de producción actuales son muy reducidos.

Cuadro 4
Reservas remanentes de crudo, gas natural seco y relación
reservas/producción para Pemex a finales del 2004 (mmb y mmmpc)

Región	Reservas remanentes de crudo y condensados* mmb	Reservas remanentes de gas natural seco** mmmpc	Relación reservas/producción (años)	
			Crudo	Gas natural seco
Total	34 147 500	58 003 400	27.7	34.8
Marina Noreste	13 621 500	4 467 200	15.3	12.9
Marina Suroeste	3 189 800	5 430 900	22.5	24.7
Sur	4 143 300	10 188 700	24.0	18.7
Norte	13 192 800	37 916 700	446.2	68.0
Probadas	13 400 900	17 654 600	10.9	10.6
Marina Noreste	7 982 800	3 169 400	9.0	9.2
Marina Suroeste	1 298 500	1 794 000	9.2	8.2
Sur	3 046 500	7 706 900	17.6	14.1
Norte	1 073 100	4 984 300	36.3	8.9
Probables	11 790 100	19 010 800	9.5	11.4
Marina Noreste	4 088 700	905 600	4.6	2.6
Marina Suroeste	844 100	1 505 600	6.0	6.8
Sur	616 600	1 512 500	3.6	2.8
Norte	6 240 700	15 087 100	211.1	27.1
Posibles	8 956 600	21 338 000	7.3	12.8
Marina Noreste	1 550 200	392 300	1.7	1.1
Marina Suroeste	1 047 200	2 131 300	7.4	9.7
Sur	480 200	969 200	2.8	1.8
Norte	5 879 000	17 845 200	198.8	32.0

* Corresponde a las reservas de crudo y condensados, excluyendo a los líquidos de plantas.

**Comprende las reservas de gas seco de los pozos de gas no asociado y el gas seco localizado en los yacimientos de crudo.

Fuente: elaboración propia con base en Pemex, *Informe Estadístico de Labores 2004*.

¹² En este artículo no se discute la problemática específica de la extracción-producción de este yacimiento.

Escenarios de reservas, balance macroeconómico y políticas complementarias

La magnitud de los problemas asociados a la disponibilidad de las reservas de hidrocarburos se evidencia cuando desarrollamos diversos escenarios para la relación reservas probadas/producción del crudo y gas natural en el período 2005-2020. En el caso de ambos recursos planteamos por simplicidad tres escenarios de extracción-producción: tendencial 2000-2004 con una tasa de crecimiento de 2.5% anual, producción constante y reducción de la producción a una tasa de 2.5% anual. Asimismo, consideramos diferentes alternativas en cuanto a la capacidad de reposición de las reservas probadas que dependen tanto de los niveles y calidad de la inversión en exploración, como de la suerte. Al respecto, se proponen niveles de 0, 25 y 50 por ciento.

En el caso del crudo es obvio que la política de mantener la actual tendencia creciente en cuanto a los niveles de producción y de 0% en la reposición de las reservas probadas nos conduciría a una situación de total agotamiento del recurso hacia el año 2014 (véase el cuadro 5), mientras que si tenemos un nivel de reposición de 25% este se produciría en 2017. Sólo si el nivel de reposición de las reservas es de 50% garantizaríamos la disponibilidad del recurso hasta el 2020. Sin embargo, en todos los casos la situación se tornaría dramática, ya que las reservas de crudo apenas alcanzarían para cubrir las necesidades de la demanda interna y externa para poco más de dos sexenios de gobierno.

La anterior realidad nos impulsaría a examinar los otros dos escenarios. En el caso de la extracción-producción de crudo constante con 0% de reposición de reservas probadas se dispondría del recurso hasta el 2015, mientras que alcanzaría hasta poco más del 2026 con 50% de reposición en las reservas probadas. La alternativa de reducción en la extracción-producción a 2.5% anual con una reposición de reservas a 25% nos permitiría alcanzar el 2023, mientras que la de 50% de reposición de las reservas probadas lo haría más allá del año 2035.

