

PETRÓLEO GLOBAL Y ESTADO NACIONAL

Bernard Mommer

Abril de 2003

RESEÑAS

‘Este libro me parece superior a las historias convencionales de la industria petrolera escritas, por ejemplo, por Daniel Yergin o Anthony Sampson. El autor no solamente amontona hechos sobre hechos, sino que también los ubica dentro de un sistema conceptual, explicando y sosteniendo diferentes posiciones y políticas. (...) Éste es un estudio significativo del régimen petrolero internacional, y debería ser lectura obligada para cualquier estudiante de la industria petrolera mundial.’

Profesor Thomas Wälde
Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy
Internet Journal, Vol. 12, julio–octubre de 2002.

‘Este libro presenta una discusión estimulante y no-convencional, desde una perspectiva teórica original de un tema actual y candente de la economía internacional. Es de particular interés para los economistas dedicados al tema de la energía, del desarrollo y de las relaciones internacionales. La larga experiencia del autor en el petróleo, tanto en Venezuela como en el ámbito internacional, le confiere autoridad a sus puntos de vista, los cuales serán ciertamente controversiales pero no fáciles de desechar.’

Bob Sutcliffe
The Journal of Energy Literature, Vol. VIII, No. 1, junio de 2002.

‘Por muchos años, la OPEP ha logrado vender el barril de petróleo en veinte dólares cuando su costo de extracción es sólo de dos dólares. Pero esta prima del precio de la OPEP se encuentra bajo la amenaza de los gobiernos occidentales y de las compañías internacionales que buscan socavar el sistema de regalías que constituye la columna vertebral de los ingresos fiscales de los países de la OPEP, según se advierte en este libro de Bernard Mommer.’

Tom Ashby
Reuters, 2 de junio de 2002.

‘La apertura acelerada a la inversión extranjera en el petróleo, en los países donde los derechos soberanos se venían protegiendo por medio de una combinación hegemónica de gobiernos y compañías nacionales, está socavando la concepción de la soberanía sobre los recursos naturales arraigada en la OPEP. Mommer, en su libro reseña la caída del modelo petrolero propietal (que apunta a maximizar los beneficios económicos para los soberanos dueños de las reservas de hidrocarburos) a favor de un modelo no-propietal, en el cual predominan los intereses de los consumidores.’

Middle East Economic Survey
Vol. XLV, No. 27, 8 de julio de 2002.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS A LA EDICIÓN EN INGLÉS	xi
AGRADECIMIENTOS A LA EDICIÓN EN ESPAÑOL	xii
PRÓLOGO	xi
INTRODUCCIÓN	1
Una visión general	6
1 EL RÉGIMEN PRIVADO DE LOS RECURSOS MINERALES: FUNDAMIENTOS TEÓRICOS	9
1.1 Propiedad mineral: ¿privada o pública?	9
1.2 La propiedad privada	11
Renta de la tierra consuetudinaria	13
Rentas diferenciales o ricardianas	16
Reversión y renovación de los contratos de arrendamiento	17
Conservación	19
1.3 La ciencia económica y la propiedad de los recursos naturales	21
Teoría ricardiana de la renta y propiedad territorial privada	21
Teoría marxista de la renta	28
Regímenes, factores de producción y recursos naturales	30
2 ESTUDIOS SOBRE CASOS DE REGÍMENES PRIVADOS	32
2.1 El carbón británico	32
Los primeros contratos de arrendamiento	32
Génesis moderna de la regalía	33
Evolución de las tasas de regalías	35
Regalía consuetudinaria	36
Período de tenencia y renovación	40
Nacionalización del recurso natural	43
Nacionalización de las compañías mineras	48
Terratenientes, arrendatarios y el Estado	49
2.2 El petróleo en los Estados Unidos de América (1860–1970)	50
Los primeros arrendamientos petroleros	51
La renta de la tierra	53
Período de tenencia	55
Prorrateo y conservación	56
Tierras públicas	60
Partida de agotamiento (depletion allowance)	64
Caída del petróleo estadounidense y la ‘Revolución de la OPEP’	66

2.3	El petróleo mexicano (1880–1970)	68
	La propiedad mineral privada	68
	La propiedad pública mineral	73
	La nacionalización de la industria petrolera	82
	Algo para celebrar	87
2.4	Conclusiones	88
3	EL RÉGIMEN PÚBLICO DE RECURSOS MINERALES: FUNDAMENTOS TEÓRICOS	91
3.1	Regímenes petroleros propietarios vs. no-propietarios	91
3.2	Régimen no-propietario	93
	Impuestos a la ganancia excesiva	93
	El otorgamiento de concesiones	97
3.3	Régimen propietario	98
3.4	La soberanía	101
3.5	Teoría ricardiana de la renta y regímenes fiscales	105
	Fiesta de disfraces	106
3.6	La política y la propiedad de los recursos naturales	109
4	EL SISTEMA INTERNACIONAL DE CONCESIONES PETROLERAS	111
4.1	Venezuela	111
	Propiedad mineral nacional	113
	El Estado, los traficantes de concesiones y los terratenientes	113
	La reforma petrolera de 1943	116
	Traficantes de concesiones y terratenientes	118
	En la búsqueda de la estabilidad	118
	Conclusiones	121
4.2	El Medio Oriente	122
	La concesión de la TPC en Irak	123
	Persia	126
	Otras concesiones tempranas	127
	Conclusiones	128
4.3	El reparto de la ganancia 50:50	129
	Arabia Saudita	130
	Irán	131
	Conclusiones	133
4.4	El fracaso del compromiso	135
5	LOS TERRATENIENTES SOBERANOS	138
5.1	Los precios del petróleo y el control de la producción	138
5.2	Regímenes fiscales y precios del petróleo	144
	Los precios de realización, los precios cotizados y los precios de referencia fiscal	144

La regalía	145
Las negociaciones	147
Los terratenientes soberanos	150
5.3 Declaración de los Países Miembros sobre Política Petrolera	150
Renuncia de áreas ociosas	151
Precios de referencia fiscal	152
Participación accionaria	152
Soberanía	154
El cambiante poder de negociación	155
5.4 La revolución de la OPEP	155
Primera Ronda (1970–1)	157
Participación accionaria en las antiguas concesiones (1972–3)	160
Segunda ronda (1973)	162
Los ingresos fiscales y la nacionalización	163
5.5 Conclusiones	165
6 EL NUEVO ROL DE LOS PAÍSES CONSUMIDORES	174
6.1 La Agencia Internacional de Energía	174
Las compañías petroleras nacionales en los países consumidores	176
Una agenda global	178
6.2 Tratados de inversión y recursos naturales	179
La definición de ‘inversión’	180
Requisitos de desempeño de la inversión relacionados con el comercio	180
La solución de controversias	181
Impuestos	182
‘Soberanía sobre los recursos energéticos’	183
Presente y futuro del nuevo régimen	185
6.3 Con la mira en las compañías petroleras nacionales de los países exportadores	188
7 PAÍSES CONSUMIDORES VS. PAÍSES EXPORTADORES: CASOS DE ESTUDIO	191
7.1 Gran Bretaña	191
El régimen fiscal	191
El ingreso fiscal	195
Incentivos a la producción	198
Un ejemplo de libro de texto	198
7.2 Alaska	199
El régimen fiscal	199
Ingreso fiscal	201
Regímenes propietarios vs. no-propietarios	204
7.3 Venezuela	209

La nacionalización	213
La Apertura Petrolera	220
Las cuotas OPEP	229
Perspectivas	230
7.4 Conclusiones	233
8 LOS REGÍMENES DEL PETRÓLEO	237
8.1 El régimen privado	237
8.2 El régimen público	238
8.3 El régimen internacional	240
8.4 Petróleo global y Estados nacionales	242
REFERENCIAS	246

AGRADECIMIENTOS A LA EDICIÓN EN INGLÉS

El presente libro es el resultado de muchos años de investigación que se remontan a la década de los setenta. A lo largo de estas tres décadas pasadas, los regímenes petroleros, tanto en el ámbito nacional como internacional, han sido objeto de reformas y contrarreformas, y pareciera no haber razones fundamentales para esperar que la situación vaya estabilizándose en el futuro previsible.

La investigación que aquí se entrega y que inicié hace años, pude continuarla y darle conclusión en el *Oxford Institute for Energy Studies*. Me siento entonces obligado a expresar mi especial agradecimiento a su fundador y director, Robert Mabro. También hago extensivo el agradecimiento a todos mis colegas del Instituto por sus comentarios y críticas a las primeras versiones de las diferentes partes del libro, las cuales presenté en el seminario que semanalmente llevamos a cabo. Debo mencionar en particular a Juan Carlos Boué, Ian Skeet y John Mitchell, quienes leyeron el último borrador del manuscrito y cuyas críticas contribuyeron sustancialmente a mejorar el texto y a hacerlo más accesible al lector. De igual manera, deseo expresar mi agradecimiento a Daniel Hellinger, de la Webster University (St. Louis), quien por muchos años me mantuvo al tanto de importantes y relevantes debates entre científicos políticos en los Estados Unidos de América, los cuales, de no ser por él se habrían escapado de mi atención. También me siento especialmente obligado con Ángel De La Vega, de la Universidad Nacional Autónoma de México, y con Jesús Mora, de la Universidad de Los Andes (Mérida, Venezuela), por las interesantes y estimulantes discusiones sostenidas a lo largo del tiempo en torno al objeto de la investigación. Jesús Mora también leyó e hizo comentarios al borrador final. Debo expresar mi profunda deuda intelectual con Asdrúbal Baptista, con quien he mantenido un continuo y fructífero intercambio de ideas sobre el tema más amplio de ‘el petróleo y el desarrollo’, desde comienzos de los años setenta, cuando ambos nos desempeñamos como docentes e investigadores de la Universidad de Los Andes. Por último, manifiesto mi especial gratitud a Alí Rodríguez Araque por el apoyo y el estímulo brindados para trabajar sobre el tema, así como por su interés en la dimensión política del mismo desde que nos conocimos en 1970. En todo caso, y como es de esperar, todas las opiniones y juicios expresados en este libro son de mi exclusiva responsabilidad.

Viena, enero de 2002.

Bernard Mommer

AGRADECIMIENTOS A LA EDICIÓN EN ESPAÑOL

La traducción de este libro al español y su publicación ha sido posible gracias a las generosas contribuciones recibidas por un grupo de empresarios nacionales y de personalidades venezolanas, a quienes quiero expresar mi sincero agradecimiento.

Debo expresar de nuevo mi deuda intelectual con Asdrúbal Baptista quien revisó minuciosamente la versión final en español, y no sólo desde un punto de vista de la lengua sino también por su contenido. A su esfuerzo se debe que el lector puede tener la certeza que la edición en español es superior al original inglés. A Elie Habalián le agradezco la revisión de la última versión del manuscrito antes de ir a la imprenta. En todo caso, todas las opiniones y juicios expresados en este libro siguen siendo de mi exclusiva responsabilidad.

Caracas, abril de 2003.

Bernard Mommer

PRÓLOGO

El control sobre el acceso a los recursos naturales y, el dominio de los territorios en los cuales se encuentran localizados, ha sido la causa de innumerables conflictos desde los orígenes de la civilización. Aún hoy es motivo de no pocas tensiones en el mundo. En numerosas ocasiones la razón más importante de tales conflictos ha radicado en el control sobre un recurso natural determinado que ha jugado, o juega, un rol significativo en la economía nacional e internacional. El dominio territorial, sea por grupos sociales o por individuos, da lugar al ejercicio del derecho de propiedad. Tal derecho es legitimado en el transcurso del tiempo por el uso y la costumbre, transformándose en ley. De esta manera, el derecho de propiedad sobre un recurso natural se materializa, finalmente, en el control sobre el acceso al mismo, independientemente de que el propietario sea un particular, una comunidad o una nación. De allí que cualquiera que desee acceder al recurso natural, deberá pagar una retribución patrimonial conocida en la economía clásica como *renta de la tierra*.

Los distintos sistemas de propiedad son expresión de las diversas relaciones que se establecen entre los sectores que actúan en el seno de la sociedad en diferentes períodos históricos. Así, por ejemplo, el feudalismo se sustentaba en el sistema de propiedad de la tierra, expresado a su vez en un conjunto orgánico de valores, en una cultura y en una ideología. Tal sistema fue experimentando cambios esenciales bajo la influencia de poderosas fuerzas encontradas. Estas generaron una dinámica económica, política e ideológica que condujo a los modernos sistemas económicos. Esos cambios, como es bien conocido, fueron el resultado de numerosos conflictos que en algunas oportunidades se resolvieron mediante negociaciones y acuerdos, pero que en muchas otras condujeron al empleo de la fuerza para imponer la solución.

Ya desde el siglo XIX y a lo largo del siglo XX, un nuevo recurso natural, el petróleo, entró en el escenario económico, político, jurídico y militar, en el cual se ha expresado con distinta suerte el problema de la propiedad. Tanto o más que la propiedad de la tierra, este recurso natural ha provocado numerosos conflictos, algunos ya resueltos, otros aún sin superar.

Este es el tema que hace ya más de treinta años atrapó la atención del Dr. Bernard Mommer y en el cual ha concentrado su pasión de investigador. De allí que haya dedicado más de la mitad de su vida a una lectura ávida y a una investigación incisiva de la cuestión petrolera, develando y explicando

mucho de lo que todavía permanece oculto bajo cierto halo de confusión en la información histórica perteneciente al desarrollo del mundo petrolero, tan peculiar y cargado de tensiones. El autor se ha encargado de escudriñar información y aspectos frecuentemente dispersos y olvidados por la literatura científica e histórica dominante sobre el tema. Los frutos de esta pasión se encuentran plasmados en un extenso número de ensayos y libros, entre los cuales destaca *La Cuestión Petrolera*, publicada en 1988 durante sus tiempos de investigador en Venezuela.

Ahora, con la publicación de su libro *Petróleo Global y Estado Nacional*, nos encontramos ante un resultado más acabado, más robusto y de mayor madurez que el contenido en previas investigaciones. Tomando como punto de partida la discusión teórica sobre la renta de la tierra, expresión económica, jurídica y también política de la propiedad territorial, Bernard Mommer se adentra en la descripción y en el análisis de las diferentes relaciones que brotan de la actividad petrolera *aguas arriba*, tal y como lo precisa desde la primera línea. Esta precisión se explica si se toma en cuenta que, es el momento en que el interesado busca acceder al recurso natural, cuando se inicia y se desarrolla la relación con el propietario del mismo, sea éste un ente privado o un ente público.

Más allá de sus aspectos teóricos e históricos, la importancia de este libro reside en su notable contribución a la comprensión de la problemática actual de la cuestión petrolera en el escenario mundial. Tal comprensión sólo puede encontrarse en la complejidad de las relaciones que se han establecido entre cuatro grandes actores vinculados por el petróleo. Ellos son: el propietario del recurso natural, cuyo interés radica en la obtención de un beneficio por permitir el acceso a su propiedad; el productor, que persigue obtener una ganancia sobre su inversión; el consumidor, que busca los más bajos precios posibles y, finalmente, el gobierno, entendido como la expresión de una complejidad orgánica de relaciones que, como tal, ejerce el *dominio eminente* sobre todos los recursos naturales.

Los distintos momentos en el proceso que generan tales relaciones, son analizados en detalle, y no sólo en cuanto concierne a los hechos. El mayor énfasis recae sobre la manera como esos *momentos* aparecen reflejados en el discurso político de los diferentes actores, dado que, como observa el autor: *‘El problema de la propiedad de los recursos naturales y su relación con los precios es, definitivamente, una cuestión de la política y no de la economía’*. Y, por supuesto, se trata también de una cuestión ideológica, al punto que en la literatura económica actual, particularmente en la referida al

petróleo, los dueños de los recursos naturales generalmente han desaparecido como actores que ejercen sus legítimos derechos.

Es de nuestro particular interés destacar el desarrollo de los hechos durante los años que siguieron a la ola de nacionalizaciones petroleras, especialmente en los países miembros de la OPEP. Hasta entonces, como correctamente lo señala Mommer, las compañías petroleras fungieron de mediadores entre los dueños de los recursos naturales y los consumidores, mientras que los gobiernos de los países consumidores intervinieron en determinados momentos, pero sólo para retirarse de nuevo. No obstante, luego de las nacionalizaciones, la mediación entre los propietarios de los recursos naturales y los consumidores fue dejada al mercado. En el ámbito político, esta relación fue asumida por los gobiernos de los principales países consumidores, por un lado, y, por el otro, los gobiernos de los países exportadores de petróleo más importantes. Los primeros se encuentran agrupados desde 1974 en la Agencia Internacional de Energía (AIE), la cual nació como una organización anti-OPEP, mientras que desde 1960 la OPEP representa los intereses comunes de los principales propietarios del recurso natural.

Los notables logros alcanzados por la OPEP a principios de los setenta, al incrementar su control sobre volúmenes y precios, provocaron una fuerte reacción por parte de los países consumidores. Reacción ésta que se encuentra expresada de manera muy cruda y hostil en las *Memoirs* de Henry Kissinger quien, sin muchos rodeos, refiere que: *'La mayor prioridad para las Administraciones de Nixon y Ford era provocar una reducción en los precios del petróleo mediante el resquebrajamiento del poder de la OPEP. Esta estrategia reflejó no sólo un análisis económico sino, aún más, una convicción política, y en realidad también moral (...) Yo elaboré el bosquejo de nuestro programa que puede resumirse de este modo: solidaridad entre los consumidores, incluyendo un programa para compartir los recursos disponibles en caso de emergencia; conservación de la energía, basado en el desarrollo activo de fuentes alternativas de energía; creación de una red de seguridad financiera'* (Kissinger 1999: 668-69).

Este objetivo se ha establecido por los principales países consumidores a lo largo del tiempo mediante una larga lista de tratados bilaterales y multilaterales. En el presente, tal objetivo se continúa promocionando activamente.

La OPEP, mientras tanto, ha alcanzado notables logros a través de la coordinación de las políticas de producción de los países miembros. Tratándose de un recurso natural agotable, resulta indispen-

sable evitar una competencia dañina por el mercado. Esto ha sido un logro de la OPEP y ha conducido a una estabilización relativa de los precios. Sin embargo, debe tenerse presente que la OPEP se está enfrentando actualmente a nuevos retos. Ya no se trata solamente de evitar una competencia perjudicial por los mercados, sino también de evitar una muy peligrosa competencia entre sus miembros por la inversión extranjera *aguas arriba*. De manera que hoy está planteada la necesidad de coordinar políticas y resistir la presión ejercida por factores externos, todo lo cual podría erosionar la cooperación de la cual depende la existencia misma de la Organización. Esta política, desde luego, debe tomar en consideración el legítimo derecho de los inversionistas a una justa ganancia, un derecho que ha sido siempre reconocido por la OPEP de manera muy explícita.

Este reto tiene que ser enfrentado por los países productores de petróleo no pertenecientes a la OPEP considerando sus intereses, como dueños del recurso natural, de asegurarse un nivel de ingresos que contribuya al desarrollo nacional y regional. Este principio se aplica a todos los países sin distinción, en desarrollo o desarrollados, tal y como lo revela una rápida mirada a los países, estados o regiones desarrolladas, productores de petróleo.

Una conclusión muy importante que emerge de la investigación contenida en el presente libro, es que la relación entre los países dueños del recurso natural y las naciones consumidoras, puede conducir a la estabilidad del mercado sólo si existe la disposición de reconocer los legítimos derechos de los propietarios del recurso natural a obtener un beneficio por permitir su explotación. Al mismo tiempo, debe garantizarse a los consumidores seguridad de suministro a un nivel de precios que no signifique un impacto perturbador en sus economías, principio éste que aparece establecido en los mismos días iniciales de la OPEP en 1960, consagrado en su Resolución Fundacional I.1. De allí que las campañas de propaganda en detrimento de la OPEP, tratando de descalificarla como un *cártel*, como si se tratase de un acuerdo entre compañías para desplazar competidores, ha sido y es completamente inútil. Tanto como inútil sería tratar de descalificar la AIE como un *cártel* de consumidores orientado a deprimir los precios.

El supuesto implícito observado en tiempos muy recientes, el cual debe hacerse explícito en el futuro próximo, es el reconocimiento de los legítimos derechos de cada una de las partes consideradas. Esto deberá conducir a un nuevo período de relaciones caracterizadas por la estabilidad con los concomitantes efectos positivos en el mercado y en el mundo.

Con su *Petróleo Global y Estado Nacional*, Bernard Mommer nos está entregando una muy importante contribución para la comprensión de este complejo proceso, por lo que habrá de convertirse definitivamente en una referencia obligada para los investigadores y políticos que se esfuerzan por comprender uno de los tópicos más complejos y, al mismo tiempo, más apasionantes como objeto de estudio en el mundo contemporáneo.

Viena, Enero 2002

Alf Rodríguez Araque

INTRODUCCIÓN

El presente libro trata sobre la actividad petrolera aguas arriba, es decir, la exploración y la producción. En consecuencia, se refiere al petróleo como parte del sector primario de la economía, el cual incluye todas las actividades directamente vinculadas con la naturaleza. Estas actividades deben basarse en algún sistema de tenencia de la tierra, el cual representa un arreglo complejo para asignar y distribuir derechos de propiedad. Huelga decir que esta suerte de arreglos se encuentra presente aun en las más antiguas y primitivas comunidades humanas sedentarias. Los mismos se expresan en reglas de diverso carácter que establecen pautas y mecanismos relativos al acceso y al uso de los diferentes elementos del hábitat natural, acerca de quiénes tienen derechos y quiénes no, a los tiempos involucrados, a las contraprestaciones debidas, etc.

La tierra, en efecto, tuvo que dividirse atendiendo a sus diferentes usos posibles: vivienda, cements, caza, pesca, agricultura, pastoreo, minas, caminos, usos militares. Y tras de esa división es de esperar que se hallase la autoridad superior de la comunidad, el *soberano*, ya fuese éste representado por sacerdotes, guerreros, el rey, o algunos grupos políticos o sociales. Pero hay más, un sistema de tenencia de la tierra tiene que evolucionar y ajustarse continuamente, ya sea en respuesta al crecimiento demográfico, al desarrollo económico, o simplemente en respuesta a los cambios sociales o políticos, o a retos externos. El proceso de adaptación puede ser evolutivo, lento y pacífico, mediante numerosos ajustes pequeños sólo perceptibles desde la perspectiva histórica; o la adaptación puede ser la consecuencia de un movimiento reformador más explícito y de mayor alcance, que redefine y redistribuye los derechos. Más aún, tales cambios pueden ocurrir sin cambios formales en la legislación, que responden sólo a la reinterpretación de las leyes vigentes por los tribunales. Pero es asunto cierto que la adaptación, dando por descontado que los derechos territoriales permanecen siempre sujetos al *dominio eminente* del Estado o Soberano, es necesaria para garantizar la existencia de una comunidad independiente como tal, duradera y exitosa. La ausencia de evolución y adaptación, en todo caso, y sin omitir la posibilidad de la invasión y conquista por fuerzas foráneas, podría conducir al estancamiento y a la decadencia, o a una nueva comunidad soberana que podría emerger de hechos extraordinarios como una guerra civil o una revolución.