Cuadro 5
Escenarios de la relación reservas probadas/producción
de crudo mexicano 2005-2020 (años)

Año	Tendencial 2000-2004 2.5% anual			Producción constante		Reducción de producción -2.5% anual		
	0%	25%	50%	0%	50%	0%	25%	50%
	reposición reservas	reposición reservas	reposición reservas	reposición reservas	reposición reservas	reposición reservas	reposición reservas	reposición reservas
2004	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9
2005	9.6	9.8	10.1	9.9	10.4	10.1	10.4	10.6
2006	8.4	8.8	9.3	8.9	9.9	9.4	9.9	10.4
2007	7.2	7.9	8.6	7.9	9.4	8.6	9.4	10.2
2008	6.0	6.9	7.9	6.9	8.9	7.9	8.9	9.9
2009	4.8	6.0	7.2	5.9	8.4	7.1	8.4	9.7
2010	3.7	5.1	6.5	4.9	7.9	6.2	7.8	9.4
2011	2.6	4.2	5.9	3.9	7.4	5.4	7.3	9.2
2012	1.6	3.4	5.2	2.9	6.9	4.5	6.7	8.9
2013	0.5	2.6	4.6	1.9	6.4	3.6	6.1	8.6
2014	0.0	1.7	4.0	0.9	5.9	2.7	5.6	8.4
2015	0.0	1.0	3.4	0.0	5.4	1.8	4.9	8.1
2016	0.0	0.2	2.8	0.0	4.9	0.9	4.3	7.8
2017	0.0	0.0	2.2	0.0	4.4	0.0	3.7	7.5
2018	0.0	0.0	1.7	0.0	3.9	0.0	3.0	7.2
2019	0.0	0.0	1.1	0.0	3.4	0.0	2.4	6.9
2020	0.0	0.0	0.6	0.0	2.9	0.0	1.7	6.5

Nota: en este ejercicio las relaciones se calculan con los valores de las reservas y la producción del mismo año.

Fuente: elaboración propia con base en Pemex, *Informe de Labores 2004*.

El panorama en cuanto a la relación reservas probadas/producción del gas natural es similar a la del crudo (véase el cuadro 6). Tanto los escenarios de producción tendencial como de producción constante con 0 y 25% de reposición en las reservas probadas nos conducirían al agotamiento del recurso no más allá del año 2020. Sólo en los casos en que los niveles de reposición de las reservas son de 50% y se tiene un escenario de reducción en la producción se alcanzan niveles de reservas/producción aceptables para el largo plazo. Sin embargo, debemos señalar que en el caso del gas natural no se tienen márgenes para reducir los niveles de producción, ya que los niveles de demanda interna son superiores a la producción doméstica.

Cuadro 6
Escenarios de la relación reservas probadas/producción
de gas natural mexicano 2005-2020 (años)

Año	Tendencial 2000-2004 2.5% anual			Producción constante		Reducción de producción -2.5% anual		
	0% reposición reservas	25% reposición reservas	50% reposición reservas	0% reposición reservas	50% reposición reservas	0% reposición reservas	25% reposición reservas	50% reposición reservas
2004	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6
2005	9.3	9.6	9.8	9.6	10.1	9.8	10.1	10.3
2006	8.1	8.6	9.1	8.6	9.6	9.1	9.6	10.1
2007	6.9	7.6	8.4	7.6	9.1	8.3	9.1	9.9
2008	5.7	6.7	7.7	6.6	8.6	7.5	8.6	9.6
2009	4.6	5.8	7.0	5.6	8.1	6.7	8.1	9.4
2010	3.5	4.9	6.3	4.6	7.6	5.9	7.5	9.1
2011	2.4	4.0	5.6	3.6	7.1	5.1	7.0	8.8
2012	1.3	3.2	5.0	2.6	6.6	4.2	6.4	8.6
2013	0.3	2.3	4.4	1.6	6.1	3.3	5.8	8.3
2014	0.0	1.5	3.8	0.6	5.6	2.4	5.2	8.0
2015	0.0	0.7	3.2	0.0	5.1	1.4	4.6	7.7
2016	0.0	0.0	2.6	0.0	4.6	0.5	3.9	7.4
2017	0.0	0.0	2.0	0.0	4.1	0.0	3.3	7.1
2018	0.0	0.0	1.5	0.0	3.6	0.0	2.6	6.8
2019	0.0	0.0	1.0	0.0	3.1	0.0	2.0	6.5
2020	0.0	0.0	0.4	0.0	2.6	0.0	1.3	6.1

Nota: en este ejercicio las relaciones se calculan con los valores de las reservas y la producción del mismo año.

Fuente: elaboración propia con base en Pemex, *Informe de Labores 2004*.

La incorporación de la problemática de la seguridad energética en la política sectorial nacional puede implicar, de acuerdo a la evidencias de los otros países de América del Norte, procurar incrementar la producción doméstica, insistir en el ahorro y uso eficiente de la energía, promover activamente las energías renovables y otras alternas, procurar garantizar la disponibilidad de los recursos energéticos en los cuales somos deficitarios y dependientes de otros países a precios “razonables y estables” en el mediano y largo plazos. También podría implicar, como país superavitario en crudo, acotar o reducir los niveles de extracción-exportación de crudo con el objetivo garantizar mayores niveles de reservas/producción que permitan satisfacer la demanda interna y de esta forma minimizar los riesgos para el país en el largo plazo.

Esta última política es la más obvia en tanto no se dispongan de los recursos financieros y las capacidades para reponer exitosamente las reservas extraídas. El no reducir la plataforma de exportación de crudo conllevaría no sólo asociarse al futuro de los otros países de América del Norte, sino que podría implicar precios de los hidrocarburos muy elevados respecto de los ingresos de la población y de las capacidades de nuestro aparato productivo. Asimismo, hay que recordar que no se disponen de las capacidades tecnológicas y financieras de esos países tanto en términos del ahorro y uso eficiente de la energía como de generación de energía por medios alternativos a los hidrocarburos.¹³

No vamos a discutir detalladamente la problemática que la reducción en la producción de crudo implicaría sobre la producción de gas asociado. Es obvio que la primera debería concentrarse en los campos con menores contenidos de gas natural, reorientarse a los campos de gas no asociado y se requeriría de una enérgica política para reducir la demanda y por tanto las importaciones de gas natural principalmente por parte del sector eléctrico, para sustituirlas por crudo y petrolíferos (incluidos los residuos de refinerías), pero cuyo análisis rebasa este documento exploratorio. Por otra parte, sería irresponsable omitir que esta política de seguridad energética a través de la reducción de la plataforma de producción-exportación de crudo podría implicar, al momento de su implantación, un conjunto de efectos macroeconómicos en el corto plazo principalmente negativos que sería imprescindible mitigar y enfrentar.

Los efectos macroeconómicos tradicionales de una reducción en la exportación de crudo se anotan en el cuadro 7. Conceptualmente se reducirían las exportaciones petroleras y totales, con efectos negativos sobre el saldo de la balanza de pagos, *ceteris paribus* el resto de variables que intervienen en el mercado de divisas. Este resultado podría generar una ligera depreciación de la moneda nacional con impacto directo sobre los precios. En el campo de las finanzas públicas las menores exportaciones implicarían menores ingresos para el sector público y, por tanto, menores posibilidades de financiamiento del gasto público corriente y de capital.

Si no se ajustaran los niveles de gasto a los ingresos el déficit público sería mayor, con los efectos consiguientes, dependiendo de la modalidad de financiamiento. En el campo de la demanda-producción las menores exportaciones y gasto público implicarían un menor nivel de actividad sectorial y general, con efectos contractivos en el producto interno bruto. Es interesante anotar un efecto positivo relativo a que el menor nivel de actividad petrolera probablemente implicaría menores niveles de endeudamiento sectoriales y nacionales.

¹³ Nos referimos especialmente a las fuentes renovables, desarrollo del hidrógeno, otras alternas y la generación nuclear para ambos países y de la hidroenergía en el caso específico de Canadá.