Por su propia naturaleza, un sistema de tenencia de la tierra es sobre todo un legado del pasado, aunque transformado y adaptado a la medida del presente. Hasta cierto punto cada sistema tiene vida propia, y un mismo sistema puede coexistir con realidades políticas, sociales y económicas muy diferentes. Asimismo, recursos naturales diferentes (bajo el término general de ‘tierra’ se incluyen todos los recursos posibles), debido a sus historias específicas, pueden hallarse sujetos a diferentes prácticas o regímenes. El hecho es que no existe un sistema de tenencia de la tierra propio del capitalismo. Lo que no significa que no haya sistemas incompatibles con él. Este es un hecho muy importante que debe tenerse presente. Lo esencial es que se permita la producción de mercancías. Más aún, debe recordarse, que para que cualquier sistema de tenencia de la tierra sea un elemento integral de la sociedad capitalista, debe también permitir el trabajo libre. Pero esto, entiéndase bien, no exige la propiedad territorial privada. En realidad, y en términos estrictos, en lo concerniente a los recursos naturales el problema se limita a los derechos de acceso, aunque en una sociedad moderna basada en la apropiación privada del fruto del trabajo libre, tales derechos se denominan, por analogía, *derechos de propiedad*. Este uso del término no es incorrecto, aunque tiende a obscurecer el hecho de que la tierra permanece sujeta al dominio eminente del Estado.

Los derechos de dominio eminente son esencialmente tres, a saber: el derecho de cobrar impuestos o de demandar contribuciones en servicios como los de tipo militar; el derecho de expropiación, es decir, la potestad de revocar los derechos concedidos u otorgados; y el derecho a la supervisión, es decir, de control y de regulación. En las sociedades modernas esos derechos se ejercen normalmente para garantizar que un sistema de tenencia de la tierra cumpla con su objetivo esencial, cual es el de proporcionar un acceso eficiente de los productores al recurso natural. Un modo de alcanzar este objetivo es mediante el otorgamiento de derechos de propiedad territorial privada, dejándose al mercado el afrontar las consecuencias que se siguen. Empero, ésta no siempre representa la mejor opción.

Los minerales, en los cuales incluimos el petróleo, proveen claros e ilustrativos ejemplos de lo planteado. La mayoría de ellos, relativamente abundantes, y que se encuentran cerca de la superficie, se los trata como parte de ésta. Sin embargo, el asunto se hace más complejo al tratarse de minerales escasos que se encuentran a gran profundidad y en cuyo caso la propiedad pública de los yacimientos combinada con un sistema de concesiones o licencias para su desarrollo y producción es, como se verá, la mejor opción. A pesar de esto, debido a accidentes históricos, aunque algunos de estos minerales se

han encontrado en el dominio público desde tiempos remotos, otros han estado subordinados a derechos de propiedad privada. Más aún, esta situación puede variar entre países, e incluso entre regiones de un mismo país. Así, a pesar de que la propiedad pública es la mejor alternativa, su adopción puede ser políticamente difícil, y hasta imposible. No obstante, el siglo veinte presencié una tendencia hacia la difusión de la propiedad pública de los minerales, y la de mayor importancia ha sido la del caso del petróleo. Sin embargo, tanto la propiedad pública como privada de los minerales sólo define formas legales diferentes de acceso al recurso, o sólo puede comprenderse propiamente como parte de un régimen (*governance structure*) mucho más complejo.

Un régimen se define como un conjunto de reglas y un grupo de actores. Los actores son básicamente cuatro. Primero, los poseedores de los derechos a la tierra. Estos derechos frecuentemente pertenecen a un grupo claramente identificable de terratenientes o propietarios, aunque también pueden encontrarse dispersos entre la población, o por el contrario, estar concentrados en las manos del Estado. Segundo, las compañías productoras, es decir, los inversionistas, quienes tienen que asegurar o adquirir tales derechos. Tercero, los consumidores, a quienes les toca pagar el precio de los bienes en cuestión, cubriendo sus costos. El cuarto en esta lista es el gobierno, obviamente, el actor más complejo debido a que por una parte detenta los derechos de dominio eminente del Estado, pero, por la otra, debe tomar en cuenta todos los intereses en juego, además de tener que asegurarse de que, efectivamente, el régimen específico funcione, produciéndose los bienes a un precio aceptable, y que encaje dentro del marco general de gobierno del país.

Desde luego, la definición del grupo de actores ocurre paralelamente con la definición del conjunto de reglas apropiadas. Empero, una vez que esto se ha logrado, el régimen evoluciona rápidamente en una red de relaciones legales, contractuales, políticas y sociales, y por tanto una reforma substancial posterior puede tornarse tan difícil y costosa como lo es en el caso de la infraestructura física. Aunque las circunstancias originales que motivaron la estructuración de un régimen pueden cambiar posteriormente, inclusive dramáticamente, existen razones muy poderosas de índole económica, política y social para que las nuevas transacciones individuales asuman patrones bien establecidos. La innovación podría acarrear un costo demasiado elevado para ser cubierto por la ganancia de una transacción individual, por lo que aquélla puede requerir de la acción colectiva, es decir, de la aplicación de los derechos de

dominio eminente del Estado, lo cual puede resultar muy difícil debido a la importancia y diversidad de los intereses involucrados.

A manera de ilustración, en el caso de la propiedad mineral privada una parte del costo del régimen es la renta de la tierra consuetudinaria que se paga a los terratenientes. Ahora bien, nuestros estudios sobre los regímenes del carbón británico y del petróleo estadounidense, históricamente basados ambos en la propiedad mineral privada, muestran que esta renta podría no ser la parte más importante de los costos asociados con la propiedad mineral privada. Existen también costos administrativos y legales que pueden ser muy significativos.¹ De más difícil medición aunque no menos importantes, son los mayores o crecientes costos de producción y los obstáculos al desarrollo de la productividad. Lo último puede no haber sido un problema significativo en el pasado lejano, cuando las minas o los pozos eran poco profundos, pero sí puede transformarse en un problema grave al tratarse de profundidades mayores. Entonces los derechos de propiedad necesitan ser reformados o redefinidos.

La responsabilidad de promover este tipo de reformas usualmente recae sobre las compañías productoras. En el caso del petróleo estadounidense, dichas reformas fueron realizadas exitosamente, mientras en el caso del carbón británico fracasaron debido a la excepcional importancia de los terratenientes en la política y en la sociedad británicas. Finalmente, en 1938, los costos económicos asociados con el régimen del carbón británico, basado en la propiedad mineral privada, se tornaron inaceptables, y el carbón fue devuelto al dominio público. Demasiado tarde para una reforma, la nacionalización del recurso natural condujo a la nacionalización de la industria del carbón pocos años después. Si bien la última terminó de vuelta en manos privadas medio siglo más tarde, no así la primera.

En lo que concierne al petróleo mexicano, el punto por resaltar es el insostenible costo político de la propiedad mineral privada en medio de una revolución agraria. La reforma fracasó debido a la oposición de la alianza contrarrevolucionaria de terratenientes mexicanos, compañías y gobiernos extranjeros. En consecuencia, la decisión de nacionalizar el recurso natural adoptada en 1917, llevó consigo también a la nacionalización de las compañías arrendatarias dos décadas más tarde.

Actualmente, la propiedad mineral privada en el petróleo sólo sobrevive en los Estados Unidos como una reliquia histórica. De hecho, aparte de las pocas excepciones ya mencionadas, la propiedad

¹ Ello también se aplica a la superficie (Offer 1981).

mineral pública fue establecida en todas partes antes de iniciarse cualquier producción significativa de petróleo. Sirva de ejemplo el caso de los países exportadores de petróleo del Tercer Mundo, en los cuales la propiedad estatal fue el punto de partida de la explotación petrolera. Se desarrolló allí un régimen internacional bajo el liderazgo de las compañías petroleras internacionales, aunque en cada país podemos identificar también raíces nacionales. Sin embargo, aunque adaptadas a la propiedad pública, el régimen nacional en cada caso era, en lo esencial, un trasplante del régimen petrolero estadounidense. Y a pesar de los serios problemas que las compañías tuvieron que confrontar tempranamente en Irán, y a pesar de la debacle de México, estos regímenes evolucionaron y aun prosperaron durante un buen tiempo. Esto no impidió, sin embargo, que con el fin del colonialismo y el advenimiento de nuevos estados nacionales independientes, numerosos países exportadores de petróleo que eran antiguas colonias, y en conjunción con el resto del Tercer Mundo, proclamaran su *soberanía permanente sobre los recursos naturales* (Naciones Unidas 1962), es decir, el derecho a redefinir su posición dentro del régimen internacional del petróleo.

Al inicio de la década de los setenta, luego de la revolución de la OPEP, los trasplantes bajo comentario fueron rechazados (Mény 1993), las concesiones entraron en desgracia, se confinaron las compañías transnacionales arrendatarias a ser meras proveedoras de servicios, y en este sentido, entonces, fueron también nacionalizadas.

En el siglo veinte, así, presenciamos el colapso de los regímenes petroleros en los países exportadores, con independencia de que los mismos estuviesen basados en la propiedad mineral privada o pública. La propiedad privada mineral era obviamente intolerable, pero la propiedad pública como tal no era suficiente para garantizar un régimen estable. Con la revolución de la OPEP, el régimen internacional del petróleo quedó fracturado en dos sistemas radicalmente diferentes. Uno, dominado por los países exportadores, que descansa en sus derechos de dominio eminente, y que se entendían como derechos soberanos de propiedad nacional. Ello significó que dichos países establecieron colectivamente un nuevo régimen en cuyo marco las compañías nacionales podían cumplir la misión de ser agentes recaudadores de impuestos para maximizar la renta internacional de la tierra. Éste era un rol que, desde luego, las compañías internacionales no podían aceptar. En el otro extremo, el nuevo sistema, también dominado por los gobiernos, pero en este caso de los países consumidores, se basó en un esfuerzo desesperado por contener los incrementos de precios subsecuentes a la revolución de la OPEP.

De esta manera las compañías internacionales, esto es, los antiguos actores dominantes e intermediarios, fueron en conjunto dejadas a un lado junto con las viejas pautas estadounidenses, a la par que los países consumidores rediseñaron colectivamente su régimen para lograr unos precios más bajos. Por lo demás, no se pierda de vista que el objetivo último de los países consumidores es el de transplantar de nuevo su régimen a los países exportadores de petróleo. Esto incluye el retorno a los países propietarios del recurso de los inversionistas privados, pero, como veremos, no implica directamente la privatización de las compañías petroleras nacionales.

Luego del colapso y la desintegración de la Unión Soviética, el primer experimento sistemático y de gran escala tuvo lugar en las repúblicas de Asia Central, recientemente independizadas y potencialmente ricas en petróleo. No obstante, los países consumidores de petróleo también han logrado importantes avances en algunos países exportadores de petróleo tradicionales, siendo Venezuela el caso más notable.

Una visión general

La ciencia económica moderna considera la propiedad de los recursos naturales irrelevante para la determinación de los precios. Se supone que la competencia debe encargarse de moldear y unificar las condiciones de propiedad de un modo que garantice el libre flujo de inversiones. Este libro parte de una perspectiva distinta, y se centra, más bien, en el papel que corresponde a la propiedad de los recursos naturales, en las limitaciones que la misma puede imponer sobre los flujos de inversión, así como, finalmente, en su incidencia sobre los precios.

Ahora bien, cuando la cuestión bajo escrutinio es el *régimen (governance)* – es decir, la estructura económica, política e institucional que rige el petróleo –, la relevancia de una teoría, o de un argumento, va más allá de su veracidad o falsedad en algún sentido científico estrechamente definido. Por ello, en la parte teórica del libro no sólo desarrollaremos nuestro propio marco teórico, sino que también nos veremos obligados a incorporar la teoría económica relevante dentro del contexto de los regímenes de los recursos naturales en general. Entonces, como veremos, y por oposición a lo aquí presentado, la misión de la ciencia económica moderna se hace del todo palmaria, a saber, la de transmitir un mensaje muy sencillo: la propiedad de los recursos naturales *debería ser* irrelevante.

Por otra parte, los regímenes ‘no pueden evaluarse con base en decisiones inconexas y aisladas, sino que deben estudiarse en términos de secuencias de decisiones interdependientes que adoptan una variedad de actores en un período de tiempo’ (Majone 1989: 98). En el caso del petróleo, los tiempos en cuestión relevantes deben medirse en décadas, y no en años. Por ello, y aunque éste no es un libro de historia, tenemos que mirar a través de su desenvolvimiento histórico, el cual se extiende más allá de un siglo y medio. Pero, por lo demás, sólo la historia nos provee con los ejemplos y secuencias de experiencias. Sin embargo, estos ejemplos son todavía una muestra pequeña, en la cual incluiremos como caso de estudio el carbón británico. Esto es así porque, fuera de los Estados Unidos, es él el único ejemplo plenamente desarrollado de un régimen basado en la propiedad mineral privada. Y como se verá, el mismo habrá de arrojar importantes luces sobre los regímenes minerales en general.

Así, el capítulo 1 versa sobre el marco teórico de los regímenes minerales privados. En el capítulo 2 se discuten los ejemplos empíricos relevantes, a saber: el carbón británico, el petróleo estadounidense y el mexicano. Los tres casos guardan en común el haberse basado en la propiedad privada, aunque en la actualidad ésta prevalece sólo en el caso del petróleo estadounidense. El capítulo 3 aborda el marco teórico de los regímenes minerales públicos. A continuación, el capítulo 4, cubre la primera mitad del siglo veinte, con las compañías petroleras internacionales asumiendo el rol dominante y estableciendo el primer régimen internacional. El mundo entero se constituyó, entonces, en el teatro de operaciones, y las secuencias de decisiones interdependientes por evaluar vincularon diversas partes del mundo y diferentes niveles de política y de medidas políticas, tanto nacionales como internacionales.

Dentro de este último marco y, en primer lugar, presentaremos en detalle el caso del petróleo venezolano. Este país, independiente desde comienzos del siglo diecinueve, nos brinda un ejemplo excepcional, rico y vasto de un régimen en un país exportador de petróleo. Seguidamente, nos trasladamos al Medio Oriente, región en la cual emergió luego de la Primera Guerra Mundial, estrictamente hablando, el primer régimen internacional del petróleo, con el ‘Cártel Internacional del Petróleo’ en su centro (United States Senate 1952). Esta estructura fue el objeto de un desafío colectivo y exitoso por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). El estudio de esta asociación de estados terratenientes se aborda en el capítulo 5. Como la revolución de la OPEP también trajo aparejada la nacionalización de la industria, ella provocó la entrada en escena de los gobiernos de los países consumi-

dores desarrollados. Fue entonces su turno de cerrar filas, y de asociarse en la Agencia Internacional de Energía (AIE).

El desarrollo de un nuevo régimen petrolero en los países consumidores constituye el tema del capítulo 6, al cual le sigue la exposición de casos de estudios en el capítulo 7. El tipo ideal de tal régimen emergió en el Mar del Norte británico, nueva provincia petrolera. Sin embargo, la implementación de la nueva estructura confronta dificultades en Estados Unidos, tal como se pondrá de relieve con el caso de Alaska. El país productor y consumidor más importante del mundo en el siglo veinte, encuentra difícil si no imposible superar su antiguo régimen basado en la propiedad mineral privada. Sorpresivamente, los países consumidores fueron más exitosos exportando su modelo a Venezuela, un país exportador de petróleo tradicional. Por otra parte, ellos también lograron promover con éxito el Tratado de la Carta Energética (TCE), cuyo objetivo principal es transplantar su régimen a las nuevas repúblicas independientes del Mar Caspio, potencialmente ricas en petróleo, y especialmente a Rusia.

Al final, pues, nos encontramos con un mundo dividido en dos regímenes, uno de los cuales, el de los países consumidores, aspira a liquidar al otro. ¿Cuáles son las perspectivas? ¿Finalizará esta historia con el colapso de la revolución de la OPEP, similarmente a como ocurrió con la revolución bolchevique? ¿O se trata aquí de una falsa analogía? En realidad, sí lo es. Resulta cierto que los países consumidores han estado reubicando derechos soberanos a escala global, donde los intereses de los consumidores tienden a prevalecer, sujetándolos a tratados internacionales que dominan sobre subdivisiones territoriales. Sin embargo, es difícil imaginar cómo las naciones, las comunidades nacionales y regionales, y los poseedores de la superficie terrestre en general, pueden sencillamente ser ignorados. La historia demuestra, en efecto, que la realidad es muy diferente. Finalmente, el capítulo 8, es tanto una retrospectiva como un examen de las tendencias y contra-tendencias prevalecientes en el seno de una confrontación aún en pleno desarrollo.

1 EL RÉGIMEN PRIVADO DE LOS RECURSOS MINERALES: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1 Propiedad mineral: ¿privada o pública?

El tema de la propiedad de los minerales fue el objeto de un notable debate parlamentario en la Francia revolucionaria de 1791. El debate en la Asamblea Nacional tomó como punto de partida el principio de que a la Nación le asistía el derecho de obtener el máximo beneficio de todos sus recursos naturales. Con respecto a la propiedad de la superficie, la postura asumida fue la de que el mejor modo de alcanzar el objetivo en cuestión era a través del otorgamiento de derechos de propiedad privada a los ocupantes, lo cual concordaba con el espíritu revolucionario tras la consigna *la tierra para quien la trabaja*. Al mercado, por lo demás, le tocaba la decisión relativa a la asignación del uso más apropiado para la tierra. De todas maneras, y de ser necesario, el Estado podía recurrir siempre a sus derechos de dominio eminente para prevenir abusos, o corregir las fallas del mercado.

En relación con el subsuelo, sin embargo, surgieron dudas sobre si semejante arreglo habría de producir un resultado satisfactorio. No existían motivos de preocupación si los minerales se encontraban cerca de la superficie y, por ende, al alcance de quienes la trabajaban. Es así como la Ley de Minas de 1791 – hasta el presente la base de la legislación francesa sobre la propiedad mineral – confirmó los derechos de los propietarios de la superficie a extraer todos los minerales que pudieran ser trabajados al aire libre, y mediante excavaciones que no debían ir en profundidad más allá de cien pies. En tal sentido, no había razones de preocupación por esos minerales como la arena, la caliza, la arcilla y la piedra para la construcción, cuya amplia existencia garantizaba una oferta abundante a un precio razonable. Empero, en el caso de otros minerales – por ejemplo, diferentes tipos de carbón o bitúmen – que eran escasos aunque cercanos a la superficie o que sólo se encontraban a mayores profundidades, había que enfrentar dos problemas de gran importancia. Por una parte, mientras más profunda era la mina, más costoso y difícil resultaban los arreglos para tomar debida cuenta de la fragmentación de los derechos de propiedad privada sobre la superficie. En las palabras de Mirabeau:

El interior de la tierra no se presta a la partición; (...) y aún menos las vetas minerales, debido a su naturaleza aleatoria (...). Con respecto a la superficie, el interés de la sociedad es que las propiedades sean subdividas; (...) pero en el interior de la tierra, por el contrario, era necesario

unirlas, y (...) por esta razón sería absurdo permitir que la legislación subordinara la propiedad de los minerales a la propiedad de la superficie. (Mirabeau 1792: 443–5)¹

Por la otra parte, la minería profunda requería de conocimientos tecnológicos especiales y de cantidades significativas de capital, difícilmente al alcance del propietario individual de la superficie. De nuevo cabe citar a Mirabeau:

Excavar minas, asegurarlas, hacer retroceder el agua continuamente; perforar túneles a través de las rocas y prevenir su colapso (...); tener suficientes fondos para costear un número considerable de trabajadores (...); finalmente, reunir el crédito necesario para obtener las grandes cantidades de capital requeridos así como para asegurarse el conocimiento más profundo de un arte que demanda la asistencia de casi todos los campos del conocimiento científico: ¿Es posible esperar esto de propietarios aislados? La mayoría de ellos no posee suficientes recursos ni para cultivar la superficie de su tierra. (Mirabeau 1792: 445–6)

De modo que fue el mismo principio de *la tierra para quien la trabaja*, o parafraseando, *la mina para quien la trabaja*, lo que llevó a la conclusión de que ciertos minerales debían permanecer dentro del dominio público, para poder ponerlas así al alcance de las empresas mineras. De manera que la búsqueda y la producción de esos minerales quedaron sujetas a permisos, licencias o concesiones, declarándose además que tales actividades eran de ‘utilidad pública’. En consecuencia, los derechos de dominio eminente habrían de prevalecer sobre los derechos de propiedad privada de la superficie, garantizándosele al portador del permiso, de la licencia o de la concesión, los derechos complementarios necesarios, y sin los cuales la propiedad pública no podría hacerse efectiva. ‘La utilidad pública no tiene otro propósito o motivo que la de facilitar la explotación de las minas’ (Mirabeau 1792: 441). Si los propietarios de la superficie estaban capacitados y motivados a explorar y explotar el subsuelo de su tierra, la Ley de 1791 les garantizaba el derecho de hacerlo: ‘Los propietarios de la superficie tendrán siempre preferencia. Si ellos lo desean, no se les puede negar el derecho a trabajar los minerales que puedan encontrarse en sus tierras’ (Mirabeau 1792: 445–6). Empero, en el caso que ellos no estuviesen calificados, o carecieran de interés, no tenían el derecho a obstruir o a prevenir que otros exploraran y explotaran las minas que pudieran encontrarse en sus tierras. Del mismo modo, el Estado tampoco era el propietario de los recursos minerales sino sólo su administrador:

La Asamblea Nacional decreta como un artículo constitucional, que los minerales metálicos y no-metálicos, además de los bitúmenes, el carbón, y la piritita, pertenecen a la nación, pero sólo

¹ Todas las traducciones son nuestras.

en el sentido que ellos no pueden ser explotados sin su consentimiento. (Mirabeau 1792: 491; cursivas en el original)

Aquellos minerales que habían pertenecido a la Corona en el pasado previo a la revolución, permanecieron dentro del dominio público. Sin embargo, los derechos de origen pre-revolucionario, legítimamente adquiridos, se respetaron. Se consideraban como tales los derechos de los arrendatarios o concesionarios existentes, o de sus causahabientes, si ellos habían descubierto efectivamente las minas que estaban explotando. Con todo, estos derechos se limitaron a un máximo de cincuenta años adicionales. En el caso de las minas a cielo abierto, se requería poseer ‘una autorización escrita y legal, otorgada libremente por los propietarios’ (Mirabeau 1792: 492s).