Cuadro 7
Efectos macroeconómicos tradicionales de la reducción
de la extracción-exportación de hidrocarburos

Sector	Impacto específico
Sector externo	Reducción de las exportaciones petroleras y totales Reducción del saldo de la balanza de pagos Ligera depreciación de la moneda nacional
Finanzas públicas	Reducción de los ingresos públicos Reducción de las posibilidades de financiamiento del gasto público (corriente y de capital) Mayor déficit público
Precios	Incremento como resultado de la depreciación de la moneda nacional
Empleo e ingresos	Reducción de los niveles de empleo sectorial Reducción de ingresos por menores ingresos salariales y utilidades
Demanda-producción	Reducción del componente autónomo de la demanda (gasto público) Reducción de los niveles de demanda por mayores precios Reducción del nivel de producción doméstica
Sector financiero	Menor acumulación de reservas internacionales
Endeudamiento	Menores requerimientos por menor nivel de actividad económica sectorial

Fuente: elaboración propia.

Con base en un modelo simple de dos ecuaciones simultáneas no lineales de naturaleza postkeynesiana, expresamente diseñado para la economía mexicana y que se muestra como anexo en este documento, estamos evaluando los efectos sobre el nivel de actividad económica real (PIB mexicano) y el gasto público real (corrientes y de capital) de diversos escenarios de reducción en las exportaciones de crudo. El PIB se determina por los diferentes componentes de la demanda agregada destacando las exportaciones petroleras y no petroleras. En el caso del nivel del gasto público (corriente y de capital) este se encuentra explicado por los ingresos asociados al producto nominal, los derechos-aprovechamientos e impuestos vinculados a los hidrocarburos y un nivel máximo de desequilibrio en las finanzas públicas.¹⁴

Cuando se trabaja con modelos numéricos los resultados pueden divergir de nuestros planteamientos teóricos iniciales. En el cuadro 8 se muestran los efectos

¹⁴ En todos los casos se supone un déficit fiscal equivalente a 1% del producto interno bruto nominal.

sobre el PIB y el gasto público real de diversos escenarios de reducción en las exportaciones petroleras de 5, 10, 15, 20 y 25%. Asimismo, se suponen dos casos con relación al tipo de cambio: que se mantiene fijo y que éste se deprecia en 5% como resultado de las menores entradas de divisas. Los resultados que se obtienen son particularmente interesantes ya que cuando el tipo de cambio es fijo cualquier escenario de reducción de las exportaciones petroleras es altamente costoso en términos de una disminución del PIB y del nivel de gasto público real perfectamente financiado. Sin embargo, cuando se deprecia el tipo de cambio en 5%, los niveles de reducción de las exportaciones petroleras entre 10 y 15% implicarían un PIB real inalterado respecto al escenario inicial y sólo una ligera reducción del gasto público real.

Cuadro 8

Escenarios de reducción de las exportaciones petroleras sobre el producto y gasto público 2004 (Var %)

Con tipo de cambio fijo promedio (e=11.286 pesos por dólar americano)					
Reducción de las exportaciones petroleras	5%	10%	15%	20%	25%
Producto interno bruto real	-1.36	-2.72	-4.09	-5.71	-6.81
Gasto público real	-2.79	-5.58	-8.37	-11.16	-13.88
Depreciación cambiaria de 5% (e=11.8503 pesos por dólar americano).					
Reducción de las exportaciones petroleras	5%	10%	15%	20%	25%
Producto interno bruto real	1.83	0.43	-0.97	-2.38	-3.78
Gasto público real	2.07	-0.80	-3.75	-6.70	-9.57

Fuente: elaboración propia con base en Presidencia de la República, *Quinto Informe de Gobierno y Alarco (2005)*.

Tenemos a la vista una paradoja donde la reducción de la plataforma de exportación petrolera, incorporando el objetivo de seguridad energética, no implica en determinado rango, efectos macroeconómicos negativos sobre el producto interno bruto real y mínimos en el caso del nivel de gasto público real. Este resultado se produce debido a que la depreciación de la moneda nacional genera que los ingresos en moneda nacional asociados a las otras exportaciones no petroleras crecen, hay una mayor demanda nominal que sólo es ligeramente contrarrestada por el incremento de los precios internos como resultado del ajuste cambiario. Lo anterior motiva que la producción real sea mayor que en el escenario base.