En suma, en el caso de ciertos minerales, los derechos de propiedad privada de la superficie tenían que ser restringidos para prevenir que se convirtieran en un obstáculo a la producción de minerales. ‘La nación tiene el derecho de que los minerales sean explotados. Por ello, si no se están explotando, la nación tiene que fomentar su explotación’ (Mirabeau 1792: 483). Sin embargo, con respecto a otros minerales no existía justificación para la propiedad pública: ‘La sociedad sólo tiene el derecho a que éstos sean explotados. Por lo tanto, la sociedad no debe intervenir cuando su explotación se encuentre suficientemente garantizada’ (Mirabeau 1792: 489). Es decir, cuando los mecanismos de mercado no podían garantizar la asignación eficiente de los recursos, el Estado debía intervenir. En principio, todos los recursos naturales así como el suelo y el subsuelo por igual, eran considerados como un don libre de la naturaleza.² Éste es, pues, el *ideal liberal*: la propiedad mineral, pública o privada, sólo representan diferentes modos de su implementación.

1.2 La propiedad privada

Con la propiedad mineral privada la industria se asegura el acceso al recurso natural mediante contratos de arrendamiento. En relación con tales contratos, normalmente las compañías arrendatarias constituyen la parte activa, y los terratenientes la parte pasiva. Usualmente, son los arrendatarios los que se acercan a los terratenientes y, por lo tanto, son aquéllos los que buscan persuadir a estos últimos. Los arrendatarios, por su parte, hablarán mucho acerca de la incertidumbre y el riesgo asumido, y no cesarán de señalar que en el caso de un fracaso las pérdidas corren por su sola cuenta, en tanto que si hay éxito los beneficios deben compartirse con los terratenientes. Pero como reza el dicho, el tiempo es dinero, y no

² Para una revisión muy bien documentada del debate histórico sobre este tema, véase Guigou.

existe nada más convincente que el efectivo en mano. De manera que un bono pagable al firmarse el contrato de arrendamiento – un bono de firma – es el método más efectivo para inducir a los terratenientes a firmar lo más pronto posible.

Generalmente, el monto del bono depende de las expectativas y las probabilidades de éxito económico, y por supuesto, de la distribución del conocimiento entre las partes negociantes. En realidad, si se considera un contrato de arrendamiento por vez primera, su período de duración se divide usualmente en dos lapsos: un período ‘primario’ para buscar el mineral, que es realmente un permiso de exploración con opción a un período ‘secundario’ de arrendamiento, de desarrollo y producción si la exploración ha sido exitosa. El período primario normalmente dura – en el caso del petróleo estadounidense – un par de años, aunque puede durar hasta quince años o incluso más. Durante este período hay que pagar rentas anuales – rentas superficiales – y, de nuevo, sus montos dependen en lo esencial de las mismas variables ya mencionadas en relación con los bonos. Así, en cualquier caso, aun en el caso de un fracaso completo en la exploración, los terratenientes obtienen alguna renta de la tierra por el simple hecho de permitir la exploración de sus tierras.

Por su parte, las compañías mineras andan en la búsqueda de nuevos contratos de arrendamiento, con independencia de que hayan tenido éxito en sus arrendamientos existentes y que sus reservas probadas sean más que suficientes. La razón es que el progresivo agotamiento de estas últimas implica costos crecientes, aunque no por fuerza precios crecientes, puesto que el desarrollo de la productividad, las nuevas tecnologías y la acumulación del conocimiento geológico actúan como fuerzas contrarrestantes. Por lo demás, tal conocimiento no sólo se acumula explotando las áreas ya arrendadas, sino también con la exploración de nuevas tierras: ‘La exploración es necesaria para *prevenir el incremento, de otro modo inevitable, en los costos de desarrollo y en los operativos*’ (Adelman 1972: 74; cursivas en el original). De forma que las compañías arrendatarias siempre estarán interesadas en hacerse de nuevas tierras además de en conseguir la ganancia usual.

Por lo tanto, existe un flujo de inversión permanente en nuevas tierras, y tan pronto la industria se ha establecido, sucede que aceleradamente las nuevas tierras se hacen marginales. En consecuencia, la renta de la tierra acordada en estas nuevas tierras tiende a igualarse con la renta de la tierra marginal en los arrendamientos ya existentes. El resultado que emerge es una renta de la tierra habitual o *consuetudinaria*.

Renta de la tierra consuetudinaria

La tasa de ganancia usual, a saber, el mínimo por debajo del cual el arrendatario se abstendrá de hacer una inversión, no es específica de la actividad mineral, pues la competencia tiende a igualar las tasas de ganancia en todos los sectores de la economía. La situación es distinta en el caso de la renta de la tierra consuetudinaria, la cual representa un mínimo por debajo del cual el terrateniente no arrendará su tierra. Este parámetro es específico para cada mineral, puesto que no existe un uso alternativo para los varios depósitos minerales tomados aisladamente. Por otro lado, la existencia de este mínimo es mucho más fácil de comprobar y de cuantificar que la ganancia usual, ya que mientras la renta de la tierra es definida explícitamente y *ex-ante* en el contrato de arrendamiento, la ganancia aparece como un residuo. Para identificar la renta de la tierra consuetudinaria, en efecto, basta sólo con comparar las condiciones de un número razonable de contratos de arrendamiento.

Durante el período primario, o de exploración, la renta consiste, como ya se mencionó, en un bono de firma y una renta superficial, mientras que durante el período secundario o de producción se pagará, además de la renta superficial que ahora es de mayor importancia, una regalía, es decir, una cierta cantidad de dinero por unidad de producción (v.g. en el caso del carbón británico) o un porcentaje del precio del bien en boca de pozo (v.g. en el carbón británico y en el petróleo estadounidense). En lo que sigue, nos concentraremos en la regalía, la cual representa con creces el pago individual más importante hecho al terrateniente

Tanto las regalías fijas como las regalías porcentuales se encuentran vinculadas directamente con los volúmenes y, por lo tanto, con el tamaño de las reservas y su agotamiento. Mientras mayor sea el descubrimiento, mayor será la regalía recibida por el terrateniente a lo largo de los años. Más aún, si el arrendatario invierte y produce con mayor rapidez o lentitud que lo previsto originalmente, eso carece de mayor importancia: la renta de la tierra varía de manera directa, mientras que el tamaño del depósito mineral remanente lo hace de manera inversa. En otras palabras, los terratenientes y los arrendatarios comparten el riesgo respecto de los volúmenes. De allí que los primeros tengan el derecho de supervisar la medición de las cantidades producidas. Por la misma razón, también les asiste el derecho de exigir un trato apropiado de los depósitos minerales que impida su sobreexplotación, a causa de la cual, de darse, se reduciría el factor de recuperación del yacimiento al final del contrato. De manera que a los arrendatarios se los obliga en el contrato a adoptar los procedimientos y técnicas más adecuadas.

Con las regalías porcentuales, los terratenientes también comparten el riesgo en cuanto a los precios y, en este caso, también tienen la necesidad de disponer de toda la información relevante sobre el estado del mercado y los precios. Más aún, en este caso los terratenientes normalmente también tienen el derecho contractual de poder exigir su regalía en especie antes que en dinero. De ejercerse esta opción, los arrendatarios están obligados a entregar el correspondiente volumen a los compradores indicados por los terratenientes.

La ventaja de la renta porcentual, en los contratos de arrendamientos de largo plazo, es que permite resguardarse de la inflación. La desventaja es el costo de seguimiento del comportamiento del mercado y de los precios, aunque cabe esperar que dicho costo decline a medida que los mercados sean más desarrollados y transparentes. En mi opinión, ésta es la razón por la cual las regalías fijas en el carbón británico, que representan la forma histórica más antigua todavía en vigencia en 1938 – cuando, como veremos, se nacionalizó el recurso natural –, han tendido a desaparecer para darle paso a las regalías porcentuales en las regiones de producción más recientes. Más aún, las regalías fijas nunca se consideraron seriamente en el petróleo estadounidense, una industria más reciente que emergió apenas en la segunda mitad del siglo diecinueve. Además, toda vez que los costos de seguimiento son menores en los mercados modernos y más transparentes, la opción de la regalía en especie raramente se ejerce. Con todo, la posibilidad de utilizarla no deja de ser importante, en cuanto funciona como una amenaza efectiva en contra del arrendatario.

Las regalías demarcan una clara línea divisoria entre los terratenientes y los arrendatarios. Los terratenientes tienen voz y voto con respecto al recurso natural, incluyendo lo relativo al uso de los métodos más modernos, eficientes y adecuados de trabajarlos. Empero, en lo que concierne a otras materias, no intervienen en su manejo dentro de las compañías productoras.

Por otra parte, se supone que a los precios no los determinan arbitrariamente ni los terratenientes ni los arrendatarios individuales, sino que son las fuerzas del mercado las que lo hacen. En consecuencia, los inversionistas se benefician o se perjudican con una gestión más o menos eficiente de las empresas, así como de sus aciertos y desaciertos en prever los vaivenes de los mercados, o en reaccionar frente a ellos. Aquí no existe un problema de incentivos, puesto que los terratenientes no comparten los riesgos relativos a las ganancias.

Resta entonces el problema de la *tasa* de regalía. Por ejemplo, en el petróleo estadounidense la regalía consuetudinaria en la mayoría de las regiones productoras es un octavo, esto es, 12,5 por ciento, y éste ha sido el caso desde los finales de la década de 1860; sin embargo, en algunas regiones, la tasa consuetudinaria es más bien un sexto, o 16,7 por ciento. Estos porcentajes, que son el resultado histórico de un proceso colectivo de negociaciones, se transformaron en una suerte de *dato* predeterminado. Uno podría preguntarse, sin embargo, ¿por qué los arrendatarios no han tratado posteriormente de negociar porcentajes menores?

Aquí pueden enumerarse cuatro razones. En primer lugar, se evita así el tener que iniciar todo el proceso de negociación, en cada caso, *ad novum*, esto es, desde un punto cero, lo que de por sí constituye un importante ahorro. Con una tasa de regalía consuetudinaria a la mano, las compañías pueden iniciar las negociaciones diciendo a los terratenientes, ‘esto es lo que se paga a sus vecinos’, lo cual ciertamente es un comienzo que permite ahorrar tiempo. En segundo lugar, si un lote de tierra es tal como para ni siquiera justificar una regalía consuetudinaria, probablemente tampoco vale la pena involucrarse en largas negociaciones para convencer al terrateniente de que éste es realmente el caso. En tercer lugar, una vez establecida la referencia de una tasa de regalía consuetudinaria, podría no ser conveniente aspirar a un menor monto. Tómese el caso de una propietaria, viuda pobre, anciana y enferma a quien se persuade de aceptar una regalía más baja. Ella, o sus herederos, pueden siempre dirigirse a los tribunales y demandar a su arrendatario por aprovecharse de su supuesta indefensión, y las probabilidades de tener éxito no son nada despreciables. Es decir, la existencia de una regalía consuetudinaria redundaría en una mayor seguridad jurídica, que es un factor muy importante para los inversionistas. Finalmente, una regalía consuetudinaria coloca en situación de paridad a los arrendatarios, sin afectar la posible competencia entre ellos. Por lo demás, ésta se agrega uniformemente a los costos marginales de producción por barril y, por lo tanto, a los precios. Expresado de otro modo, los consumidores pagan por la renta de la tierra consuetudinaria, y los arrendatarios actúan sólo como agentes de retención de los terratenientes. Aunque los consumidores, en realidad, nunca participaron en la negociación por la que se la determina, y ni siquiera fueron consultados, ellos aceptan el resultado por las mismas razones que aceptan los precios en general, siempre y cuando aparezcan como el resultado de la competencia en el mercado.

A la inversa, uno podría interrogarse acerca de por qué los terratenientes no han vuelto a tratar de negociar porcentajes más elevados. *Mutatis mutandis*, la respuesta sería esencialmente la misma. Se precisa de un hecho en verdad extraordinario para cambiar las tasas de regalía consuetudinarias, una vez que éstas se han establecido. Como veremos, la revolución de la OPEP, en los inicios de los setenta, fue un hecho único y de este tipo.

Rentas diferenciales o ricardianas

Las nuevas tierras mineras que entran al mercado no son siempre marginales, pues el desarrollo tecnológico y la acumulación de conocimiento geológico no tienen porqué ser paulatinos o predecibles. A veces tal desarrollo avanza a saltos, y la tierra que fue sub-marginal ayer puede transformarse en muy atractiva hoy. Debe tenerse presente que las mejoras relevantes incluyen tecnologías en la refinación y el transporte. Las primeras afectan las diferencias de calidad entre los crudos, ampliándolas o estrechándolas desde un punto de vista económico, mientras que las segundas son de particular importancia para las regiones más distantes del mercado. Además, una parcela puede no estar disponible en un determinado momento, por ejemplo, porque su propiedad se encuentra en disputa, pero una vez que ésta se resuelve y la tierra ingresa al mercado, podría ser económicamente muy atractiva. Claro está, también puede ocurrir lo contrario, y un lote de tierra puede volverse de nuevo sub-marginal en caso de que la exploración del área vecina arroje resultados insatisfactorios, o debido a cambios en las expectativas de precios, etc.

Sea como fuere, existen siempre algunas parcelas o extensiones de tierra disponibles que podrían pagar rentas de la tierra más altas, o generar posibilidades de ganancias por encima de lo normal. Estas rentas excedentarias, en general, reciben el nombre de ‘rentas económicas’; más específicamente, cuando resultan de la riqueza y la fertilidad excepcional de la naturaleza o de la ubicación ventajosa de un terreno, se las llama rentas diferenciales o ricardianas. Pues bien, en un mercado competitivo, éstas van a parar en los bolsillos de los terratenientes, de la misma manera como se apropian de la renta de la tierra consuetudinaria, por ejemplo, mediante bonos adicionales de mayor monto pagables, valga el caso, cuando la producción acumulada haya alcanzado una cierta cantidad, o mediante rentas superficiales y tasas de regalías mayores.

Los arrendatarios y los terratenientes probablemente prefieren los dos primeros mecanismos. Sin embargo, de ser substanciales las rentas diferenciales esperadas, puede ser preferible para ambos

convenir en unas tasas de regalía mayores, en lugar de elevados pagos iniciales. Empero, unas regalías mayores tienen una importante desventaja, a saber, que al sumarse a los costos marginales incitarán al cierre más temprano de las minas o al abandono más temprano de los pozos cercanos a su agotamiento definitivo. Una solución, entonces, podría ser una regalía de escala móvil, basada, por ejemplo, en la producción por pozo y por día. De hecho, en ciertas tierras públicas en Estados Unidos han tenido lugar algunos experimentos en esta dirección, pero los resultados fueron insatisfactorios debido a un incremento substancial en los costos administrativos:

El arrendador podría descubrir que el arrendatario está restringiendo la producción para reducir el pago de regalía, y luego podría desear introducir un programa de monitoreo de la producción para obligar al arrendatario a producir a un nivel que maximice la producción (...). Todos estos problemas conducen a disputas y litigios que se traducen en elevados costos administrativos tanto para los arrendatarios como para los arrendadores, resultando en una disminución o disipación de la renta económica (Mead 1993: 241).

En cuanto a una participación directa en las ganancias, en vez de una regalía, el resultado es aún peor. Esta práctica impone unos altos costos administrativos para prevenir que el arrendatario minimice sistemáticamente las ganancias por compartirse. Es decir, éste bien podría imputar costos incurridos en otras actividades conexas, o incluso en otros negocios no relacionados; o podría disminuir las ganancias posibles por la vía de la subcontratación de las diferentes actividades que conforman la producción. Por lo tanto, el reparto de ganancias exige una comprensión global y un control detallado del negocio, lo cual coloca al terrateniente en desventaja. ‘Los beneficios del proyecto podrían ir primariamente, o enteramente, a la empresa del arrendatario’ (Mead 1993: 244).

Bonos, rentas superficiales y tasas de regalía uniformes pueden considerarse como mecanismos toscos para recaudar la renta de la tierra, pero ellos poseen algunas ventajas decisivas comparadas con los mecanismos más sofisticados al estilo de las regalías de escala móvil y el reparto de ganancias. Aquéllos son relativamente baratos y fáciles de administrar, plantean problemas de incentivo menores, y los costos de supervisión son razonablemente bajos.

Reversión y renovación de los contratos de arrendamiento

Vistas en retrospectiva, las expectativas creadas al firmarse el primer contrato de arrendamiento pueden haber sido demasiado optimistas o demasiado pesimistas. En el primer caso, el arrendatario pudiera no obtener siquiera la ganancia media usual. Desde luego, esto no significa que él necesariamente vaya a

abandonar el arrendamiento. Podría continuar con el mismo aunque sea sólo para recuperar una parte de su inversión inicial. Empero, si la expectativa es superada por la realidad, disfrutará de ganancias adicionales, al menos mientras dure el contrato. Por esta razón, la duración del contrato de arrendamiento tiene su importancia. Como los arrendatarios normalmente tienen el derecho de abandonar el arrendamiento en cualquier momento, tienen todo para ganar y poco o nada por perder con los períodos de vigencia más largos; su lema es ‘mientras más largos, mejor’. Por la misma razón, los terratenientes prefieren términos más cortos y claro está, ellos no tienen el derecho de acortar la vigencia del contrato. Con todo, existe un mínimo de tiempo, económica y técnicamente determinado. Las inversiones mineras tienen un tiempo de maduración de muchos años, y una vez que la producción se ha iniciado la recuperación de una inversión con su ganancia correspondiente puede tomar aún más tiempo. Además, cabe esperar que los depósitos minerales o yacimientos tengan una larga duración, y de ser así, su explotación eficiente se asocia con un flujo continuo de inversión. Este flujo, entonces, podría declinar cuando se aproxime la fecha de vencimiento del arrendamiento. Ésta es la segunda razón por la cual la duración del arrendamiento es importante.

Con la renovación del arrendamiento, los terratenientes parecerían estar en posición de poder tomar para sí no sólo todas las rentas diferenciales remanentes, sino también todas las rentas económicas creadas durante el primer período a consecuencia de las inversiones realizadas por los arrendatarios. En la práctica, sin embargo, los arrendatarios dejarían de hacer inversiones de largo plazo, e incluso trabajos de mantenimiento muchos años antes de finalizar el período de vigencia del contrato, lo cual conduciría al deterioro de las minas y de sus instalaciones. Y debe admitirse que cuanto más deterioradas se encuentren las minas al final del contrato, y mientras más urgente sea la necesidad de nuevas inversiones, mayor será el poder de negociación de los arrendatarios. Más todavía, mientras los depósitos o yacimientos minerales vírgenes no requieren mantenimiento, una vez que se hallan bajo explotación podrían destruirse y perderse para siempre si no se les mantiene o si no son aprovechados. Esto plantea un serio problema para los terratenientes, ya que la supervisión y el monitoreo efectivos de las inversiones y de los gastos de mantenimiento de las instalaciones subterráneas son actividades muy costosas. Además, al momento de firmarse los contratos, la reversión es un hecho por ocurrir aún muy lejano, y carece de sentido gastar una gran suma de dinero en hacer esfuerzos por controlar un evento tan incierto

y distante.³ Por consiguiente, ambas partes tienden a acordar una duración determinada del contrato, con una cláusula de buena voluntad, con la cual los arrendatarios se comprometen a devolver, al final de la relación, los arrendamientos en buenas condiciones de funcionamiento. En otras palabras, la solución aportada por el mercado, estrictamente hablando, no es la de resolver el problema sino de posponerlo indefinidamente mediante la renegociación de los contratos años antes de la fecha de expiración. No puede dejar de indicarse que aun esta práctica perjudica de alguna manera el desarrollo de la productividad.

Más allá del mercado, sin embargo, se encuentra el mundo de la política, de la ley y de los tribunales. En éstos, por lo demás, el problema de la reversión también podría solventarse. Es así como en los Estados Unidos la duración de los arrendamientos simplemente se extendió, en los años de 1880, hasta el agotamiento de los reservorios. Es decir, la reversión desapareció como una posibilidad en beneficio de los arrendatarios y consumidores. En el caso del carbón británico, en cambio, los terratenientes tuvieron éxito en prevenir un resultado similar.

Conservación

El problema más importante que causan las crecientes profundidades de las minas sobre los derechos de propiedad privada es el relativo a la fragmentación de la superficie. Los métodos de producción óptima requieren que los depósitos minerales sean trabajados como unidades geológicas. De allí que la explotación minera eficiente exija la cooperación técnica entre los terratenientes y los arrendatarios que buscan aprovechar una misma estructura geológica de un yacimiento. De no cooperar, o de sólo negarse a arrendar un lote de tierra ubicado estratégicamente, los terratenientes pueden causar un daño significativo. Peor aún, la fragmentación de la superficie tiende a crear en los arrendatarios, igualmente fragmentados, una actitud reacia a la cooperación, o incluso obstinada.

Desde luego, existen importantes diferencias entre los distintos minerales. Ningún caso ilustra mejor la necesidad de cooperación que el del gas natural, que puede desplazarse a lo largo de grandes distancias. Muy de cerca se halla el petróleo crudo, en cuanto líquido que es. Por ello, queriéndolo o no, los terratenientes y arrendatarios explotando un mismo yacimiento están íntimamente unidos. Pero inclu-

³ Ésta es una conducta enteramente normal. Como lo han señalado con acierto Laffont y Tirole: ‘cabe esperar que la parte del contrato referida al futuro cercano esté más acabada que la referida al futuro distante’. (Laffont y Tirole 1993: 3)

so en el caso de los minerales sólidos, no debe subestimarse tal recíproca necesidad. La prevención de inundaciones y el bombeo de agua, generalmente representan una parte muy significativa del gasto en las minas más profundas. Y no hay mejor manera de enfrentar estos problemas que mediante la cooperación. Además, con las crecientes profundidades de las minas la ubicación óptima del pozo adquiere cada vez mayor importancia, y puesto que los minerales sólidos no migran, para ellos, entonces, esto es mucho más importante todavía que en el caso de los yacimientos de petróleo y gas.

Así es como se plantea, de manera inevitable, la necesidad de que el Estado intervenga para fomentar, e incluso obligar por mandato legal, a que los terratenientes y arrendatarios cooperen entre sí según los requerimientos de la geología. Se supone que ambos, no obstante, siguen compitiendo en los mercados, tanto en el de los contratos de arrendamientos como en el de los minerales producidos. Además, como estamos hablando de minerales escasos – escasos casi por definición, pues deben buscarse en grandes profundidades y extraerse de ellas –, se trata no sólo de una cuestión de costos sino también de cantidades; y la cooperación también incrementa el factor de recuperación. Cuando se abandonan los depósitos o los yacimientos por causa de su agotamiento, el mineral recuperado puede representar, en realidad, sólo un modesto porcentaje del mineral *in situ*. Por ello, la expresión *conservación versus despilfarro* es un adecuado lema para poner de relieve estos aspectos de la cooperación.

Cualquiera sea su forma concreta, las políticas conservacionistas siempre significan una restricción de los derechos de propiedad de los terratenientes, quienes tienden a reaccionar con desconfianza. En efecto, tanto individual como colectivamente, los terratenientes pueden salir perdiendo; el factor de recuperación habrá quizás de incrementarse, pero los menores costos propiciarán también precios más bajos. Por lo tanto, aunque la regalía se incrementará desde un punto de vista volumétrico, ésta será pagada a menores precios. En breve, la reducción de costos no favorece directamente a los terratenientes sino a los arrendatarios. Éstos, por otra parte, y como ya se mencionó, se beneficiarán de los menores costos, pero éste, por necesidad, no es el caso de todos los arrendatarios considerados uno a uno. Algunos podrían perder, y de todos modos, la adaptación y la implementación de nuevas leyes y regulaciones también acarrearán costos adicionales antes de generar beneficios. Más todavía, las regulaciones mal concebidas bien pueden ocasionar más costos que beneficios.

La discusión de políticas conservacionistas es compleja y puede crear mucha confusión. Son normalmente los arrendatarios quienes las promueven, aunque sea entre bastidores, mientras que los te-

rratenientes las oponen. En general, sin embargo, cabe decir que no existe una clara línea divisoria que los separe. En la práctica, son los ingenieros, los economistas y otros profesionales quienes aparecen en primer plano poniendo de relieve el carácter técnico de las políticas en cuestión y disociándolas de los intereses individuales. Como los consumidores son, al final de cuentas, los verdaderos beneficiarios de las políticas de conservación exitosas, podría esperarse que mostrasen simpatías por estas reformas y regulaciones. Sin embargo, es normal que sean pasivos, al menos mientras el sector minero en cuestión sea capaz de manejar y resolver sus problemas. Tal ha sido el caso del petróleo estadounidense, aunque no del carbón británico, donde, como veremos más adelante, la situación llegó a un punto muerto.

1.3 La ciencia económica y la propiedad de los recursos naturales

En los inicios de la economía política, el tema de los terratenientes y los recursos naturales jugó un papel decisivo. La verdad es que no podía ser de otra manera. Para Turgot, por ejemplo, quien escribe en 1766, todo el excedente era renta de la tierra, sin que distinguiera entre las ganancias y los salarios. Así, la tierra y el trabajo constituían los dos factores de producción originales (Turgot 1898). Más adelante, en la década siguiente, Smith ya dio cabida de modo sistemático a los tres factores de producción, esto es, la tierra, el trabajo y el capital (Smith 1950). Luego, avanzado el siglo XIX, Ricardo comenzaría a dismantelar esta trilogía, reduciéndola al binomio que la economía moderna asume como verdad, a saber, el integrado por el trabajo y el capital (Ricardo 1821). La tierra, en efecto, había sido ‘asimilada al capital’ (Blaug 1968: 78).

Así, los recursos naturales pasaron de las manos visibles de los terratenientes a las manos invisibles del mercado. Es decir, la tierra se convirtió en una mercancía que podía comprarse y venderse como cualquier otra. En otras palabras, ya no se juzgaba necesario considerar a la propiedad territorial privada como una categoría propia e independiente. Desde la perspectiva de la teoría económica burguesa, al menos, la transformación revolucionaria de Europa había finalizado. En la práctica, claro está, este proceso tenía todavía un largo camino por recorrer, extendiéndose bien adentro del siglo veinte, y con resultados llenos de compromisos.

Teoría ricardiana de la renta y propiedad territorial privada

La propiedad territorial privada es irrelevante, en el pensar de la ciencia económica moderna, porque su ejercicio y disfrute, supuestamente, no tiene incidencia sobre los precios. Pero baste traer a colación a

Adam Smith, quien, con gran rigor conceptual y apoyo empírico sostenía que en algunos casos – casos de la mayor importancia práctica como la producción de cereales –, la propiedad territorial privada sí tenía el poder de imponer una renta de la tierra consuetudinaria, causando por lo tanto un incremento en los precios. Frente a esta concepción, y convencido de que Smith estaba equivocado, Ricardo formuló un marco conceptual al que se lo conoce como la ‘teoría ricardiana de la renta’, y que ha venido a representar un pivote incuestionado del conocimiento económico moderno. En breve, se afirma que el precio de los recursos naturales se determina, como en el caso de otros bienes, por su costo marginal de producción que incluye, por supuesto, la ganancia normal, y sin que juegue papel alguno la ‘apropiación de la tierra y la consecuente creación de una renta [de la tierra]’ (Ricardo 1821: 45).

Sin embargo, debido a que satisfacer la demanda requiere la incorporación de tierras de diferentes calidades, o la realización de inversiones adicionales de productividad decreciente en las mismas tierras, emergen *rentas económicas* aun en las tierras de peor calidad. En consecuencia, los arrendatarios siempre pueden pagar alguna renta de la tierra, incluso en las peores tierras. O sea, la evidencia empírica de que los arrendatarios siempre cancelan alguna renta de la tierra sería compatible con el supuesto de que la renta de la tierra sobre el producto marginal es cero. Y si bien la competencia entre los arrendatarios sí transfiere aquellas rentas económicas, bajo la forma de renta de la tierra, a los bolsillos de los terratenientes, la competencia entre ellos como productores también limita su capacidad de pago. Así, una vez que los contratos han sido firmados, los arrendatarios se verán forzados a invertir y expandir la producción hasta donde sea rentable, es decir, hasta el punto donde los costos de producción marginales igualan a los precios del mercado.

Sin embargo, el punto crucial no es la renta de la tierra en la producción marginal. Aun si ésta fuera cero en todos los arrendamientos *existentes*, no puede excluirse la posibilidad de que algunas tierras no puedan ser arrendadas porque no pueden pagar la renta que los terratenientes exigen. Si éste fuese el caso de manera sistemática, la demanda del producto en cuestión tendría que satisfacerse por las inversiones adicionales en un área reducida, y necesariamente con costos marginales de producción mayores que se traducen en precios más elevados. Siempre cabe argumentar que el terrateniente que no logró arrendar su tierra pierde, pero es igualmente cierto que el terrateniente que acepta una renta de la tierra baja no será capaz de sacar ventaja de una mejor oportunidad que pueda presentarse más adelante.

Peor aún, el modelo de Ricardo depende de la *forma* de la renta de la tierra. Si se trata de un pago fijo anual, que era la forma más usual en la agricultura inglesa de su época, es admisible imaginar una situación donde la producción marginal no paga renta alguna. Sin embargo, si suponemos que los arrendatarios son aparceros, y la renta de la tierra consiste en un cierto porcentaje de la cosecha, pagado en dinero o en especie, entonces resulta obvio que no existe un producto marginal, y con mayor razón una inversión marginal que no paguen renta. Más todavía, contrariamente a lo que puedan haber sido las expectativas de Ricardo, la aparcería no ha desaparecido en la agricultura. Aunque se trata en realidad de una forma antigua de contratación, y, por ende, también de la renta de la tierra asociada, sigue siendo vigente y se encuentra de hecho muy extendida en países del todo modernos como los Estados Unidos. Más aún, en el caso de las minas, el equivalente de la renta en la aparcería, es decir, la regalía, sigue siendo la forma dominante de la renta de la tierra.⁴ En conclusión, la teoría de la renta ricardiana en tales casos simplemente no es compatible con la realidad.

Smith reporta, de hecho, algunos casos que encajan en esta idea de la aparcería, por ejemplo, los bosques en Noruega, las minas de carbón en Gran Bretaña y las canteras de piedra en Escocia. Ricardo, con el propósito de invalidarlos, recurrió a una definición muy peculiar de la renta:

La renta [de la tierra] es aquella parte del producto de la tierra que se paga al terrateniente por el uso de las originales e indestructibles fuerzas del suelo. (Ricardo 1821: 67)

De acuerdo con esto, las regalías fijas o porcentuales se pagaban en ‘consideración de la mercancía valiosa’ (Ricardo 1821: 67) extraída de la tierra, y simplemente no constituían una renta del suelo. Por ende, Marshall escribió en 1890 que ‘la regalía *no* es una renta [de la tierra]’, sino el precio obtenido por ‘la venta de los bienes almacenados’, aunque se trate de bienes ‘almacenados por la naturaleza’ (Marshall 1961: 483). En consecuencia, no puede negarse que ‘el precio de la oferta marginal de los minerales incluye una regalía además de los gastos marginales causados por la explotación de la mina’. Marshall señala de manera explícita y, por lo demás ingeniosa, que ello se debía al hecho de que esos bienes almacenados por la naturaleza ‘eran ahora tratados como una propiedad privada’. Valga decir, es la institución de la propiedad privada la que determina la existencia de la regalía, esto es, el precio

⁴ Marx aparentemente compartió el prejuicio de Ricardo en contra de la aparcería y las regalías en tanto categorías medievales e incompatibles con el capitalismo (Marx 1966: 795ss).

por pagar con cargo a un recurso natural. Pero resta por explicarse la magnitud del precio, y aquí Marshall no tiene respuesta. Él sólo observa que:

La regalía (...) cuando se ajusta apropiadamente, representa la disminución del valor de la mina considerada como una fuente de riqueza en el futuro, lo cual se debe a que el [mineral] es extraído de su almacén natural. (Marshall 1961: 483)

Una vez que un depósito o yacimiento mineral se ‘asimila’ al capital, a un activo que se va consumiendo en la producción, la regalía puede, en efecto, asociarse con su depreciación. Sin embargo, en lo que atañe a las tasas de regalías, esta analogía no ayuda para nada, pues el ‘valor de la mina’ – es decir, los minerales depositados, el recurso natural como tal – no es otra cosa que el valor presente neto de los pagos futuros de regalía. En suma, el razonamiento de Marshall resulta obviamente circular.

Marshall tenía en la mente al carbón británico. En el caso del petróleo estadounidense, Davidson siguió el mismo razonamiento. Luego de reconocer el hecho de que existe una regalía consuetudinaria de un octavo, su argumento continúa en estos términos:

Dado que las regalías se estipulan al principio, ellas dependen de las expectativas del flujo de ingresos futuros provenientes de los pozos. Por lo tanto, en el largo plazo, no determinan los precios sino que son más bien determinadas por ellos. (Davidson 1963a: 90)

Una vez más nos movemos al garete. Debe destacarse, sin embargo, que los economistas estadounidenses coinciden con la teoría de la renta ricardiana en tanto ésta afirma la irrelevancia de la propiedad territorial privada, pero no aceptan la definición de regalía aportada por Ricardo o por Marshall. En tal respecto, cabe decir que son menos acomodaticios con respecto a los terratenientes que sus colegas británicos. Así, en la opinión de Davidson, ‘las tierras petroleras son obviamente análogas al caso ricardiano de las tierras agrícolas de diferentes fertilidades’ (Davidson 1963b: 126), y ‘el pago de bonos y regalías son (...) pagos de renta ricardiana’ (Davidson 1963a: 104).

En efecto, las regalías pueden considerarse como una aproximación a las rentas ricardianas. Ahora bien, aunque la renta de la tierra ‘bajo condiciones de competencia perfecta, que presume un conocimiento perfecto’ se igualaría a las rentas ricardianas, ‘en el mundo real con conocimiento imperfecto’ (McDonald 1979: 36) las cosas son algo diferentes:

La regalía afecta el margen de uso de la tierra para la extracción mineral y también, en cierto grado, el precio de los minerales extraídos. Esto parece contradecir nuestra repetida afirmación anterior de que la renta es determinada por el precio y no determinante del precio, pero esto es sólo en apariencia. La renta económica pura (...) no afecta el precio, pero una regalía establecida como una forma de renta contractual (...) no coincide exactamente con la renta económica

pura. Es la naturaleza del contrato y no la naturaleza de la renta económica lo que causa que el pago de la renta afecte el precio. (McDonald 1979: 36)

Ciertamente, la ‘naturaleza del contrato’, en tanto causante del pago de renta de la tierra, es lo que afecta a los precios, pero debe tenerse presente que tal contrato no hace sino expresar el hecho incontrovertible de que una de las partes contratantes resulta ser propietaria del recurso natural. Sobre el autor citado recae la tarea de imaginarse que el propietario se haga parte de un contrato donde su propiedad entra en juego, y en el que, como regla general, él renuncie a los privilegios inherentes a dicha propiedad. Como solían escribir los antiguos, *vide et crede*. Mas, como en la ciencia económica existe un consenso fundamental acerca de que la propiedad territorial privada ni importa ni cuenta, los economistas profesionales que observan el mundo real a través del lente de la teoría ricardiana de la renta descubren, en el mejor de los casos, no que la teoría está equivocada sino que el mundo real es lastimosamente imperfecto.

Las relaciones terrateniente-arrendatario, así como la cuestión de la renta de la tierra en general desapareció al final de las cuentas de la ciencia económica. *The Coal Question* de Jevons (Jevons 1965), publicado en 1865, y que trata acerca de la industria del carbón británica, no menciona jamás las palabras ‘renta’, ‘regalía’, o ‘concesión’. Similarmente, la bibliografía económica sobre la industria petrolera estadounidense apenas menciona en pasada el hecho de que la industria está basada en arrendamientos, y preferiblemente en una nota de pie de página.⁵ El autor conoce un único intento, por parte de un economista, por lo demás fallido y débil, de tratar de explicar la existencia de una regalía consuetudinaria.⁶ Los terratenientes han sido suprimidos en la ciencia económica moderna, y su desaparición es tan consistente y radical que hasta el vocabulario específico ha desaparecido. La palabra ‘renta’ (*rent*), en tiempos de Smith y Ricardo, significaba *renta de la tierra*. Hoy en día, de acuerdo con *The New Palgrave*, ésta significa más o menos cualquier tipo de ingreso.⁷ Las rentas ricardianas son consideradas simplemente como un ejemplo más de rentas económicas en general, las cuales se originan dondequiera que existan imperfecciones del mercado, sea en los sectores primarios, secundarios o terciarios.

⁵ Véase, por ejemplo, DeChazeau y Kahn, 1959.

⁶ Véase el debate en Davidson 1963a, Campbell 1963, y Davidson 1963b.

⁷ ‘La renta es el pago por el uso de un recurso, sea éste tierra, trabajo, equipo, ideas, o aún dinero. Típicamente, la renta del trabajo es denominada ‘salarios’; el pago por el uso de la tierra y de los equipos es frecuentemente llamado ‘renta’; el pago por el uso de una idea es denominado ‘regalía’; y el pago por el uso del dinero es el ‘interés.’ (*The New Palgrave* 1998)

Pues bien, y para prevenir malentendidos, en este libro se utilizará el término más largo y pesado, pero lleno de todo el rigor conceptual, de ‘renta de la tierra’. Además, resulta de evidente interés puntualizar que *The New Palgrave* no tiene una entrada particular para el concepto ‘regalía’. De hecho, el uso de esta palabra en la minería es relativamente reciente. En tiempos de Smith y Ricardo su uso estaba confinado exclusivamente a la renta de la tierra pagada a la Casa Real. Y cabe agregar que nunca utilizaron este término en sus escritos (Nef 1932: Vol.1, 318s). Pero en la bibliografía económica moderna sobre la minería, especialmente en la literatura estadounidense, todos los pagos de renta de la tierra (rentas superficiales, bonos, o regalías propiamente dichas), se llaman en general ‘regalías’. Por otra parte, la palabra ‘mina’ puede referirse tanto a los depósitos o yacimientos minerales como al sistema de excavaciones y perforaciones para su explotación. Por ello mismo, el término ‘propietario de una mina’ alude sin distinciones al terrateniente o al arrendatario.

Igualmente genera confusión el hecho de que en la economía moderna, como hemos visto, existen *dos* versiones o desarrollos posteriores de la teoría de la renta ricardiana. Una primera versión no toma posición con respecto a los minerales, y es lo suficientemente ‘generosa’ como para descartar las regalías como renta de la tierra, y presentarlas, más bien, como una compensación por el desgaste de un activo. Esto refleja la necesidad práctica de arribar a un compromiso para vivir y dejar vivir. Aun así, debe tenerse presente que se trata sólo de un compromiso práctico: la regalía sólo se tolera siempre y cuando se la disfrace como la contraparte de un activo que se desgasta. La segunda versión, más radical, incorpora la regalía al ámbito de la renta diferencial como una solución aproximada generada por el mercado.

Impuestos. Las rentas económicas puras no afectan el flujo de inversión o, en última instancia, a la producción misma. Y como los terratenientes, según Ricardo, no hacían sino cobrarlas en cuanto tales rentas, ellos no eran responsables por el elevado precio del trigo en su época. A primera vista, entonces, podría pensarse que él defendía a los terratenientes. Empero, luego siguió desarrollando su argumento hasta concluir en que precisamente por no afectar los precios y, por ende, el flujo de inversión, la renta de la tierra era un objetivo ideal para los impuestos (Ricardo 1821: 173).

La idea de que la renta de la tierra debía sujetarse a impuestos especiales, lo cual iría aparejado con niveles menores de tributación en el resto de la economía, es tan antigua como la economía política misma. Los fisiócratas franceses ya la plantearon con innegable rigor en el siglo dieciocho. Además, en

los tiempos de Ricardo hubo un debate sobre la conveniencia de incorporar todos los recursos naturales bajo el dominio público, para que fuesen administrados por un sistema de licencias o concesiones. Sin embargo, para Ricardo no era de importancia si la propiedad territorial fuera pública o privada, en tanto que sí sostenía que el régimen impositivo habría de ser una respuesta adecuada a las imperfecciones del mercado en el sector primario.

Pero una vez que se la ‘asimiló’ al capital y que, por así hablar, se hizo la paz con la propiedad territorial privada, la idea de unos impuestos especiales no fue llevada tan lejos como podrían sugerir los tratados teóricos. Muy por el contrario, tan pronto como las tierras se incorporaron al mercado, vendiéndose y comprándose regularmente, las rentas de la tierra aparecieron como ‘ganancias de capital’, sujetándose incluso a menores tasas de impuestos que las ganancias ordinarias. En el caso de los minerales, por otra parte, la concepción de las regalías como la contraparte de un activo que se desgasta, era sin duda un argumento convincente para exigir privilegios tributarios. A manera de ilustración, en los Estados Unidos los minerales disfrutaban, como veremos, de un privilegio impositivo único, conocido como ‘partida de agotamiento’ (*depletion allowance*).

Libre comercio. Con todo, Ricardo sí consideró muy importante la competencia en el mercado. En particular, se opuso a las leyes de cereales británicas de 1815, las cuales prohibían las importaciones de trigo si los precios caían por debajo de cierto nivel. Estas leyes fueron finalmente revocadas en 1846. Con el libre comercio, las importaciones de víveres provenientes del mundo entero traían aparejados precios menores, debilitando a los terratenientes británicos, y, en general, a los europeos todos. Sin embargo, la primera reacción ante los menores precios fue la de incrementar la inversión aumentando así los rendimientos físicos y la productividad, sin que se diera, en lo inmediato, una caída en la renta de la tierra por acre. El peso del mercado mundial en desarrollo, impulsado por las nuevas tecnologías del transporte, sólo se hizo sentir plenamente en el último cuarto del siglo diecinueve, cuando los terratenientes no tuvieron otra opción que ajustar hacia la baja la renta de la tierra cobrada de manera consuetudinaria, (Marx 1966: 734ss; Kautsky 1899: 80).

De igual modo, y viniendo al caso del petróleo, luego de la Primera Guerra Mundial los costos crecientes de los arrendamientos fueron una razón importante para que las compañías petroleras estadounidenses buscaran concesiones en el extranjero (United States Senate 1952: 39s). Esto no afectó las

relaciones entre terratenientes y arrendatarios como tales, pero contribuyó a mantener los precios en niveles menores.

El efecto de la competencia en el mercado de los productos sobre las relaciones terratenientes-arrendatarios, depende mucho de la naturaleza de los contratos. En la agricultura, con arrendamientos de corto plazo y anualidades fijas, las variaciones de los precios pueden inducir, posiblemente y con relativa facilidad, a un ajuste con respecto a la renta de la tierra tenida como consuetudinaria.⁸ Éste no es el caso de la minería, donde los contratos son de largo plazo, las inversiones iniciales son altas, y se basan en regalías, con lo que se requiere de variaciones de precios de mayor magnitud y duración para que se den efectos significativos sobre las relaciones contractuales en cuestión. Las variaciones de corto plazo en los precios pueden conducir solamente al abandono de las tierras marginales más viejas, o a la rápida incorporación de nuevas, sin que tenga porqué haber cambios en el contrato de arrendamiento típico. La inducción de un cambio en la estructura contractual misma, es decir, aumentos o bajas permanentes en la renta de la tierra tomada como consuetudinaria, puede estar más allá del alcance de las fuerzas del mercado. Desde luego, tal cambio sí puede ocurrir, pero éste requiere de una política específicamente diseñada. En este contexto cabe decir que la teoría ricardiana de la renta, en su versión más radical, provee a los diseñadores de políticas con un modelo simple, consistente y persuasivo para su confrontación con los terratenientes, y lleva a una sola conclusión: hay que reducir la renta marginal hasta que se haga cero o nula.

Teoría marxista de la renta

Marx se opuso a la visión de Ricardo y más bien tomaba partido, en general, por los planteamientos de Smith. En primer término, su definición de renta de la tierra abarca todos los recursos naturales, incluyendo los minerales. La regalía es sólo una forma de renta de la tierra, y ambos coinciden sobre la cuestión de la propiedad territorial privada con respecto a los precios. Bajo ciertas circunstancias, en efecto, los terratenientes sí serían lo suficientemente poderosos como para imponer lo que Marx denominó una renta absoluta, y que nosotros hemos llamado en las páginas precedentes una renta de la tierra consuetudinaria (Marx 1966: 756ss).

⁸ Pero debo confesar mi ignorancia, pues nunca pude encontrar un estudio sobre esta cuestión. – Sin embargo, muy recientemente me encontré con el notable trabajo de Peyton Young y Mary A. Burke: 'Competition and Custom in Economic Contracts: A Case Study of Illinois Agriculture', *American Economic Review*, Junio de 2001.