Si la depreciación cambiaria es menor los efectos positivos en las exportaciones no petroleras se minimizan primando los negativos. En caso contrario, si la depreciación cambiaria es mayor los efectos positivos de las exportaciones no petroleras son superiores a los negativos motivados por la reducción de las exportaciones petroleras. Es interesante anotar que si la depreciación cambiaria es de 5% las exportaciones petroleras podrían reducirse, sin efectos negativos en el PIB, entre 11 y 12%, mientras que si la depreciación es de 10% las exportaciones petroleras podrían contraerse entre 21 y 22 por ciento.

Sin embargo, debemos señalar que depreciaciones más pronunciadas en el tipo de cambio pueden tener mayores efectos directos sobre los precios como resultado de una relación no lineal entre ambas variables que neutralice los efectos positivos de los mayores ingresos nominales de las exportaciones no petroleras. No obstante, este modelo no contempla el efecto de aliento a las exportaciones no petroleras como resultado de que la depreciación cambiaria reduzca el valor en moneda extranjera del componente nacional de las exportaciones no petroleras. También se omiten otros factores como el efecto de que una economía más competitiva puede reducir la traslación de los movimientos en el tipo de cambio hacia los precios internos.

Aún en el caso de que la reducción de la plataforma de exportación petrolera provocara resultados negativos en el PIB y en el nivel de gasto público real, existen todo un conjunto de políticas que podrían diseñarse e implantarse para neutralizar esos fenómenos negativos. El abanico de posibilidades es numeroso y puede ir desde incrementar la presión tributaria de la economía a través del incremento de los impuestos directos,¹⁵ la reducción de los precios de los energéticos, la disminución en la propensión a importar de la economía que amplía el multiplicador del gasto-la demanda y producción nacional, la ampliación del nivel de déficit público, una mayor articulación de las exportaciones no petroleras con la economía norteamericana, los incrementos de la productividad de la mano de obra, entre otras.

No vamos a simular todas las variables, instrumentos de política y parámetros mencionados anteriormente. En el cuadro 9 se muestra el escenario de una reducción de las exportaciones petroleras de 25% acompañada de una depreciación cambiaria de 5% y a la cual se agregan cuatro políticas independientes entre sí. Solamente cuando se reducen los precios de los energéticos en 5% la caída del producto es menor.¹⁶ Obviamente cuando se incrementa la presión tributaria o se reduce el margen de ganancia las caídas en el PIB son menores. Si se procede a cerrar ligeramente la

¹⁵ Pueden ser impuestos a la renta, al patrimonio, a las herencias, prediales no asociados al producto, entre otros, ya que el aumento de los impuestos indirectos tiene un efecto directo sobre los precios internos que impactan negativamente sobre el nivel de la demanda agregada y la producción real.

¹⁶ En los dos primeros casos la caída en el gasto público real es similar a la del escenario base, ya que la menor contracción en el producto real se acompaña con una reducción proporcional en los precios internos. Sin embargo, debemos comentar que la problemática de los precios internos de los hidrocarburos merece un estudio particular pormenorizado.

economía, a través de frenar el crecimiento de las importaciones sustitutas de bienes de consumo, reduciendo la propensión a importar en 5% el PIB crecería y la caída del gasto público real sería menor con relación a los casos anteriores.

Es interesante anotar que la combinación en la aplicación de algunas de las cuatro políticas mencionadas anteriormente podría generar, a pesar de la importante reducción en las exportaciones petroleras, que tanto el PIB como el gasto público real no se reduzcan. La política de disminuir las exportaciones petroleras no tiene los efectos negativos inmediatos que suele atribuirsele y las posibilidades para enfrentar dichos problemas, cuando surgen, son una realidad evidente.