Además, al presentarse esta renta de la tierra tenida como consuetudinaria en cuanto una carga adicional para el obrero, la aversión de los marxistas por los terratenientes fue, claro está, exacerbada. No obstante, luego de la Primera Guerra Mundial, la renta de la tierra desapareció también en el seno de la teoría económica marxista. A manera de ilustración cabe decir que Lenin basó su *Programa Agrario* (Lenin 1964), escrito en 1907, en la teoría marxista de la renta. Empero, diez años más tarde, en 1917, en su libro sobre el *Imperialismo* (Lenin 1934), no se menciona ya el término ‘renta de la tierra’. Es decir, con sus disparidades temporales la tierra desapareció como factor de producción tanto de la teoría económica burguesa como de la marxista. Marx, de hecho, estaba interesado en la renta absoluta sólo desde una perspectiva histórica, con ocasión de la consideración de la transición del feudalismo al capitalismo. Su conclusión era que en cuanto categoría histórica, estaba destinada a desaparecer por causa del desarrollo capitalista. Con el crecimiento de la productividad en el sector primario y la intensificación de la competencia en el mercado mundial, los recursos naturales habrían de tornarse más abundantes, produciéndose, por lo tanto, el consecuente debilitamiento de la clase terrateniente. Engels, quien publicó póstumamente en 1894 el tercer volumen de *Das Kapital* (el cual contiene la teoría de la renta de Marx), compartió este argumento, presentando como evidencia la pérdida de importancia de la renta de la tierra en Europa para ese entonces.

Por otra parte, Marx no abordó el tema de la renta de la tierra en la minería. Su interés político se concentró en la posibilidad de una alianza entre el campesinado y la clase obrera, y para el campesinado la cuestión de la tenencia de la tierra era de primordial importancia. *La tierra para quien la trabaja* fue una consigna popular de la revolución burguesa, cautivando al campesinado ávido de labrar su propio lote de tierra como resultado de una reforma agraria. Empero, los trabajadores mineros, por su lado, estaban ya confrontando empresas industriales modernas. El obrero minero podía compararse perfectamente con el obrero de cualquier industria moderna, mas no con el campesino visto como un pequeño productor independiente. Es decir, los obreros mineros no tenían un interés propio en la materia de la tenencia de la tierra. Ello explica porqué, en relación con la minería, Marx se redujo a decir que la renta absoluta se explicaba en este caso del mismo modo como en la agricultura, sin entrar en más detalles.

Con todo, sí se cuidó de puntualizar que la renta absoluta de la tierra – es decir, la renta de la tierra consuetudinaria – podía existir también bajo condiciones propiamente capitalistas, con prescindien-

cia del proceso de transición del feudalismo al capitalismo (Marx 1966: 772). Sus seguidores y lectores ignoraron del todo este punto, y bastaron sólo unas pocas décadas para que la renta ricardiana de la tierra llegara también a los escritos marxistas: Marx había sostenido con poderosos argumentos en su momento que Ricardo estaba equivocado; ahora, en el presente, y de la manera más extraña, vuelve Ricardo por sus fueros como si su concepción se ajustara a la realidad.

Regímenes, factores de producción y recursos naturales

El régimen de propiedad mineral privada se desarrolla en dos fases. En un primer período, se da el establecimiento de las industrias mineras, y la cuestión en juego consiste en definir, de manera estratégica, el conjunto de actores, las reglas básicas y la renta de la tierra que se tendrá por consuetudinaria. Así es como se establece un *régimen* (*governance structure*). Le sigue un segundo período, de duración indefinida, en el cual el asunto central se concentra en las rentas diferenciales o ricardianas, por una parte, y en hacer funcionar el régimen existente de la manera más eficientemente posible, por la otra parte. En esta segunda etapa, el régimen debe y tiene que evolucionar y adaptarse a circunstancias cambiantes, preservándose, empero, el resultado esencial del primer período. Este último sólo cambia bajo la presión de circunstancias excepcionales y suficientemente poderosas como para imponer y justificar los costos económicos, políticos y sociales asociados con la demolición del viejo régimen y la construcción de un nuevo régimen.

La ciencia económica moderna sólo ve la segunda etapa (de aquella primera etapa todavía se habla, a lo mejor y aunque sea vagamente, en lo que se conoce como ‘economía de desarrollo’). El primer período pertenece a su pasado pre-revolucionario, a lo que se conoce en la actualidad como economía política clásica. En las naciones modernas, donde la tierra se encuentra subordinada a mercados del todo desarrollados, la tenencia de la tierra no es un tema de discusión. En consecuencia, la cuestión de la propiedad territorial del recurso natural y su relación con los precios es un asunto que se deja a la política. Corresponde entonces a los políticos tratar con este problema, de acuerdo con los intereses prácticos que representen, sean de los consumidores, de las compañías arrendatarias, o de los terratenientes. Aunque la teoría de la renta ricardiana tenía como finalidad la de negar, incluso en el ámbito teórico, la posible existencia de una renta de la tierra consuetudinaria, la disciplina de la economía simplemente la ignora cuando la confronta en la práctica. En su lugar, la ciencia económica ofrece un menú de modelos para maquillar y justificar el compromiso existente en cuanto legado de la historia o, al

contrario, para cuestionarlo por no adecuarse al modelo teórico preconcebido. Los políticos tienen así las manos libres en relación con lo que cabe llamar el mundo real. Más aún, la restricción en el conocimiento de los economistas de los factores de la producción al capital y al trabajo, excluyéndose así a la tierra, termina por reflejarse políticamente en una división izquierda–derecha. Y es de notar que la ‘izquierda’, valga decir, el trabajo, y la ‘derecha’, esto es, el capital, coinciden en el plano de las ideas en su posición en contra de la renta de la tierra (Marx 1974: 38ss; Guigou 1982). Ambos preferirían que la torta se dividiera entre dos, y no entre tres.

En realidad, el régimen de los recursos naturales es una cuestión mucho más elemental de lo que pueda sugerir, en la arena política, la división izquierda–derecha y su práctica de adherir etiquetas al adversario circunstancial. La dimensión propia de un régimen mineral es la división física arriba-abajo, es decir, la tensión que inevitablemente existe entre aquéllos que trabajan y viven sobre la superficie, y quienes se ganan la vida con base en la explotación del subsuelo.

2 ESTUDIOS SOBRE CASOS DE REGÍMENES PRIVADOS

2.1 El carbón británico

Los afloramientos de carbón eran bastante frecuentes en Gran Bretaña.¹ Sin embargo, mientras la oferta de leña fuera abundante, al carbón se lo despreció como combustible. La razón era la mala calidad del carbón proveniente de los afloramientos, pero también la del carbón que se encontraba a poca profundidad debido a su exposición al oxígeno. Con el paso del tiempo la leña se hizo cada vez más escasa, y fue desplazada, en un primer estadio a nivel local, por el carbón. En efecto, aunque los costos de explotar este último eran bajos cuando se lo encontraba en la superficie, los costos de transporte, empero, eran muy elevados. Con el tiempo, sin embargo, se desarrolló un mercado regional y nacional. De manera simultánea la propiedad territorial privada se fue extendiendo a los minerales, con algunas excepciones de carácter regional y con la excepción general de la plata y el oro. Este desarrollo fue peculiar de la Gran Bretaña, guardando relación con su evolución política y con el poder excepcional de los terratenientes dentro de la monarquía. En el continente europeo, por su parte, la situación evolucionó en un sentido opuesto, hacia la propiedad pública.

Los primeros contratos de arrendamiento

De lo último dicho se sigue que en Gran Bretaña, como línea general, fueran los terratenientes mismos quienes explotaron los afloramientos y las vetas de carbón que se encontraban a poca profundidad, aunque el arrendamiento de la tierra siempre fue una opción. En este último caso, los contratos siguieron el patrón de los arrendamientos agrícolas. En todo caso, desde los inicios se tomó en cuenta el agotamiento, mediante la limitación de los volúmenes que los arrendatarios podían extraer. ‘Era usual en los arrendamientos de carbón (...) limitar el número de pozos que podrían ser abiertos, y el número de mineros (...) que podrían emplearse en cada pozo. De esta manera se estableció un límite máximo sobre el volumen de producción’ (Nef 1932: V.1, 320). En otros casos los volúmenes eran restringidos directamente.

Estas restricciones primitivas eran aceptables para ambos lados dentro del ambiente tradicional de contratos de arrendamiento de pocos años de duración, y de productores que sólo cubrían las nece-

sidades locales. Los mismos, sin duda, eran fáciles de supervisar. Empero, una vez que la minería del carbón se transformó en una actividad moderna orientada al mercado, este sistema tuvo que cambiar. Fue así como las restricciones volumétricas simplemente desaparecieron del todo al encontrarse los terratenientes debilitados por la competencia de nuevas tierras, provenientes de la privatización de las propiedades de la Iglesia y de la Corona. ‘El arrendamiento usual durante el período comprendido entre 1580 y 1640 estipulaba un pago fijo, independientemente de la cantidad de minerales extraída’ (Nef 1932: V.1, 321). Al mismo tiempo se estableció como consuetudinario un período de tenencia de veintidós años como mínimo.

Como esto sucedió cuando la demanda del carbón estaba por iniciarse en grande, los terratenientes no compartieron en lo inmediato los beneficios derivados de la expansión revolucionaria de la industria del carbón en los finales del siglo dieciséis. Su posición, por lo tanto, no podía mejorar sino cuando el arrendamiento expirara. Mientras tanto, en algunos casos sus rentas equivalían a menos de la mitad del uno por ciento del precio de venta de una tonelada de carbón. Aquéllos que arrendaron sus tierras más tarde tuvieron mayor fortuna, pero hubo grandes variaciones de un caso al otro, y eran las minas más productivas o mejor situadas las que tendían a pagar la renta de la tierra más baja por unidad de carbón producida, pues eran las mejores tierras las que se habían arrendado primero. En los arrendamientos nuevos, o renovados, la renta de la tierra empezó a dispararse. ‘Por medio de anualidades elevadas, frecuentemente con bonos todavía más elevados, los propietarios buscaron recuperar lo que ellos no dudaron en considerar como sus pérdidas durante el período de rápida expansión de la industria’ (Nef 1932: V.1, 322–24). En el período de depresión que siguió fue el turno de los empresarios mineros de quejarse, ahora incapaces de conseguir suficientes ganancias para pagar sus rentas.

Génesis moderna de la regalía

Sólo después de pasar por estas experiencias fue como los terratenientes y los arrendatarios comprendieron que el sistema de anualidades fijas podía bien resultar desventajoso para ambas partes. Surgió

¹ Para una historia exhaustiva del carbón británico, véase el estudio de cinco volúmenes auspiciado por el *National Coal Board*.

entonces una forma de pago diferente, la cual habría de establecer una relación definida entre la renta de la tierra y el volumen de carbón extraído.²

El sistema de cálculo de las regalías como un monto fijo por unidad de carbón producida (...) aparentemente se originó en las minas de carbón inglesas. Antes de 1700 numerosos terratenientes a lo largo del país habían adoptado este método. (...) Y aunque el nuevo sistema no se había generalizado todavía al final del siglo diecisiete, iba ganando terreno en todas partes. (Nef 1932: V.1, 324–25)

Nef pone énfasis sobre el hecho de que las regalías en el carbón británico *no* fueron un legado de tiempos antiguos. Más bien se desarrollaron independientemente, como un mecanismo moderno de recaudación de la renta de la tierra en la minería. ‘Aunque es posible detectar la influencia de los mineros medievales de plomo y estaño en ciertas prácticas en la minería de carbón (...) sin embargo, sólo se trata de vestigios, principalmente de interés académico’ (Nef 1932: V.1, 298).

En los nuevos arrendamientos de carbón, las regalías eran combinadas con bonos y anualidades. Estas últimas, a su vez, se denominaron *rentas ciertas*. Dichas anualidades constituían un mínimo por pagarse en las circunstancias cuando los pagos por regalía fueran menores que ese mínimo. Las regalías fijas se hicieron predominantes, aunque en algunas regiones como en el sur de Gales y en Escocia, se dan casos de regalías porcentuales desde mediados del siglo dieciocho. En mi opinión, la razón por la cual las regalías porcentuales aparecieron más tarde y luego se hicieron notorias, radica en la existencia y el desarrollo de un mercado más transparente, el cual facilitaba la observación de los costos de transporte y, por ende, de los precios. Las regalías fijas sobrevivieron en aquellas regiones donde habían sido sólidamente establecidas con antelación. En otras palabras, donde la producción y los arrendamientos del carbón se desarrollaron primero, se hizo consuetudinaria una regalía fija, y donde se desarrollaron más tarde, surgió una regalía porcentual como una nueva forma consuetudinaria. Esta explicación parece ajustarse al caso de Escocia, donde los terratenientes estuvieron involucrados directamente en la minería del carbón por más tiempo que en cualquier otra parte, y al caso del Sur de Gales, una región que se transformó de manera tardía en un importante productor.

En un mercado plenamente desarrollado y competitivo, una regalía porcentual lleva consigo sólo un moderado incremento en los costos de monitoreo, y, como ya se señaló, tiene ella la ventaja de ajus-

² Soluciones más aproximadas que relacionaban, por ejemplo, la renta con el número de pozos explotados, el número de mineros empleados, etc., eran versiones más antiguas. (Nef 1932: V.1, 321; Flinn 1984: 43–4; Hatcher 1993: 273ss).

tarse de modo automático a la inflación y también a las diferencias en calidad y ubicación. Aunque históricamente la inflación era baja comparada con los estándares modernos, no hay duda de que el promedio de la regalía por tonelada tendió a disminuir en términos de poder de compra real durante los siglos dieciocho y diecinueve. Por ello, cabe suponer que los terratenientes en todas partes debieron haberse interesado en cambiarse al régimen de una regalía porcentual. En la práctica, sin embargo, en las viejas regiones productoras esta nueva práctica progresó muy lentamente. Ello confirmaría no sólo lo difícil que es cambiar un régimen establecido, sino lo que es más, la férrea oposición de los arrendatarios. En efecto, los arrendatarios más poderosos del Nordeste, con mucho la región productora más antigua e importante del país, operaban un cártel desde el siglo dieciséis,³ y con seguridad no estaban interesados en revelar su política de precios, amén de que con una regalía fija la inflación trabajaba a su favor.

En todo caso, la aceleración de la inflación en el siglo veinte lleva bien a preguntarse si las regalías fijas no se habrían tornado en inaceptables para los terratenientes, tomando entonces las porcentuales su lugar, desde luego bajo el caso ahora sólo hipotético de que no se hubiera nacionalizado antes el recurso mineral, tal y como de hecho sucedió.

Evolución de las tasas de regalías

Según Nef, las regalías fijas alcanzaron su punto máximo en el siglo que siguió a la Restauración (1660). Pero en la segunda mitad del siglo dieciocho comenzaron a decrecer. En la época de Adam Smith lo común era una regalía equivalente a una décima de los precios en boca de pozo:

Desde entonces la caída ha sido pronunciada. En Durham y Northumberland, entre 1824 y 1834, de acuerdo con las estadísticas exhaustivas del Comité de Comercio del Carbón de 1836, las regalías promediaron cerca de un decimoquinto del precio de venta; en 1889 el promedio era casi el mismo; durante los dos últimos años de la Primera Guerra Mundial este promedio cayó, aproximadamente, a una trigésima sexta parte. (Nef 1932: V.1, 326–7)⁴

Pero ha de tenerse presente que este promedio del porcentaje de las regalías fijas, tan bajo al final de la Primera Guerra Mundial, tuvo también que ver con los excepcionales niveles de precios.

³ Nos referimos a la Compañía de *Hostmen* de Newcastle-upon-Tyne, que más tarde dio lugar a los *Grand Alleys*. En su modo de operar uno puede encontrar muchas paralelas con el famoso Cártel Internacional del Petróleo.

⁴ Véase también Hatcher (1993: 280) y Flinn (1984: 46).

En lo que atañe a las regalías porcentuales, un consultor que visitó Leslie in Fife en 1773 encontró que era usual ‘pagar una cuarta parte del producto bruto para el carbón de fácil acceso cerca del mar o de una ciudad con un poder de compra constante o dispuesta a pagar un buen precio; un quinto para el carbón de fácil acceso pero que no tuviera las ventajas anteriores; un séptimo para el carbón trabajado con máquinas de agua; y una décima cuando fuera trabajado con máquinas de fuego’ (Flinn 1984: 45). A finales del siglo dieciocho y a principios del siglo diecinueve, la regalía porcentual más frecuente parece haber sido un octavo (Flinn 1984: 44–5). Posiblemente, este porcentaje puede haber estado, en los inicios, más o menos en línea con las regalías fijas; sin embargo, debido a la inflación hacia finales del siglo diecinueve, la regalía porcentual se hizo mucho más ventajosa para el terrateniente.

En épocas más remotas las diferentes tasas de regalías reflejaron, parcialmente al menos, unas rentas ricardianas. Sin embargo, eran éstas unas aproximaciones a la realidad muy débiles. Las condiciones económicas de las minas evolucionaron rápidamente y la situación en el mercado del carbón fluctuaba mes a mes, mientras que los contratos de arrendamientos se extendían sobre períodos largos durante los cuales las tasas de regalía se fijaban en una suma constante por unidad, o de acuerdo con el porcentaje de carbón extraído.

Pero cabe observar que, al lado de las regalías, eran de mucha importancia también los bonos. Sin embargo, sobre los bonos no hay estadísticas exhaustivas, como sí las hay con respecto a las regalías. Es de suponer que las diferencias reales entre las tasas de regalía fijas en las regiones productoras más antiguas, y las tasas de regalía porcentuales en las regiones productoras más recientes, se hayan compensado, al menos parcialmente, por la vía de los bonos.

Regalía consuetudinaria

Es un hecho digno de notar que el desarrollo de mecanismos más refinados de recaudación de la renta de la tierra no se llegó a dar. Y, por el contrario, la tendencia histórica fue en la dirección opuesta, esto es, hacia una regalía consuetudinaria:

Durante los dos últimos siglos, se observa (...) una tendencia en las regalías fijas por tonelada de aproximarse, en todas las minas británicas, a un nivel común. A finales del reino de Elizabeth [1558–1603], las (...) rentas (...) que se cobraban probablemente oscilaban entre el equivalente de un medio por ciento y hasta un veinte por ciento del precio en boca de pozo (...). Durante los siglos diecisiete y dieciocho, este margen se estrechó considerablemente; desde 1800 se ha estrechado aún más. En 1836 la regalía máxima en Durham y Northumberland alcanzaba 1s. 3d. [es decir, 15d.] por tonelada, en 1889 el máximo era 10d., hoy es 9d. Todos los repre-

sentantes de los dueños del mineral, que testificaron ante la Comisión del Carbón de 1925, coincidieron por abrumadora mayoría en que en las minas de todo el país las regalías variaban entre 5d. y 7d. por tonelada. En consecuencia, el promedio ha tendido a convertirse cada vez más en la tasa usual. (Nef 1932: V.1, 327)

Por lo demás, las diferencias aún existentes se debían, ante todo, a diferencias de calidad. La reducción de las diferencias en las tasas de regalía y su convergencia paulatina fue un proceso complejo. Por un lado, las rentas ricardianas por factores de localización, se redujeron como consecuencia de la fuerte caída en los costos de transporte. Por el otro lado, el agotamiento, es decir, el continuo movimiento hacia profundidades mayores y nuevas tierras, redujo dichas rentas ricardianas a ser el resultado de diferencias en la fertilidad de los yacimientos mismos. Por último, y no menos importante, aunque siempre en relación con lo antes expuesto, a medida que los terratenientes abandonaron las empresas de extracción de carbón cesaron de existir productores marginales que no pagaban renta ninguna.

Transporte. En tiempos pretéritos las facilidades de comunicación con los mercados y el tamaño de estos últimos eran frecuentemente más importantes que los costos de extracción del carbón. Si el carbón no se consumía localmente, tenía que producirse y consumirse cerca del mar o de los ríos. Esto explica el temprano desarrollo de Newcastle con sus minas de carbón a las orillas del Tyne como el centro de producción, o el de Londres, a las orillas del Támesis, como el centro de consumo más importante. Pues bien, alguno de los desarrollos más significativos que se dieron hacia finales del siglo diecisiete, a saber, el crecimiento espectacular en la producción de las minas de carbón ubicadas a cierta distancia de la orilla sur del Tyne, fue sólo posible gracias a la innovadora construcción de carriles de madera, abaratándose muy significativamente el transporte del carbón en vagones.

Siguió el desarrollo de vías acuáticas, es decir, de canales, y finalmente de los ferrocarriles. Empero, con el fortalecimiento de la propiedad territorial privada no era suficiente que el carbón tuviera una localización ventajosa. Los terratenientes vecinos exigieron derechos de paso que se hicieron muy importantes durante la segunda década del siglo diecisiete, en parte como consecuencia del agotamiento de las minas de carbón cercanas a los ríos y al mar. Mientras los empresarios mineros y sus terratenientes sólo querían pagar derechos que reflejaran el daño causado por el tránsito sobre sus tierras, los terratenientes bien ubicados aspiraban a participar en los beneficios mismos de las minas vecinas. Los derechos de paso se hicieron extremadamente opresivos: ‘Aun el más indolente y conservador de los te-

rratenientes (...) podía obtener un ingreso atractivo del comercio del carbón sin ensuciarse sus manos, si su tierra estaba ubicada estratégicamente' (Hatcher 1993: 254).

Aunque el problema del transporte era de especial importancia para el carbón, afectaba aquél a todo comercio, y obviamente, tendía a dividir también a los terratenientes. Por esta razón tuvo que ser resuelto a nivel nacional. En efecto, en el siglo dieciocho se desarrolló una legislación que otorgaba al constructor de un servicio público tal como canales, carreteras de peaje, o ferrocarriles, el derecho a adquirir los terrenos necesarios, obligándose a los terratenientes a vender. Como consecuencia, al calcularse los por milla y por tonelada, los derechos de paso 'alcanzaron su máximo a finales del siglo diecisiete o comienzos del dieciocho, pero desde entonces representaron un porcentaje continuamente decreciente del precio de venta del carbón. Su importancia se ha reducido significativamente (...) con la introducción del (...) transporte ferroviario, siendo ahora la compañía ferroviaria la que tiene que asegurarse los derechos de tránsito' (Nef 1932: V.1, 334). Hacia mediados del siglo dieciocho, las rentas de tránsito habían perdido aún más en importancia. 'El advenimiento de los ferrocarriles públicos tuvo el efecto de disminuir la necesidad de negociar los derechos de tránsito. Para 1890, fuera del Nordeste, donde extendidas líneas privadas de transporte habían precedido los ferrocarriles públicos y continuaron ofreciendo sus servicios a precios competitivos a los propietarios de las minas y a los comerciantes, sólo una porción mínima de la producción de carbón estaba todavía sujeta a peajes' (Church 1986: 14-5).

La drástica caída en los costos de transporte y en los derechos de paso redujo las rentas ricardianas para las minas de carbón bien ubicadas, e incorporó nuevas minas al mercado regional y, en última instancia, al mercado nacional.