Cuadro 9

Algunas políticas complementarias para incrementar el producto y gasto público real 2004. Escenario disminución de exportaciones petroleras de 25% y depreciación cambiaria de 5% (Var %)

Políticas	Escenario base	Reducción precios energéticos 5%	Reducción margen de ganancia 5%	Incremento presión tributaria de un punto porcentual	Reducción propensión a importar 5%
Producto interno bruto real	-3.78	-3.08	-1.38	-1.07	0.60
Gasto público real	-9.57	-9.57	-9.57	-1.83	-6.86

Fuente: elaboración propia con base en Presidencia de la República, *Quinto Informe de Gobierno y Alarco (2005)*.

Algunas reflexiones finales

A inicios de los años ochenta discutíamos sobre que hacer con la riqueza petrolera y en especial con sus excedentes, ahora 25 años después parecería que tenemos que empezar a preocuparnos sobre como administrar la escasez de estos recursos como resultado de los aspectos financieros y técnicos de la actividad. La evidencia pública disponible en cuanto a las reservas probadas es clara: estas son cercanas a las de Estados Unidos y Canadá, son cada vez menores, no se incorporan nuevas reservas probadas al ritmo de las extraídas por las razones financieras y técnicas que se aduzcan y el futuro lamentablemente no se vislumbra muy diferente.

Estas evidencias, en contra de la incertidumbre que tradicionalmente rodea al tema de las reservas de hidrocarburos, parece obligarnos a retomar el concepto de la seguridad energética como un cuestión importante dentro de la política energética nacional. En la actualidad esta problemática es marginal a nuestra política sectorial, a diferencia de lo que ocurre en Estados Unidos donde es su columna vertebral y de importancia mayor en el caso de Canadá.

Se plantean ideas generales, no recomendaciones precisas, ya que el tema es extremadamente delicado y complejo con aristas de implicaciones internacionales. Obviamente la mejor salida sería la de disponer de los recursos financieros, la tecnología y la buena suerte que nos eviten los problemas futuros en cuanto a la extracción de crudo y niveles “razonables” de reservas probadas/ producción. Sin embargo, no vamos en esa dirección. Ante dichas circunstancias queda claro que no tenemos por que asociarnos al futuro de energético del resto de los países de América del Norte. Nuestra disponibilidad de recursos, capacidades científicas y tecnológicas van rezagadas con relación a las de los otros países. La reorientación de la política a favor de la satisfacción de los intereses de nuestros ciudadanos y empresas nacionales son de igual importancia que las asignadas por Canadá y Estados Unidos a las suyas.

De acuerdo a los resultados que se presentan en este estudio, los principales objetivos macroeconómicos y la incorporación de la seguridad energética a través de la reducción de la plataforma de exportación de crudo, mientras no se incrementen los recursos financieros para exploración y producción de hidrocarburos, no se oponen entre sí. Es posible la reducción de las exportaciones de crudo, en un rango determinado, sin afectar negativamente el nivel de actividad económica y de gasto público real. Cuando los niveles de reducción en las exportaciones petroleras son mayores, se producen efectos negativos en las principales variables macroeconómicas que pueden ser minimizados con el diseño e implantación de otras políticas complementarias.

No se propone aquí un volumen exacto en la reducción de la producción y exportación de crudo. No analizamos detalladamente que hacer con el gas natural, incrementando obviamente la extracción del no asociado y reduciendo la producción de crudo en los campos que tengan menos gas asociado. Es evidente que debemos reducir la demanda de gas natural para evitar el incremento brusco de sus importaciones. La generación de energía eléctrica debe reorientarse hacia la utilización del crudo y los productos petrolíferos, incluidos los residuos de refinerías; más de energía nuclear y de hidroenergía, incorporando intensamente las otras energías renovables y alternas a partir del uso de los residuos industriales y domésticos.

La administración de los hidrocarburos requiere de una perspectiva de mediano y largo plazos, siendo necesario abandonar la perspectiva cortoplacista y rentista. Quizá somos demasiado determinantes en nuestros planteamientos, pero la realidad nos obliga a considerar otros escenarios. Debemos romper la lógica y discusión actual, reorientándola hacia lo relevante y lo factible. Hay que pensar en lo ideal pero también actuar de acuerdo a las circunstancias, sean estas positivas o negativas.

No existe una fórmula general para diseñar y formular la política energética de un país determinado. Esta debe priorizar la satisfacción de los intereses nacionales y en segundo lugar los internacionales, en tanto no se opongan a los primeros en una perspectiva de largo alcance. Los datos para la formulación de esta política corresponden a las reservas probadas actuales, la capacidad de gestión, la disponibilidad

de recursos financieros y tecnológicos de hoy y mañana, entre muchos otros elementos. La solución a los retos energéticos es casuística y depende de las circunstancias, tal como lo hacen nuestros socios de América del Norte ■

Bibliografía

- Agencia Internacional de Energía, "Mexico Energy Outlook", *World energy outlook, 2002*, OCDE/AIE 2002, 72 pp.
- Alarco, G., "Relaciones intersectoriales y la macroeconomía de los hidrocarburos en México", Artículo bajo dictamen en *El Trimestre Económico*, FCE, México, D.F., 30/9/2005, 32 pp.
- Alarco, G., *Reservas de hidrocarburos, seguridad energética y macroeconomía: un balance complejo*, Documento de investigación (borrador para discusión), Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico, Sener, México D.F., febrero del 2006, 28 pp.
- British Petroleum (BP), *Statistical review of world energy 2005*, London-GB, June 14th 2005, 44 pp.
- Comisión Económica para América Latina (Cepal-ONU), *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe, Guía para la formulación de políticas energéticas*, CEPAL-ONU-OLADE-GTZ, Santiago de Chile, 2003, 230 pp.
- Department of Energy (DOE), *Strategic Plan*, EUA, September 30-2003, 23 pp.
- National Energy Policy Development Group, *National Energy Policy*, Washington-USA, May, 2001, 170 pp.
- Natural Resources Canada, *Energy in Canada 2000*, Ottawa-Canada, 2000, 170 pp.
- Pemex Exploración y Producción, *Las reservas de hidrocarburos en México, Evaluación al 1 de enero del 2004*, México, 2004, 140 pp.
- Petróleos Mexicanos, *Informe Estadístico de Labores 2004*, México, marzo del 2005, 112 pp.
- Secretaría de Energía, *Programa sectorial de energía 2001-2006, Un país con energía es un país con futuro*, México, D.F., 2001, 157 pp.
- Secretaría de Energía, *Balance nacional de energía 2003*, México, octubre del 2004, 215 pp.
- Secretaría de Energía, *Prospección del mercado de gas natural 2004-2013*, México, noviembre del 2004, 140 pp.
- Taylor, L., *Modelos macroeconómicos para los países en desarrollo*, Fondo de Cultura Económica, S.A. de C.V., México, 1986, 358 pp.
- Taylor, L., *Macroeconomía estructuralista, modelos aplicables en el tercer mundo*, Editorial Trillas, S.A. de C.V., México 1989, 241 pp.
- U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team-U.S. Department of the Interior, *USGS World Petroleum assessment 2000, Description and results*.

Anexo

Estructura, variables y parámetros del modelo utilizado

El modelo de simulación se inscribe en la corriente postkeynesiana donde el nivel de actividad económica es determinado por la demanda y los precios son fijos explicados por los principales componentes de los costos y el margen de ganancia.

El producto real (Y) por los precios (P) es igual a la demanda desagregada en el gasto privado nominal¹⁷ (C), el consumo y la formación bruta de capital del sector público (G), las exportaciones petroleras (O), las otras exportaciones de bienes y servicios (N) y las importaciones de bienes y servicios (I). En el caso de las operaciones con el exterior estas se denominan en moneda extranjera multiplicadas por el tipo de cambio promedio (e).

$$YP = C + G + e(O + N - I) \quad (1)$$

Las siguientes ecuaciones explican el gasto privado como una función del PIB nominal (YP), las otras exportaciones de bienes y servicios como una función del PIB norteamericano (Y^*) y las importaciones de bienes y servicios dependientes del nivel de actividad económica.