Los terratenientes sólo en cuanto rentistas. Hasta el siglo dieciséis no era inusual que los terratenientes explotaran sus propias minas, y más, que arrendaran adicionalmente otras. Esto es, los terratenientes podían ser arrendadores en unos casos y arrendatarios en otros. En particular, como pudo observar todavía Adam Smith, sólo los terratenientes podían explotar las minas más pobres:

Existen algunas minas cuyo producto escasamente alcanza para pagar el trabajo y para recuperar, junto con la ganancia ordinaria, el capital invertido. Ellas generan alguna ganancia para el empresario, pero no generan una renta para el terrateniente. Sólo el terrateniente puede explotarlos con un resultado, toda vez que al actuar el mismo como empresario obtiene la ganancia ordinaria por el capital invertido. Muchas minas de carbón en Escocia se explotan de esta manera, mientras que no pueden explotarse de otra. El terrateniente no le permitirá a nadie más ex-

plotarlas sin que pague una renta de la tierra, y nadie puede pagar renta alguna. (Smith 1950: V.1, 166)

Empero, ya en el siglo diecisiete se pudo observar en todas partes de Gran Bretaña que una proporción creciente de los terratenientes prefería arrendar sus minas en lugar de trabajarlas ellos mismos. Esto se convirtió finalmente en la norma. ‘En la década de 1830, quizás no más del 10 al 15 por ciento de la producción del carbón provenía de minas trabajadas por los propietarios de la tierra; dicho porcentaje era probablemente la mitad de esa cifra hacia la década de los 1870, y para 1913 había caído a niveles insignificantes’ (Church 1986: 12, 762). Los terratenientes se transformaron en simples rentistas, y a comienzos del siglo veinte, incluso los más importantes entre ellos, ya sabían ‘casi nada acerca del origen de sus ingresos provenientes de las regalías’ (Nef 1932: V.2, 8).

El arrendamiento se convirtió en la norma a medida que la minería se hizo cada vez más profunda e intensiva en el uso del capital. En tiempos antiguos, cuando la minería del carbón se limitaba todavía a los afloramientos y a vetas de poca profundidad, la existencia del carbón, su calidad, y su técnica de explotación eran casi tan bien conocidas por ambos – por los terratenientes y por los arrendatarios –, como en el caso de la tierra agrícola. Más tarde, sin embargo, se hizo necesario alguna actividad de exploración. A principios del siglo diecinueve ésta todavía la hacían consultores-exploradores contratados por el terrateniente. Este último tenía luego que decidir entre financiar la explotación de la mina de carbón por sí mismo o, lo que era más probable, ofrecerla en arrendamiento a cambio de una regalía, con la esperanza de atraer inversionistas sobre la base del reporte convincente de los expertos consultores. Sin embargo, con la creciente profundidad de las minas, también la exploración se convirtió en un negocio cada vez más especializado, costoso y riesgoso:

Así, desde los años de 1860, cuando se buscaba carbón en Fife, y especialmente en las partes más ocultas, debajo de los yacimientos ya en explotación que se extendían desde Yorkshire a través de los East Midlands, una nueva clase de contratistas especializados en topografía y perforación comenzó a emerger. Hacia 1913, varias de estas empresas estaban operando, obteniendo contratos de arrendamientos u opciones de los terratenientes, para luego perforar y probar la existencia de carbón, antes de intentar persuadir una compañía de asumir la explotación de la mina. (Church 1986: 311–2)

A finales del siglo diecinueve, los terratenientes no sólo se habían retirado de la producción, sino que ni siquiera eran capaces ya de evaluar sus tierras. Emergió una clase de empresarios especializados en exploración:

Los ingresos de la compañía pionera generalmente provenían del reembolso de sus costos por parte de la compañía que iba a explotar el carbón, al cual se añadía un pago por tonelada de carbón extraído, calculado sobre la base de la diferencia entre la regalía pagada y la que hubiese sido exigida si la existencia del carbón ya hubiera sido comprobada; algunas veces los pagos en efectivo fueron sustituidos por pagos en acciones. (Church 1986: 312)

El costo promedio de una perforación exploratoria en las dos décadas previas a la Primera Guerra Mundial se ha estimado en UK£ 10.000, y normalmente se requerían varias perforaciones para una evaluación adecuada de las vetas, de su riqueza, inclinación, calidad, etc. Los terratenientes ya no estaban dispuestos a invertir y a arriesgar semejantes cantidades de dinero, o simplemente no las tenían. Se habían transformado ellos en rentistas, y una tasa de regalía consuetudinaria se había establecido definitivamente.

El promedio histórico. El agotamiento hubo de manifestarse, por un lado, en la creciente profundidad de las minas, y, por el otro lado, en la necesidad de arrendar nuevas tierras o nuevos estratos todavía inexplorados al tiempo que cesaban los arrendamientos en las minas más antiguas. Estos nuevos arrendamientos marginales tenían que pagar una renta de la tierra consuetudinaria, valga decir, una regalía consuetudinaria cuya tasa aún debía determinarse. Esta tasa resultó ser el promedio histórico. Dicho promedio era bien conocido entre los consultores y abogados del sector, y como tal podía convertirse fácilmente en un *punto referencial (focal point)* (Rasmusen 1989: 36). Como los terratenientes se venían retirando del negocio y, por lo tanto, estaban cada vez menos informados de sus detalles significativos, el apearse al promedio fue un procedimiento convincente de que se le ofrecía, efectivamente, un trato 'justo'. Pero hay que decir, además, que las rentas ricardianas *ex-ante* habían sufrido de todas maneras una drástica reducción.

Período de tenencia y renovación

Los primeros arrendamientos duraban unos pocos años, lo cual era suficiente dada la reducida dimensión de las excavaciones medievales. Pero cuando la minería del carbón se hizo más intensiva en capital, ya no lo fue. La inversión en infraestructura tales como pozos, túneles, bombeo de agua, ventilación, y otros semejantes, requerían de arrendamientos de más larga duración para que la inversión pudiera emprenderse y luego recuperarse con una ganancia. Pero fue sólo después de la privatización de las tierras de la Iglesia y de la Corona que los arrendatarios lograron conseguir tal extensión del período de tenencia. Un período de veintiún años se hizo consuetudinario, aunque hubo muchos arrendamientos de más

larga duración. Como ‘la excavación de un primer pozo profundo podía tomar hasta cuatro años hacia finales del siglo dieciocho y comienzos del diecinueve’ (Flinn 1984: 48, 191), un período de veintiún años como período consuetudinario de tenencia no parece haber sido demasiado generoso. Hasta el último cuarto del siglo diecinueve la mayoría de los arrendamientos caían dentro del rango comprendido entre veintiún y sesenta y tres años, con una tendencia decreciente del promedio. Posteriormente, esta tendencia se invirtió. La nueva tendencia ‘estaba claramente asociada con las profundidades crecientes de las minas y los mayores gastos de capital requeridos en la minería profunda, todo lo cual llevó a que las compañías del carbón insistieran en arrendamientos suficientemente largos para justificar la inversión de capitales más grandes asociados con el desarrollo minero de largo plazo’ (Church 1986: 13).⁵ A mediados del siglo diecinueve, un término de cuarenta y dos años era bastante usual, y un término de sesenta y tres años tampoco era muy excepcional, aunque existían todavía numerosos arrendamientos con el antiguo período consuetudinario de veintiún años (Mitchell 1984: 253; Nef 1932: v.1, 322n6).

Sin embargo, cualquiera que fuese el período de tenencia, ¿qué pasaría al expirar el arrendamiento? Si las vetas estaban ya agotadas, los arrendatarios eran obligados, usualmente, a restaurar la superficie de la tierra para su uso agrícola u otro, y a sellar los pozos para prevenir accidentes. Los arrendatarios se llevaban entonces consigo el llamado capital ‘móvil’, es decir, aquellas partes de su capital que eran removibles y vendibles, mientras que el capital ‘inmóvil’, tal como los edificios, pasaban a ser propiedad de los arrendadores sin pago alguno de indemnización. Si las vetas no estaban agotadas al revertir los arrendamientos, tal y como sucedía frecuentemente incluso en períodos de tenencia de cuarenta y dos años o más,⁶ la renovación del contrato podía ser para el terrateniente la oportunidad, al fin, de cobrar *ex-post* las rentas ricardianas existentes, o en términos más generales, todas las rentas económicas creadas por los arrendatarios. Ya no había, pues, incertidumbre geológica alguna ni riesgo, y el capital inmóvil, que el arrendatario tenía que entregar sin pago de indemnización, incluía no sólo las edificaciones permanentes sino también a los pozos y los túneles excavados.

En consecuencia, el terrateniente podía exigir no sólo un bono que reflejara esas rentas, sino también el interés sobre el capital invertido por su arrendatario durante el período de arrendamiento. En

⁵ Church (1986: 8) menciona, como ejemplo, una mina de 715 metros de profundidad.

efecto, en algunos casos así lo lograron. ‘Resultó posible que los ingresos de los terratenientes por concepto de bonos se convirtieran en una proporción significativa de la renta total que arrojaban sus minas’ (Flinn 1984: 46–7). Es más, podían acordarse bonos antes de finalizar el arrendamiento. Así sucedió, por ejemplo, en el Nordeste hacia finales del siglo dieciocho y comienzos del diecinueve, al incorporarse dentro del contrato de arrendamiento una provisión para renovarlo cada siete años, cobrándose entonces un bono de renovación. Mediante lo que se denominó ‘renovaciones de relleno’, el término concluido se añadió al lapso del arrendamiento para aumentar la extensión convenida, usándose al efecto bonos de renovación. Este sistema, se entenderá, podía resultar del todo opresivo para los arrendatarios.

Con las mayores profundidades de las minas, sin embargo, los arrendamientos se hicieron más largos, y la habilidad de los terratenientes para imponer efectivamente condiciones de renovación favorables fue debilitándose considerablemente. El mantenimiento de las minas más profundas es extremadamente costoso – por ejemplo, el bombeo de agua deber ser permanente – y si el mantenimiento no se lleva a cabo de forma apropiada, las minas pueden perderse rápidamente, es decir, en lapsos de pocos meses y aun semanas, y para reabrir las, en el mejor de los casos, hay que incurrir en costos muy elevados. Pero, al mismo tiempo, con las crecientes profundidades la supervisión de los arrendatarios se hizo cada vez más costosa y difícil, así que los terratenientes finalmente se vieron obligados, en la práctica, a llegar a un acuerdo temprano para renovar los contratos. De no suceder de esta manera, los terratenientes tenían que encontrar un nuevo arrendatario que se encargara de la explotación inmediatamente a su vencimiento. En estas circunstancias, debe haber sido un asunto fácil para los arrendatarios el debilitar, o incluso sabotear, cualquier intento de los arrendadores de imponer bonos elevados que consideraran injustos, o de buscar un nuevo arrendatario.

La información disponible sobre este punto particular es relativamente escasa, toda vez que aunque pueden haber sido sustanciales, lo cierto es que esos ‘bonos pagables al renovarse los arrendamientos (...) rara vez se hallan documentados en los registros que todavía existen’ (Hatcher 1993: 279). Sin embargo, la que sí existe es suficiente como para soportar la afirmación de que la regalía consuetudinaria representó la mayor parte de la renta de la tierra en los arrendamientos modernos del car-

⁶ Hacia 1925 ‘alrededor de la mitad de la fuerza de trabajo se encontraba empleada en minas con más de 40 años en operación’ (Supple 1987: 401). Por otra parte, para 1980, ‘la excavación de bastante más de un cuarto de las minas en operación había empezado antes de 1880’ (Ashworth 1986: 113).

bón. Las rentas ricardianas *ex-post*, en su mayor parte, se quedaron en manos de los arrendatarios, aun cuando se renovaron los contratos:

Está claro que en nuestros tiempos la mayor parte del rendimiento adicional de las minas mejor situadas y más productivas no va ya al terrateniente, quien tiende a recibir regalías a la misma tasa en todas partes de Gran Bretaña, sino a los que invierten en las empresas del carbón. (Nef 1932: 328)

No obstante lo anterior, esto no nos permite arribar a la conclusión de que el período de tenencia finalmente no importaba o no causaba serios daños. Muy por el contrario, el problema de los incentivos impropios causados por la proximidad de la reversión, al amenazar con la interrupción de una actividad que requería por su propia naturaleza de un flujo constante de inversión y de planificación de largo plazo, parece haber ocasionado daños considerables. Trajo él aparejado costos de producción más elevados y, más importante aún, una política de inversiones de corto plazo.⁷ Sus efectos acumulados se constituyeron en una de las causas principales de la crisis de la industria británica del carbón en el siglo veinte. Aunque los términos de tenencia se fueron extendiendo hacia finales del siglo diecinueve, lo cierto es que fue demasiado poco y demasiado tarde. El problema fundamental de la reversión nunca se confrontó de verdad. Finalmente, se llegó a un punto muerto: los terratenientes no eran capaces de cobrar las rentas económicas al renovarse los arrendamientos, y los arrendatarios no eran capaces de imponer un sistema que permitiera un flujo continuo de inversión, estable y sin trabas, para toda la vida útil de la mina.

Nacionalización del recurso natural

Fragmentación de la propiedad territorial privada. Las estrategias de exploración óptimas, la localización de los pozos y el diseño del sistema subterráneo de túneles, no tienen porqué guardar relación alguna con la fragmentación de la superficie a cuenta de la propiedad territorial privada. En Gran Bretaña, sin embargo, prevalecía la propiedad privada mineral. Tal y como señaló Nef, fue la excepcional concentración de la propiedad territorial en este país lo que la hizo tolerable para la minería de carbón. *Tolerable*, pero no más, porque aun en el siglo dieciocho ‘en la mayoría de las minas de carbón (...) la longitud de los túneles se determinaba (...) no tanto por la dificultad o el costo del transporte subterráneo del car-

⁷ Para una discusión del problema relacionado con la renovación de las licencias en el caso de los monopolios naturales regulados por el Estado, véase Laffont and Tirole 1993: Cap. 8.

bón como por la superficie legalmente accesible al operador' (Flinn 1984: 81). Regionalmente, las cosas podían ser peores:

La tenencia de la tierra altamente fragmentada, en el extremo norte del campo de carbón alrededor de Wilnecote, en Warwickshire, hizo imposible, durante la primera mitad del siglo dieciocho, toda minería que no fuese a una escala mínima. Muchos arrendamientos establecieron un límite estricto al número de acres que podían trabajarse, y hay que tener presente que un pozo enterrado en el centro de un arrendamiento cuadrado, de veinticinco acres, sólo permitiría excavar túneles hacia los lados, en un ángulo recto, de 175 yardas. (Flinn 1984: 81)

Por razones técnicas – para prevenir hundimientos – tenían que dejarse atrás pilares de carbón. Adicionalmente, sin embargo, había que dejar atrás paredes de carbón que formaran barreras separando las minas de las propiedades adyacentes para prevenir que el agua fluyera entre ambas. Las pérdidas resultantes por ésta y por otras razones relacionadas con la fragmentación de la superficie, 'implicaban la pérdida de grandes cantidades de carbón' (Nef 1932: 341) aún en el siglo diecisiete. Además, esas barreras acarrearán pérdidas significativas de fertilidad. El drenaje de las minas, un problema que debería haberse resuelto mediante la cooperación, 'eclipsaba en importancia todos los demás (...), y determinaba en buena medida la estructura de las minas de carbón del siglo diecisiete' (Nef 1932: V.1, 353). Con todo, 'innumerables disputas podían surgir allí donde varios propietarios de minas dependían subrepticamente y sin contrato escrito del sistema de drenaje del rival. (...) [Un propietario del carbón] estimaba [en la segunda mitad del siglo diecisiete] que, si todas las minas de carbón alrededor de Newcastle hubieran estado operando como una sola empresa, el costo de drenaje se hubiera reducido a una sexta parte' (Nef 1932: V.1, 338). Por la misma razón, los trazados subterráneos eran pobremente diseñados, y de acuerdo con el Informe del Comité Reid en 1945, 'tuvieron efectos catastróficos sobre la productividad laboral' (Supple 1987: 616).

Con la creciente profundidad de las minas, la fragmentación de la propiedad territorial tuvo consecuencias cada vez más serias. Como lo dijera un famoso inspector de minas al principio del siglo diecinueve: 'Donde los costos de perforación de un pozo de carbón van desde UK£ 10.000 a UK£ 20.000, uno no puede darse el lujo de perforar un pozo cada diez o veinte acres' (Flinn 1984: 88). Los túneles tenían que ser más largos, pasando debajo de numerosas propiedades. En 1925–6 la Comisión Samuel estimó que, en promedio, para poder explotarse una mina la empresa tenía que asegurarse

arrendamientos de cinco propietarios, lo que costaba mucho tiempo y dinero, tal y como lo ilustra el siguiente ejemplo:

Cuando se formó la *Staveley Coal and Iron Company* (...) en 1864, los directores comisionaron a un destacado consultor de Newcastle (...) para evaluar la posición de la empresa en cuanto a su base de recursos. Como resultado produjo un plan de adquirir extensos arrendamientos de tierras carboníferas en los Midlands; dicho plan pasó a formar la columna vertebral de la política de la compañía, llevada adelante pacientemente por veinte años a través de tediosas y prolongadas negociaciones con un puñado de terratenientes, (Church 1986: 16)

Dicho en palabras de la Comisión Samuel, la ‘planificación de las minas es influenciada continuamente por las delimitaciones de la superficie. (...) Empero, éstas no tienen ninguna relevancia (...) para la organización apropiada de la industria subterránea’ (Supple 1987: 405n3).

Nef sostenía que los litigios engendrados por el manejo de varios operadores en un área de drenaje, podría haber sido una parte significativa de los costos adicionales de drenaje. Hacer valer los derechos de propiedad privada sobre los minerales en el subsuelo siempre trae aparejado costos legales significativos, y el carbón no era una excepción: ‘La minería del carbón a través de todos los tiempos pareciera haber sido una fuente particularmente fértil de litigios’ (Nef 1932: 286). La situación en Gran Bretaña, sin embargo, era aún peor por la ausencia de un marco legal adecuado:

Mientras más estudiamos el estado de la legislación minera en Gran Bretaña en el siglo diecisiete, más nos inclinamos a concluir que la industria carbonífera se expandió a pesar de ella. Esta inclinación tampoco se ve contrarrestada al considerarse los efectos probables de la propiedad privada de los minerales.

Mientras la transferencia de la propiedad mineral en tiempos de la Reforma contribuyó a la expansión de la industria del carbón en la era isabelina, la propiedad privada de los minerales que se convirtió en un principio legal inglés en esta época, no fue precisamente una ventaja para el desarrollo subsiguiente de la minería. (Nef 1932: 341)

La pérdida de sinergia y, por ende, de productividad, era aparente en todas partes aun en tiempos más lejanos. En lugar de la cooperación requerida por la geología, la propiedad privada mineral fomentaba litigios. El basamento en el dato de la superficie era tan arbitrario para la minería del carbón como lo eran las limitaciones impuestas por el período de tenencia. Ambos causaron serias obstrucciones para el desarrollo de la productividad, a lo que deben sumarse las crecientes profundidades de las minas. En suma, dichos problemas requerían un régimen legal adecuado para su solución. Es más, ambos problemas tendían a reforzarse entre sí. La cooperación requería un horizonte temporal de largo plazo e igual

para todos los participantes. De hecho, los arrendamientos se hicieron más largos con las crecientes profundidades de las minas, pero el marco legal fue, y siguió siendo, desastrosamente inadecuado. ‘Nacionalización de las regalías’. Con todo, aun en estas condiciones el desarrollo tecnológico de la productividad fue lo suficientemente vigoroso no sólo para compensar el agotamiento, sino también para un lento y continuo crecimiento de la productividad (medida como el producto anual por trabajador), por lo menos hasta los inicios de los 1880. A partir de entonces la productividad comenzó a declinar. En vísperas de la Segunda Guerra Mundial, dicha productividad había retrocedido al nivel alcanzado en 1830. El volumen de producción de carbón británico, por otra parte, alcanzó su cima definitiva de 287,5 millones de toneladas, en 1913. El empleo, a su vez, alcanzó su máximo de 1,25 millones de personas, en 1920.

La caída de la productividad en la industria británica del carbón exhibió un agudo contraste con lo sucedido en todas partes de Europa y EEUU.⁸ Con la excepción de este último país, la base de recursos en Gran Bretaña continuó siendo superior, pero con la creciente profundidad de las minas la ventaja de la propiedad pública en el continente compensó la diferencia.

Por algunas décadas previas a 1914, la demanda mundial de carbón creció en cerca de cuatro por ciento anualmente, pero sólo alcanzó dos por ciento en el Reino Unido. Entre 1913 y 1937 el crecimiento de la demanda mundial disminuyó a la mínima cifra de 0,3 por ciento. En el Reino Unido, a su vez, la producción decreció. El consumo doméstico en 1913 fue 183,8 millones de toneladas; en 1946 éste fue casi idéntico: 183,5 millones. Las exportaciones, sin embargo declinaron de 97,7 millones de toneladas a sólo 9,2 millones de toneladas. La industria británica del carbón dejó de ser competitiva internacionalmente, perdiendo su cuota de los mercados internacionales.

La propiedad mineral privada se hizo crítica. La ausencia de un marco legal funcional no es difícil de explicar. Cualesquiera fuesen las reformas legales que se hubieran podido considerar, una cosa estaba clara: éstas habrían implicado algún tipo de restricción a los derechos de propiedad territorial privada. Empero, en la Cámara de los Comunes los terratenientes eran un poder, y en la Cámara de los Lores eran la fuerza dominante. Por consiguiente, podían bloquear cualquier iniciativa de restringir sus derechos. Es más, la obligación de cooperar se encontró con dificultades no sólo entre los terratenientes

⁸ Para alguna información estadística, véase Church (1986: 774) y Supple (1987: 192).

sino también entre los arrendatarios. Éste es inevitablemente el caso dondequiera que los productores son obligados a cooperar mediante una nueva ley o mediante nuevas regulaciones, pero fue particularmente difícil en el caso del carbón británico, ya que las empresas al igual que la propiedad territorial privada estaban muy fragmentadas.⁹ La visión prevaleciente era de corto plazo, y no podía ser de otro modo tratándose de arrendamientos por revertir, en promedio, dentro de quince a veinte años. No se desarrolló un liderazgo industrial. Los arrendatarios también fracasaron en promover una legislación adecuada. Por esta razón, las iniciativas finalmente tuvieron que venir desde afuera. Pero ello implicó que, inevitablemente, estas iniciativas tardaran mucho, y sólo se produjeran después de que los problemas se hubieran convertido en críticos aun para los terceros, es decir, para los consumidores;¹⁰ iban, en suma, a llegar demasiado tarde, dado el tiempo que requieren los ajustes estructurales. Es la falta de evolución en el marco legal de la minería del carbón lo que paulatinamente condujo a la nacionalización del recurso natural.