$$C = \alpha YP \quad (2)$$

$$N = \beta Y^* \quad (3)$$

$$eI = \gamma YP \quad (4)$$

Las ecuaciones (2), (3) y (4) se reemplazan en (1), donde el producto real depende en forma directa del gasto público, el tipo de cambio, las exportaciones petroleras y el PIB norteamericano. Asimismo, en forma inversa del multiplicador del gasto ($\frac{1}{1-\alpha+\gamma}$) y del nivel de precios de la economía.

$$Y = \frac{G + e(O + \beta Y^*)}{(1-\alpha + \gamma)P} \quad (5)$$

El nivel del gasto público real está determinado por el nivel de impuestos directos e indirectos recaudados a partir del producto nominal (δYP), los derechos - aprovechamientos e impuestos asociados a la actividad petrolera (D) y el nivel máximo de déficit público definido por las autoridades correspondientes asociado al producto nominal (τYP). Para simplificar estamos suponiendo que los ingresos fiscales de origen petrolero se asocian exclusivamente al desempeño de las exportaciones petroleras.¹⁸

¹⁷ Incluye el consumo privado, la formación bruta de capital del sector privado y por razones de simplificación la variación de existencias.

¹⁸ En realidad también dependen de los precios domésticos y de la política impositiva con relación al IEPs y otros derechos, aprovechamientos e impuestos.

$$G = \delta YP + D + \tau YP \quad (6)$$

$$D = \varepsilon eO \quad (7)$$

Reemplazando la ecuación (7) en (6) y reagrupando sus componentes se obtiene la ecuación del nivel del gasto público real.

$$G = (\delta + \tau)YP + \varepsilon eO \quad (8)$$

Los precios se determinan por el margen de ganancia (Z), el tipo de cambio (e), los precios de los energéticos especialmente de los hidrocarburos (E) y los salarios nominales (W).

$$P = (1 + Z)[\zeta e + \eta E + \theta W] \quad (9)$$

Reemplazando la ecuación (9) en (5) y en (8) se presentan las dos ecuaciones simultáneas no lineales del modelo que permiten determinar el producto y el gasto público real, donde son variables exógenas y de política las exportaciones petroleras, el PIB Estados Unidos, el tipo de cambio, el margen de ganancia, los precios de los energéticos y los salarios nominales.

$$Y = \frac{G + e(O + \beta Y)}{(1 - \alpha + \gamma)(1 + Z)(\zeta e + \eta E + \theta W)} \quad (10)$$

$$G = (\delta + \tau)Y(1 + Z)(\zeta e + \eta E + \theta W) + \varepsilon eO \quad (11)$$

El modelo se estima con información para el año 2004. Esta proviene del *Informe de Gobierno, Anexo estadístico* de la Presidencia de la República, que coincide con la proporcionada por el INEGI. En el caso de los coeficientes para la ecuación de los precios corresponden al año 2003 y fue obtenida con base a Alarco (2005), eliminando las compras intermedias de bienes nacionales.

El escenario base y los de simulación se estiman con el programa Math Cad 2001. Los valores de las variables endógenas, exógenas, instrumento de política y parámetros del año base se presentan en el cuadro adjunto. Las principales limitaciones del modelo se refieren a la ausencia de un bloque de generación de ingresos, falta el detalle pormenorizado de las variables de las finanzas públicas, omite al sector financiero, entre otras.

Variables y parámetros del modelo

Variables endógenas	Variables exógenas	Variables instrumento	Parámetros
$Y = 7\,634\,926.1$ millones de pesos $G = 1\,254\,226.0$ millones de pesos	$e = 11.286$ pesos por dólar americano $O = 23\,666.66$ millones de dólares americanos $Y^* = 11\,734\,300$ millones de dólares americanos	$E = 1$ $W = 1$	$\alpha = 0.8545$ $\beta = 0.0153$ $\gamma = 0.3194$ $\delta = 0.0899$ $\tau = 0.01$ $\varepsilon = 1.8386$ $z = 0.9497$ $\zeta = \frac{0.1743}{11.286} = 0.015$ $\eta = 0.0765$ $\theta = 0.2621$

Fuente: elaboración propia con base en Presidencia de la República, *Quinto Informe de Gobierno y Alarco* (2005).