La ‘nacionalización de las regalías’, como así se llamó, pasó a formar parte del programa del Partido Liberal en los años de 1880, y en 1891 la Conferencia de los Sindicatos (de los trabajadores mineros) llamó a la nacionalización tanto de las regalías como de las empresas mineras. Empero, fue sólo luego del pobre desempeño de la industria del carbón durante la Primera Guerra Mundial, y de su incapacidad para incrementar la oferta después de la guerra a pesar del nivel extraordinariamente elevado de los precios, cuando finalmente se reconoció que la propiedad privada mineral se había convertido en un problema serio. En 1919, el gobierno nombró una Comisión Real de Investigación ‘igualmente representativa de los mineros [es decir, los trabajadores] y de los propietarios [es decir, las compañías mineras]’ (Supple 1987: 124), la cual recomendó unánimemente la nacionalización de las regalías ‘sobre la base de que la fragmentación de la propiedad privada y de la toma de decisiones llevaba al uso ineficiente del recurso natural’ (Supple 1987: 136). El primer Ministro Lloyd George, del partido Liberal, anunció que el gobierno intentaría nacionalizar las regalías, e impulsaría la fusión regional de las compañías mineras del sector.

⁹ En 1913 existían más de 1.400 empresas, y más de 2.600 minas activas. (Supple 1987: 361)

¹⁰ Jevons ya vislumbró el descenso de la productividad en el carbón británico y discutió en detalle sus consecuencias para la competitividad de la economía nacional en 1865.

Éste fue un último intento de reforma, pero los terratenientes y los arrendatarios resistieron exitosamente todas las medidas obligatorias, sin las cuales nada serio era posible. La reforma había fallado de nuevo. Finalmente, en 1935, el gobierno, ahora Conservador, se comprometió a la ‘unificación’ de las regalías, como fue llamada oficial y tímidamente la nacionalización de las regalías del carbón.

La nacionalización se hizo ley en 1938. Para implementarla, el 1° de enero de 1939 se estableció como ‘fecha de valuación’, pero el 1° de julio de 1942 como ‘fecha efectiva’. Los pagos por compensación alcanzaron a UK£ 81 millones (Ashworth 1986: 25). Más de la mitad de la suma fue pagada a 114 solicitantes que recibieron más de UK£ 100.000 cada uno; del resto, casi 8.000 recibieron menos de UK£ 1.000 cada uno, y sólo a 1.300 les fue pagado más de UK£ 5.000. En total hubo 13.482 solicitudes de pago de indemnización (Fine 1990: 56).

La Ley de Carbón de 1938 transfirió el carbón no trabajado – es decir, el recurso natural como tal – a una Comisión de Carbón. Los arrendamientos continuaron vigentes como antes, pero la renta de la tierra ahora tenía que pagarse a esta Comisión. Dado que la misma era también responsable por las renegociaciones o renovación de los arrendamientos, se encontraba en una posición de fuerza para promover las fusiones, la concentración y la modernización de las minas británicas.

Nacionalización de las compañías mineras

Antes de que la Comisión del Carbón pudiera actuar, se vio obligada, por el comienzo de la Segunda Guerra Mundial, a concentrarse en la producción. El desempeño de la industria fue aún peor que durante la Primera Guerra Mundial, y esta vez amenazó seriamente el esfuerzo bélico. Motivado por la caída potencialmente desastrosa de la producción durante la guerra, el Ministerio de Combustible y Energía nombró en 1944 un Consejo Técnico (Reid Committee). Éste reportó en marzo de 1945 que ‘la reorganización a fondo de la industria requiere que se examinen los problemas sobre las bases de los campos carboníferos y no de las explotaciones mineras una a una (Supple 1987: 617–8). Y afirmaba además que:

No es suficiente recomendar simplemente cambios técnicos, los cuales creemos son plenamente realizables, cuando es evidente para nosotros, como ingenieros mineros, que éstos no pueden llevarse a la práctica por la industria tal y como está organizada actualmente. (...) Para nosotros es evidente que no es posible el desarrollo y la explotación más racionales y eficientes de un área a menos que los intereses contradictorios de las compañías mineras individuales trabajando en el área sean unidos todos bajo un mando compacto y unificado de dimensión manejable. (Supple 1987: 618)

Todos los miembros del Comité eran ingenieros mineros, la mayoría con experiencia gerencial en la industria del carbón. Una fuerte intervención pública era inevitable. Más aún, el atraso general de la industria también afectó las condiciones de trabajo, y la minería del carbón era una industria altamente intensiva en trabajo. Las relaciones industriales habían sido pésimas por décadas y se habían deteriorado todavía más en la primera posguerra luego de grandes huelgas y de paros patronales. La victoria del Partido Laborista en la elección general de julio de 1945 fue sólo la última gota que iba a rebasar el vaso. Las compañías mineras, para entonces todavía la industria más importante en el país, fueron nacionalizadas. Las regalías habían sido nacionalizadas demasiado tarde.

Los pagos por compensación acordados globalmente, en 1946, sumaron UK£ 394 millones. Sin embargo, excluyendo la inversión complementaria o subsidiaria, los activos de la industria fueron estimados oficialmente en UK£ 165 millones (Ashworth 1986: 28). En otras palabras, el capital invertido en las minas del carbón era, en términos nominales, el doble de la cantidad de la renta de la tierra capitalizada, calculada pocos años antes en UK£ 81. En términos reales la diferencia era algo menor. Estos números deberían de reflejar, más o menos, la distribución de las ganancias entre los terratenientes y los arrendatarios. En efecto, a mediados del siglo diecinueve ésta favorecía todavía a los terratenientes por un margen significativo de 60:40, pero en vísperas de la Primera Guerra Mundial ya se había reducido a 40:60 (Church 1986: 54, 530–2).

Terratenientes, arrendatarios y el Estado

Elementos esenciales de los arrendamientos británicos de carbón fueron la regalía consuetudinaria, rentas ciertas (anuales), bonos, y pagos de rentas superficiales. A pesar de haber evolucionado a lo largo de siglos, en 1938 este proceso no estaba completo todavía. En el largo plazo, no cabe duda, la regalía fija por tonelada habría sido reemplazada en todas partes por una regalía porcentual. Además, el problema de la reversión nunca fue abordado directamente, aunque los períodos de los arrendamientos se hicieron más largos.

Hacia finales del siglo diecinueve, la renta consuetudinaria representaba, como hemos visto, aproximadamente un quinceavo de los precios en boca de pozo, es decir, 6,7 por ciento. De acuerdo con lo expuesto por un autor, ‘aunque las regalías habían sido abolidas completamente (...) la elasticidad de la demanda del carbón (...) sugiere que las consecuencias de largo plazo, muy probablemente, no habrían de representar un estímulo muy significativo para la industria, bien por los incrementos en los

volúmenes de mineral extraído, o bien por la expansión del flujo de capital’ (Church 1986: 15). Desde este punto de vista, entonces, el resultado habrían sido unos precios menores y un leve incremento en la demanda. Sin embargo, las regalías representaban sólo la punta del iceberg. Una evolución exitosa de la relación terrateniente–arrendatario en el carbón británico habría requerido una industria capaz de generar, en un proceso paralelo a la evolución de los contratos, los cambios legales necesarios requeridos por el agotamiento y por las crecientes profundidades de las minas. Es en esta dimensión política del problema donde fracasó, definitivamente, la relación bajo comentario. A lo largo de muchas décadas, e incluso siglos, se acumularon ineficiencias económicas, legales, sociales y políticas. Una de las más importantes entre ellas fue lo corto de la visión del empresariado, la fragmentación de la propiedad territorial privada, y la incapacidad y la falta de voluntad para promover innovaciones y reformas.

La industria británica del carbón, drásticamente reducida aunque del todo modernizada, fue reprivatizada por el gobierno de los Conservadores en 1994 (Parker 2001). Desde luego, la propiedad mineral pública se mantuvo, y *jamás* fue cuestionada de nuevo – a decir verdad, ni siquiera mencionada – por nadie. En el presente, la industria privada se basa en un sistema de licencias cuya vigencia se extiende por 99 años, tratándose el recurso natural como un don libre de la naturaleza. Como reminiscencia de otra época, sólo estipulan el pago de una renta simbólica.

2.2 El petróleo en los Estados Unidos de América (1860–1970)

En los EEUU, los colonos en su avance hacia el Oeste se apropiaron, además de la superficie, también de los minerales subyacentes (Peele 1918: 1468–74). Más todavía, hasta 1909, cualquiera podía delimitar en tierras públicas un lote para la exploración y extracción de minerales, convirtiéndose en su propietario mediante la inversión de cierta cantidad de dinero (Uren 1950: 188ss). Sin embargo, donde la producción petrolera se inició primero, cerca de la poblada Costa Este, ya imperaba la propiedad privada. En consecuencia, la nueva industria se basó esencialmente en arrendamientos. ‘En 1890, del total de 1,56 millones de acres de propiedad petrolera (...) aproximadamente el ochenta por ciento estaban arrendados’ (Williamson y Daum 1959: 760). El restante veinte por ciento se había comprado privadamente o provenía del dominio público. Cabe agregar que era raro encontrar agricultores involucrados en

la producción petrolera; desde el principio, ésta se basaba en terratenientes y arrendatarios claramente diferenciados. La industria petrolera estadounidense nació como una industria moderna.¹¹

El mercado de petróleo crudo emergió de la demanda de kerosén para alumbrado, el cual era originalmente extraído del aceite de carbón, un producto intermedio extraído, a su vez, del carbón. El kerosén obtenido desde el petróleo crudo era de mucha mejor calidad, pero la oferta era escasa pues la producción de petróleo crudo se limitaba a su recolección en los pocos manantiales superficiales naturales conocidos. Pero esto cambió repentinamente en 1859, cuando se perforó el primer pozo comercial en Pensilvania.

Los primeros arrendamientos petroleros

El primer arrendamiento petrolero exitoso, firmado en 1859, establecía una regalía fija de US\$ 4,20 por barril. Su éxito desencadenó una carrera para adquirir en arrendamiento todas las tierras potencialmente petrolíferas en sus alrededores. Empero, durante los primeros doce meses los precios del petróleo crudo variaron, de forma errática, entre veinte dólares y diez centavos el barril. El primero fue un precio derivado del kerosén producido con base en carbón, el cual pronto fue desplazado del mercado, y el último precio se originó en la severa escasez de facilidades de almacenamiento y transporte para el crudo. Las tasas de regalía y los bonos variaban de acuerdo con tales precios (Giddens 1975: Parte I, 63). Con todo, durante los diez años siguientes la tasa de regalía consuetudinaria parece haber sido 50 por ciento, sin que haya afectado lo altamente rentable de la producción petrolera. Se ha estimado que en 1865 el umbral de rentabilidad de un pozo a bombeo, arrojando veinte barriles diarios, se alcanzaba con un precio de US\$ 2,37 por barril. Tomándose en cuenta los pozos secos (para la época lo eran cuatro de cada cinco pozos perforados) y el promedio de la expectativa de vida de los pozos productores (dieciocho meses), ese umbral se elevaba a una cifra alrededor de US\$ 6,35. En la práctica los precios variaban en 1865 entre un mínimo de cuatro y un máximo de diez dólares el barril. Por lo tanto, en lugares prometedores era posible obtener altos bonos y tasas de regalía mayores. En algunos casos la tasa de regalía alcanzó 75 por ciento, pagándose además bonos tan elevados como US\$ 2.000 por acre. Pos-

¹¹ En este libro no consideramos al gas natural, el cual adquirió valor comercial sólo en los años 1920. Posteriormente a la Segunda Guerra Mundial, se convirtió en la segunda fuente de energía en los EEUU, siendo el petróleo la primera. Sin embargo, como la exploración y la producción de petróleo crudo y de gas natural en la práctica formaban parte de un proceso indivisible, los arrendamientos, desde los años 1920, siempre se refieren a ambos, aplicándose la misma tasa de regalía.

teriormente, con una regalía de 50 por ciento, los bonos se elevaron a US\$ 4.000, y más, hasta US\$ 10.000 por acre. Además, los terratenientes eran lo suficientemente poderosos como para reducir progresivamente la extensión de un arrendamiento típico, que era de uno a ocho acres durante los primeros años, a medio acre a mediados de la década, y que contenían tanto como tres pozos.

Unos pocos años después, la productividad se había incrementado de modo significativo. Hacia 1871 la expectativa de vida promedio de los pozos productores era aproximadamente de tres años, y era normal que cinco de cada ocho pozos perforados resultaran secos. Los costos de producción promedio habían caído bruscamente. ‘El propietario de un pozo a bombeo de 20 barriles diarios y con una regalía todavía de 50 por ciento, podía recuperar todos sus gastos, incluida su alícuota de pozos secos, con el crudo vendiéndose a US\$ 2,20 por barril, comparado con US\$ 6,35 (...) en 1865’ (Williamson y Daum 1959: 159). Los precios oscilaban entre US\$ 3,25 y US\$ 5,25. Por lo tanto, a veces todavía eran rentables pozos a bombeo que arrojaban menos de cuatro barriles por día. De hecho, el promedio diario de unos 3.275 pozos productores se encontraba apenas entre cinco y seis barriles.

La producción de petróleo se hallaba en camino de convertirse en un negocio común y corriente. Los precios bajaron gradualmente. ‘De 1874 a 1885 el promedio anual del precio del barril de crudo varió desde un máximo de US\$ 2,58 a un mínimo de US¢ 78; el promedio durante todo el período era de US\$ 1,25, aproximadamente’ (Williamson y Daum 1959: 375). La vida promedio de un pozo se incrementó a siete años, mientras que sólo uno de ocho pozos perforados resultaba seco. La productividad se desarrolló muy rápidamente. Además, a principios de los años 1860, un reducido grupo de terratenientes detentaba un extraordinario poder, pues se creía que el petróleo existía sólo en las limitadas áreas de donde emanaba naturalmente. Empero, pronto se hizo evidente que era posible encontrarlo en numerosos lugares, aunque en las zonas más distantes el problema, entonces, era el transporte. Se utilizaban entonces solamente tuberías cortas para recoger el petróleo que luego se almacenaba en barriles de madera, los que, a su vez, se transportaban a la estación ferroviaria más cercana en carretas de caballos. Esto cambió radicalmente con la innovación de los oleoductos de larga distancia en 1879, lo cual redujo los costos de transporte a una fracción de sus niveles previos. La competencia entre los terratenientes se agudizó, lo que les obligó a arrendar sus propiedades enteras, y a bajar la regalía a una tasa consuetudinaria de un octavo. Ahora, incluso pozos de rendimientos menores – el promedio era de 3,5 barriles diarios – podían ser rentables.

La renta de la tierra

Regalía consuetudinaria. El primer contrato de arrendamiento petrolero del cual se tiene conocimiento se firmó en Pensilvania en 1853, en una propiedad en la cual el petróleo fluía hacia la superficie. Si bien no tuvo éxito, lo notable es que estipulaba un reparto 50:50 de los beneficios. Dada la naturaleza realmente especulativa del caso, esto no es sorprendente (Rasmusen 1989: 36). De hecho, el principio de 50:50 es muy común en la historia de los arrendamientos en general,¹² y de alguna manera continuó siendo un punto de referencia en los años posteriores. Así, como la producción petrolera se hizo extraordinariamente rentable, una regalía de 50 por ciento se hizo usual en los años 1860: un reparto de 50:50, no del beneficio sino del producto bruto, con todos los costos cubiertos por los arrendatarios. Con todo, la oferta de tierras petroleras se incrementó continuamente y asimismo se incrementó la productividad, lo que forzó a la baja tanto los precios como las tasas de regalía. Para 1880, una regalía de un octavo ya se había convertido en una práctica usual.

Los contratos de arrendamiento se ejecutaban frecuentemente sobre la base de planillas pre-impresas, que se hallaban disponibles en las librerías de la mayoría de las regiones productoras de petróleo (Uren 1950: 165). Las primeras planillas se publicaron en Oil City, Pensilvania, alrededor de 1870, y ya contenían la regalía de un octavo (Glassmire 1938: 56). Se ha afirmado que esta tasa de regalía era una aproximación somera a un reparto de los beneficios en una proporción de 50:50: ‘La experiencia muestra que una regalía de un octavo equivale a cerca de la mitad de las ganancias en el caso promedio’ (Uren 1950: 170). Sin embargo, en otras regiones originalmente de mayor fertilidad natural, tales como Ohio e Indiana, se desarrolló una tasa consuetudinaria de regalía de un sexto. En 1942, expertos estadounidenses, consejeros del gobierno venezolano, afirmaron que esta tasa de regalía también respondía a una aproximación somera de un reparto de las ganancias de 50:50 (González-Berti 1967: 16).

¹² En la agricultura la aparcería por partes iguales fue alguna vez predominante en la Europa medieval y experimentó las más diversas interpretaciones y especificaciones a lo largo de la historia. ‘La división más común ha sido la de dos partes iguales, perteneciendo una al campesino y la otra al propietario. Ello ha dado lugar al término de *medianero* (*medietarius*) o campesino con parte igual. En este tipo de arreglo que puede encontrarse en la mayor parte de Francia, el propietario hace todos los adelantos para el cultivo; es decir, él provee a su propio costo los animales de trabajo, el arado y otros instrumentos de labrar la tierra, la semilla y la manutención del campesino y su familia desde el momento cuando esta última entra en la medianería hasta la primera cosecha’. (Turgot 1898: 22)

Pues bien, aunque dichas tasas consuetudinarias han sobrevivido hasta el presente, no ocurrió lo mismo con su asociación a algún reparto de los beneficios en el orden de 50:50. En efecto, los pozos del oeste de Pensilvania eran pequeños productores de elevados costos, y los pozos de Oklahoma y Texas, donde el petróleo fue descubierto más tarde, eran mucho más prolíficos. A pesar de ello, en estas nuevas regiones se impuso la tasa de regalía consuetudinaria de un octavo. De hecho, en 1959–60 se estimó la participación de los terratenientes en los beneficios del petróleo estadounidense, incluyendo todos los pagos de renta, sólo entre 32 y 38 por ciento (Kahn 1964: 290).

Renta diferencial. ‘Una vez que un pozo ha sido perforado en un área nueva resultando en un descubrimiento, la competencia por ‘arrendamientos abiertos’, que todavía no se han firmado, se hace aguda. El propietario de una parcela bien ubicada que se ha negado a arrendar hasta este momento, pudiera entonces estar en posición de exigir un bono importante y una regalía más elevada’ (Uren 1950: 172). En efecto, en tales casos todavía pueden ofrecerse regalías tan elevadas como el 50 por ciento y bonos de US\$ 1.000 por acre (Davidson 1963a: 103–4). Por esta razón, los arrendatarios normalmente no inician la exploración sin cubrir en primer término, y en la medida de lo posible, toda el área con arrendamientos, para beneficiarse así por completo de un descubrimiento:

La mayoría de las compañías petroleras más grandes se organizan bien para este fin. Usualmente, esta responsabilidad se delega en un departamento de tierras (...) bien versado en las técnicas y las prácticas de adquirir arrendamientos. (...) Cuando el departamento geológico recomienda que un área sea probada, se comisiona al departamento de tierras para negociar los arrendamientos necesarios. Los terratenientes en el área se contactan con cautela para evitar que se produzca un alboroto indebido que tienda a inflar el valor de la tierra y a dificultar la tarea de negociar arrendamientos. El terrateniente es, por lo general, más o menos ignorante del negocio petrolero y susceptible a la creencia popular de que enormes ganancias son la regla, y tiende a no apreciar los riesgos involucrados y el alto costo de perforar un pozo exploratorio. De manera que él tiende a pedir más de lo que vale su arrendamiento. El agente de la compañía petrolera debe explicar pacientemente al propietario los riesgos financieros envueltos y las ventajas que se obtienen de concluir un acuerdo en términos que justifican un pozo exploratorio y, en caso de éxito, estimulan la explotación eficiente. (Uren 1950: 168–9)

Así, en 1935, 93,5 millones de acres estaban bajo arrendamiento, pero sólo 9,9 millones eran ‘acres probados’. Existía un flujo permanente de nuevos acres arrendados y de acres viejos renunciados, pero para aquel entonces el saldo era de cuatro o cinco millones de acres adicionales arrendados cada año. Semejante estrategia de arrendamiento también permitió la ubicación óptima de pozos de exploración de acuerdo con la geología, ignorando las delimitaciones de la superficie aunque, ciertamente, ello tam-

bién implicaba el pago de ‘rentas de demora’ sobre áreas extensas. En el caso de un descubrimiento, con ello también disminuían los costos técnicos de producción. Además, mientras las rentas ricardianas *ex-ante* eran prácticamente nulas, las rentas ricardianas *ex-post* irían a parar en los bolsillos de los arrendatarios y no de los terratenientes. Pero, por otra parte, un terrateniente que no arrendaba su tierra en esta etapa corría el riesgo de no recibir renta de la tierra alguna, y ni siquiera un bono de firma, si las exploraciones en las tierras circundantes resultaban en un fracaso.

En suma, hacia los años 1959–60, en el petróleo y el gas el 18,5 por ciento del total del gasto en capital, o entre el 10 y 15 por ciento de los ingresos brutos, consistía en pagos a los terratenientes únicamente por el derecho a explorar el subsuelo. Es decir, estos costos eran comparables en su importancia a las regalías, las cuales promediaban 15 por ciento (Kahn 1964: 290). Esto es algo sorprendente, porque usualmente tales costos se consideran bajos, y hasta donde es de mi conocimiento, ningún estudio le ha prestado atención. El problema, así lo creo, es el sesgo en la percepción que surge del hecho de que en los arrendamientos exitosos la renta de la tierra pagada en la fase de exploración puede considerarse, *a posteriori*, de una importancia menor.

Período de tenencia

Originalmente, ‘los arrendamientos se extendían por un periodo tan largo como las partes quisieran acordar; muchos de ellos expiraban a los veinte años; algunos se extendían a cuarenta, y unos pocos fueron otorgados a perpetuidad’ (Giddens 1975: Parte I, 63). ¿Qué sucedía cuando un arrendamiento finalizaba antes que el reservorio se agotase? Esta pregunta encontró una respuesta inmediata y radical al caducar los primeros arrendamientos. Diferentes veredictos de las cortes en los años 1880 impidieron que los terratenientes se aprovecharan de la reversión. Las previsiones contractuales que establecían que los arrendatarios no podían retirar maquinarias y equipos de los arrendamientos de modo que se mantuviera la propiedad en buenas condiciones de trabajo, fueron declaradas ilegales:

Los tribunales sostuvieron el punto de vista de que toda la maquinaria y también la tubería revisitando los pozos, eran parte del mobiliario del negocio, y como tal los arrendatarios podían removerlos libremente durante todo el período de vigencia del arrendamiento. En consecuencia, mientras el arrendador se encontraba en una situación ventajosa frente al arrendatario en el momento de renovarse el contrato, el arrendatario por su parte podía remover antes todas las instalaciones y la tubería revistiendo los pozos, y dejar la propiedad en condiciones tales que el arrendador tendría que otorgar un segundo período en términos semejantes como si los pozos nunca hubieran sido perforados. (Williamson y Daum 1959: 762)

Por lo tanto, aunque los terratenientes podían reclamar la renta de la tierra que ellos desearan, este veredicto les prohibía poner sus manos sobre el capital de sus arrendatarios. Mas esto es precisamente lo que resultaba necesario para hacer efectiva la reversión. De ahí que apoyados por las cortes, los arrendatarios estuvieran en posición de imponer un período de tenencia indefinido. Más aún, temporalmente fueron lo suficientemente fuertes como para remover de los contratos cualquier obligación real de explorar la tierra. En consecuencia, podían arrendar tierras a un costo mínimo y luego monopolizarlas perpetuamente sin explotarlas.

Con todo, en 1900 la Corte Suprema declaró ilegal esta última práctica: un contrato, para tener vigencia, debía satisfacer el requerimiento legal de la reciprocidad. Los contratos de arrendamiento fueron modificados consiguientemente. Ahora se hizo consuetudinario un período fijo, llamado ‘período primario’ o ‘período de exploración’, generalmente entre diez y quince años. Si no se había comenzado con las perforaciones dentro de un período específico, por ejemplo, de un año, tenía que pagarse una ‘renta de demora’ o ‘renta de espera’. Si se encontraba petróleo y se iniciaba, en efecto, la producción, a partir de entonces corría un ‘período secundario’: el arrendamiento permanecería vigente mientras que se produjese petróleo en ‘cantidades comerciales’. Si no se iniciaba la producción antes de terminar el período primario, o si fuera suspendida más tarde, el arrendamiento cesaría (Sullivan 1955: 69ss). De allí que normalmente los arrendamientos no se renovaran jamás y siguieran vigentes hasta el agotamiento definitivo de los reservorios que pudieran haberse encontrados.

Prorrrateo y conservación

La fragmentación de la propiedad territorial privada puede representar un problema mucho más serio en el caso del petróleo que en cualquier otra industria extractiva. Se pueden ahorrar grandes sumas de dinero explorando de acuerdo con criterios geológicos e ignorando las delimitaciones de las propiedades. Mucho más, en efecto, puede ganarse con la explotación de los reservorios en cuanto unidades geológicas. La particularidad del petróleo radica en su naturaleza líquida, la cual lo hace susceptible de desplazarse en grandes distancias, muchas veces impulsado por la presión del gas. Es así como el petróleo extraído dentro de una propiedad puede haberse originado, de hecho, en tierras adyacentes que no son de esa propiedad, e inclusive en tierras lejanas.

Como inicialmente nadie sabía de dónde provenía el petróleo, las cortes estadounidenses aplicaron la ‘ley de captura’. De allí que no sea enteramente correcto decir, tal y como se hizo antes, que los

yacimientos petroleros en los EEUU constituyeran una propiedad privada; los terratenientes sólo tenían un derecho de apropiación. El resultado de la ‘ley de captura’ fue que los dueños de las propiedades y sus arrendatarios, cubriendo el mismo yacimiento, competían para extraer lo antes posible y mientras hubiera alguna ganancia por encima de los gastos operativos. No era una cuestión de importancia la de ubicar los pozos de manera óptima siguiendo criterios técnicos; se les ubicaba pegados a los linderos, tanto para prevenir que el petróleo fluyera hacia las tierras vecinas como para desviar el petróleo subyacente a éstas hacia las tierras propias. En vez de la cooperación prevaleció la competencia destructiva; en lugar de bajos costos y elevados factores de recuperación, lo común era lo contrario: altos costos y la recuperación sólo de un pequeño porcentaje del petróleo *in situ*.

Así pues, al principio, cuando menos, no sólo podía culparse de esta situación a la fragmentación de la propiedad privada superficial; también había mucha ignorancia. Más tarde, el desarrollo científico y tecnológico, especialmente en el campo de la geología, hizo posible determinar, con una precisión cada vez mayor, las características de cada reservorio. Era posible entonces explotar el reservorio de manera óptima, ubicando, por ejemplo, los pozos productores de acuerdo con la geología, minimizando los costos y maximizando las ganancias. Se maximizaba así el porcentaje de recuperación del petróleo *in situ* de cada yacimiento – o, al revés, se minimizaba el porcentaje de petróleo perdido – y, con esto en la mente, la explotación unitaria de los reservorios petroleros se convirtió en parte de una política *conservacionista* (Lovejoy y Homan 1967; McDonald 1971).

Esta última, así, adquirió mayor importancia, desde luego, con las crecientes profundidades de las perforaciones, pues los pozos profundos eran más costosos. Sin embargo, la conservación del petróleo pasó a ocupar un lugar prominente sólo luego de la Primera Guerra Mundial, cuando los EEUU se transformaron en un país importador por primera vez y aunque fuera por un período corto.¹³ Entonces, un importante productor de petróleo, Henry L. Doherty, hizo campaña para convertir la explotación unificada de los yacimientos en una obligación legal.

Sobrevino empero un acontecimiento extraordinario, y el temor por una escasez de petróleo se desvaneció. Lo que cambió la perspectiva fueron los extensos descubrimientos en California, Oklahoma y en el este de Texas, así como el subsiguiente colapso de los precios debido en buena medida a la ‘ley

de captura', que típicamente generaba ciclos de auge y quiebra. Valga decir que el desperdicio del recurso natural era más conspicuo en Texas oriental, donde prevalecía la pequeña propiedad territorial. El desperdicio económico causado por perforar los pozos formando un cercado subterráneo a lo largo de los linderos de las propiedades, además del daño causado a los yacimientos por la cantidad excesiva de pozos, fue muy bien publicitado por la prensa y documentado con fotografías aéreas. La efectividad de la *conservación del petróleo* como slogan político fue entonces potenciada por el interés inequívoco de los terratenientes y de los productores en la estabilización de los precios, lo que condujo a un desarrollo legal correspondiente en los estados productoras de petróleo más importantes. Éste se centraba en el 'prorrato', el control de producción, y el comité más famoso a cargo de la ejecución de la política en cuestión fue la Comisión de Ferrocarriles de Texas. La legislación correspondiente se implementó primero a nivel estatal; luego, en 1935, por ley federal se creó la Interstate Oil Compact Commission para controlar el flujo de petróleo entre las provincias estatales.

Aunque el control de producción buscó en primer lugar la estabilización de los precios, la Corte Suprema mantuvo su legalidad, en 1932, sobre la base de su efectividad como método de conservación petrolera, considerando en su veredicto el vínculo obvio entre el prorrato y los precios como accidental. De hecho, como veremos, el prorrato también estaba relacionado con el establecimiento de un cártel petrolero internacional (Frankel 1946: 116ss). El punto por resaltar es que el prorrato tenía que justificarse, para su legalidad, en términos de una política conservacionista aunque ésta, a su vez, traería aparejada una política de estabilización de los precios; de otro modo podría haberse considerado un mecanismo ilegal. De modo general, se supone que los precios se establecen por la competencia en el mercado, y no por los productores. Pero algo tenía que hacerse; y el control de producción, en el caso que nos ocupa, no lo ejercerían los particulares, sino las autoridades gubernamentales.

El hecho era que, más allá de la fragmentación de la propiedad territorial privada, el petróleo formaba necesariamente una industria dispersa en la geografía, y que cualquier gran descubrimiento nuevo era una amenaza potencial a la estabilidad de precios y, por ende, a los métodos de producción conservacionistas. En consecuencia, y dejando aparte los problemas legales, era imposible controlar la industria por acuerdos privados. Hacia 1955, los siete productores más grandes – SONJ, Socony Mobil,

¹³ Los EEUU se convirtieron definitivamente en un importador neto de petróleo – petróleo crudo y productos – en

Gulf, Texas, Socal, Standard of Indiana y Shell – controlaban no más de un tercio de la producción de los EEUU, e inclusive las veinte compañías más grandes sólo alcanzaban el 55 por ciento. Cabe destacar que tales cifras incluyen la regalía, que los terratenientes podían vender a terceros si así lo deseaban. En el otro extremo existían miles y miles de compañías petroleras pequeñas e independientes. Pues bien, es la existencia de estas compañías lo que caracteriza a la industria petrolera estadounidense. El poder monopólico de las grandes compañías petroleras siempre se limitó, básicamente, al transporte y a la refinación. En esas áreas los porcentajes de concentración, en 1955, eran los siguientes: oleoductos, 57 por ciento (las siete más grandes) y 88 por ciento (las veinte más grandes); refinación, 54 por ciento y 86 por ciento, respectivamente (DeChazeau y Kahn 1959: 18).

Con el prorrateo cada pozo individual se encontraba sujeto a una ‘tasa de máxima eficiencia’ legalmente vinculante, estableciéndose así un tope a la producción. Además, la producción de pozos no marginales podía reducirse por mandato de las autoridades gubernamentales, de acuerdo con la demanda del mercado. Con todo, a los pozos marginales siempre se les permitía producir a plena capacidad, pues de lo contrario sus dueños forzosamente tendrían que abandonarlos. Por lo tanto, no sólo habría una pérdida irreversible de reservas sino también de regalías y ganancias. En cambio, en cuanto a los pozos no marginales, con el prorrateo sólo se retrasaba la producción, limitación ésta en el ejercicio del derecho de propiedad que se compensaba, en principio, por el beneficio inmediato de unos precios mayores. Al mismo tiempo se desarrolló una legislación que establecía un mínimo de acres por pozo. Este mínimo, en 1948, se fijó en alrededor de 20 acres, cifra ésta que para 1970 había aumentado al doble. Por lo tanto, se daba el caso de que en propiedades pequeñas no podía perforarse pozo alguno, pero el terrateniente sí seguiría cobrando su regalía, pues la ‘ley de captura’ fue gradualmente abandonada paupándose el pago de las regalías de acuerdo con el origen del petróleo según lo establecían los expertos.

Aunque por ley se promovía la explotación unificada de los yacimientos, ésta no era obligatoria. Además, como los pozos marginales estaban exentos del prorrateo, al sistema le era inherente una tendencia perversa de reemplazar pozos más productivos por un número de pozos marginales. Lo que hubiera podido lograrse con una política conservacionista más radical se desprende de las siguientes cifras: a mediados de los años 1950, aproximadamente un nueve por ciento de la producción estadouni-

dense provenía de yacimientos unificados, en los cuales el factor de recuperación promedio se había incrementado del 27,5 al 46,3 por ciento. Las técnicas para mantener la presión en los yacimientos eran cruciales, pero éstas sólo podían aplicarse unificándolos. La unificación obligatoria habría aumentado el factor de recuperación promedio, a nivel nacional, de 33 por ciento a por encima de 45 por ciento (DeChazeau y Kahn 1959: 230–44). En 1962, dos grandes productores del gigantesco campo petrolero de Texas del Este propusieron reducir el número de pozos en producción, con la unificación, desde 17.200 a 1.500, admitiéndose así que 15.700 pozos eran técnicamente superfluos. La Comisión de Ferrocarriles de Texas denegó la propuesta. La Comisión también vetó una propuesta más modesta en 1965, que pretendía reducir el número de pozos a 9.500 (Lovejoy y Homan 1967: 121). Adelman estimó que la mitad de los 200.000 pozos petroleros en Texas eran técnicamente superfluos (Adelman 1964a: 56). En 1956, de acuerdo con estimaciones de la Standard Oil of New Jersey, solamente en Texas deben haberse malgastado US\$ 370 millones en perforar pozos nuevos e innecesarios, lo que representaba un costo de US¢ 35 por barril (DeChazeau y Kahn 1959: 230–44). Como en aquel año el precio promedio en boca de pozo en los EEUU era de US\$ 2,79, esta cantidad equivalía a una regalía de un octavo. En otras palabras, el desperdicio de dinero causado por la fragmentación de la propiedad territorial privada y, por tanto, de los productores, era de igual magnitud que la regalía consuetudinaria. Y ello todavía no toma en cuenta la acumulación de ineficiencias, por el hecho de perforarse pozos superfluos año tras año. Adelman estimó el desperdicio a nivel nacional en alrededor de US¢ 80 por barril (Adelman 1964b: 122). Ascendía así a 30 por ciento del precio promedio en boca de pozo y, por lo tanto, era de importancia similar a los pagos totales de renta de la tierra estimados, en 1959–60, en 25 a 30 por ciento de los ingresos brutos de la industria (Kahn 1964: 290). De esta manera, por cada dólar de renta de la tierra se desperdiciaba, más o menos, otro dólar debido a la elevación de los costos de producción atribuibles a la propiedad territorial privada, y ello a pesar de la legislación existente en materia de conservación.

Tierras públicas

Las tierras públicas siempre han sido importantes para la producción de hidrocarburos. Aun en el presente, más de un tercio de la superficie del país es de propiedad federal. Las tierras de propiedad estatales son mucho menos importantes, pero tampoco carecen de significación. Por último, aunque no me-

nos importante, están las áreas sumergidas, la plataforma continental y la plataforma continental mar afuera, bajo la jurisdicción de los estados limítrofes y del gobierno federal, respectivamente.

Hasta principios del siglo veinte, en tierras federales el petróleo estuvo sujeto a la Ley de Minas, según la cual los minerales se encontraban libremente disponibles para su exploración y extracción por los particulares. Tempranamente en el siglo veinte, sin embargo, el libre acceso fue restringido. Progresivamente las tierras federales fueron retiradas tan pronto que se supo de la existencia de petróleo, reservándose para el futuro. Finalmente, después de la Primera Guerra Mundial, el petróleo y el gas en tierras federales quedaron sujetos a una nueva ley de arrendamientos. Los estados siguieron el ejemplo. En todas partes, el legislador igualó, en lo esencial, las condiciones en tierras públicas con las prevalecientes en tierras privadas.

Con todo, los arrendamientos públicos tienen algunas características propias. A manera de ilustración valga lo siguiente: dondequiera que los depósitos minerales constituyen propiedad pública, el legislador con el fin de evitar monopolios suele limitar la superficie que pueda concentrarse en las manos de un arrendatario individual. Costa adentro, a nivel estatal, este límite es 246.080 acres (996 km²), con la excepción de Alaska, donde el límite es 600.000 acres (2,428 km²). Individualmente, los arrendamientos están limitados en todas partes a 2.560 acres (10,4 km²), una vez más con la excepción de Alaska, donde la cifra es 5.760 (23,3 km²) (Pierce 1998: 845). Por otro lado, el hecho de que un reservorio pueda extenderse debajo de diferentes arrendamientos no es un problema, puesto que a los arrendatarios en tierras públicas se les obliga legalmente a cooperar de acuerdo con la geología.

La primera ley federal en la materia, la Ley de Arrendamiento de Tierras Mineras, que se refiere a tierra firme, data de 1920. De acuerdo con su contenido, sobre tierras no probadas se otorgaba un permiso de exploración de cinco años al primer aspirante calificado, del cual se derivaba el derecho, en caso de éxito, de arrendar 25 por ciento de la tierra concedida con una regalía del 5 por ciento y una renta superficial anual de un dólar por acre. Además, al arrendatario le asistía un derecho preferencial a arrendar el restante 75 por ciento pagando una regalía a una tasa que fijaría el Ministro de Relaciones Interiores pero que no podría ser menor de un octavo. Tierras petroleras probadas, por otro lado, se arrendarían al mejor postor – en una subasta pública – en lotes no mayores de 640 acres, a una tasa de

regalía no menor de un octavo y a una renta superficial anual de un dólar por acre como mínimo.¹⁴ El período de tenencia era de veinte años, con un derecho preferencial a una prórroga de diez años, en condiciones que establecería el Ministro de Relaciones Interiores (Ise 1926: Cáp. XXIV).

La regalía de 5 por ciento desapareció en 1935. Desde entonces, la Ley estableció diferencias entre los arrendamientos de tierras ubicadas fuera o dentro de las estructuras geológicas conocidas de campos petroleros en producción. En el primer caso, los permisos de exploración podían obtenerse mediante solicitud. Durante el período primario de diez años, la renta superficial anual era de US\$ 0,50 por acre, y la tasa de regalía era un octavo. En el segundo caso, el período primario era de cinco años y la renta superficial anual era de dos dólares por acre. Las tasas de regalías eran de escala variable, entre un octavo y un cuarto, en función del volumen de producción. Sin embargo, en ambos casos se establecía un pago mínimo para la regalía de un dólar por acre y por año. Con esta cláusula se buscaba presionar económicamente al arrendatario para que iniciara la producción lo antes posible. El período secundario, siguiendo los patrones establecidos en el caso de tierras privadas, fue extendido indefinidamente mientras que se produjera petróleo en cantidades comerciables.

En cuanto a las prácticas de subasta, son dos los sistemas básicamente en uso: tasas fijas de regalía y subasta de bonos, o bonos fijos y subasta de tasas de regalías. En la plataforma continental mar afuera, bajo el control del gobierno federal, que comenzó a despertar interés a mediados de la década de 1950, y que está sujeta a la Ley de la Plataforma Continental Mar Afuera de 1953, el gobierno ha fijado, tradicionalmente, la regalía en un sexto (aunque la Ley sólo establece, como mínimo, un octavo), y los arrendamientos se otorgan al mejor postor, siendo el parámetro de subasta un bono en efectivo. Sin embargo, se han dado también casos con tasas de regalías mayores, y a veces se han utilizado las tasas de regalía como parámetro de subasta.

Tierras indígenas. Las tierras indígenas, en ciertos períodos, fueron muy importantes para la producción petrolera. La mayoría de los grandes yacimientos petroleros de Oklahoma, por ejemplo, se descubrieron en dichas tierras. Dado que los indígenas se encontraban bajo la tutela del gobierno federal, sus tierras se rigieron o bien directamente por las leyes federales, o bien por tratados y acuerdos redactados bajo las disposiciones de esas leyes. De hecho, los primeros arrendamientos petroleros que el gobierno

¹⁴ 37,5 por ciento de las regalías iban a los gobiernos estatales donde estaban ubicadas las tierras federales.

estadounidense tuvo que negociar fueron de tierras indígenas. En 1891, ‘se aprobó una ley autorizando a los consejos indígenas a arrendar sus tierras para fines mineros por no más de diez años, siempre y cuando no se necesitaran para fines agrícolas. Las bases las fijaba el agente a cargo de la reservación y debían ser aprobadas por el Secretario del Interior (Ise 1926: 388). Sin embargo, no siempre existía tal consejo. Por ejemplo, los Navajos jamás se habían reunido bajo tal suerte de órgano tribal antes de que las compañías petroleras se interesaran en sus tierras. ‘Para 1921 dicho consejo no existía; para octubre de 1923 se había establecido un consejo tribal Navajo, y el gobierno había presidido las primeras subastas de arrendamientos petroleros en la reservación. Las compañías petroleras, finalmente, habían tenido éxito en imponer su voluntad sobre los Navajos’ (Chamberlain 2000: 33). En efecto, de común acuerdo con el gobierno federal, las compañías lograron crear el poder soberano indispensable para que se les pudiera otorgar, legal y legítimamente, los títulos de acceso a las tierras. También se aseguraron que este poder soberano, más allá de los otorgamientos de los títulos, estuviera restringido por el gobierno federal. Por lo demás, el consejo en cuestión terminó por convertirse en el núcleo de la futura nación Navajo.

La tierra indígena se asignaba, originalmente, en forma colectiva, como una propiedad comunitaria de las tribus. Pero ya hacia finales del siglo diecinueve dichas tierras, en buena parte, se habían hecho propiedad privada. Más aún, con algunas excepciones como la de los indios Navajos y Osages, esa propiedad abarcaba la propiedad mineral. Pero donde se conservó la propiedad comunal, las naciones indígenas enteras, y no sólo unos pocos individuos afortunados, se beneficiaban de las riquezas petrolíferas de sus tierras. Los más beneficiados fueron los Osages, que otorgaron su primer arrendamiento sobre la totalidad del territorio que les pertenecía como nación (1,5 millones de acres, o 6.070 km²) en 1896, con una regalía de 10 por ciento. Con la renovación de ese arrendamiento diez años más tarde, el área se redujo y la regalía se elevó a un octavo, tasa ésta que también se aplicó a un nuevo arrendamiento. Estos arrendamientos eran todavía muy extensos, abarcando alrededor de 680.000 acres (2.752 km²) y 350.000 acres (1.416 km²), respectivamente. Además, el primero fue subarrendado con una regalía de un sexto. Luego, en 1915, el Consejo Tribal de los Osages aprobó una nueva política de arrendamientos. A saber, esos arrendamientos no se renovarían; los nuevos arrendamientos se limitarían a 4.800 acres (19,4 km²), y se otorgarían directamente a las compañías que realmente los trabajaran, todo lo cual fue aprobado por el Secretario del Interior. Aún más, en los nuevos arrendamientos se con-

templaba una renta superficial de un dólar por acre y por año – hasta entonces no se había pagado renta superficial alguna – y la tasa de regalía fue establecida bien en un sexto, o en un quinto donde, en promedio, la producción por pozo fuese de cien barriles diarios o más. Ésta fue su última oportunidad de sacar ventaja de mayores rentas y regalías al momento de la reversión y renovación de los arrendamientos.

La Ley de Arrendamientos Petroleros Indígenas de 1924 extendió el período de tenencia de los arrendamientos, también en tierras indígenas, indefinidamente, mientras que se produjera petróleo y gas en cantidades comerciales. Debido a la propiedad pública de sus tierras, a los Osages les fue mucho mejor que a la mayoría de las tribus indígenas, las cuales recibieron sólo una regalía consuetudinaria de un octavo. Los Navajos, por otra parte, se las arreglaron para renegociar sus arrendamientos en 1957, y así obtuvieron una regalía de un sexto. Luego de la década de los 1950, un sexto se transformó en la tasa de regalía consuetudinaria en los nuevos arrendamientos en tierras indígenas, aunque las tasas de regalía según las circunstancias, llegaron a variar entre un sexto y un tercio.

Los Osages disfrutaron de un poder único de supervisión sobre los arrendamientos petroleros. El Departamento del Interior sólo les proveía con servicios profesionales y de apoyo, y debido al control tribal, los problemas de mal manejo que han plagado a otras tribus en buena medida han podido evitarse (Bradley 1996: 274). Los Osages, de hecho, aportaron un primer modelo de gerencia pública de tierras petrolíferas en los EEUU.

Partida de agotamiento (depletion allowance)

En 1909, los EEUU introdujeron un impuesto sobre la renta corporativa (*corporate income tax*).¹⁵ En consecuencia, el ingreso tiene que cuantificarse deduciéndose los costos de producción de los ingresos brutos, incluyéndose entre los costos la depreciación del capital. Así, la idea de que los recursos naturales podrían ‘asociarse’ a un capital, adquirió interés práctico. En el caso de los depósitos minerales, dado que se agotan en la medida que se explotan, este ‘capital natural’ estaría, por analogía, ‘depreciándose’. En lo referente al petróleo, la Ley de Impuesto sobre la Renta (*Revenue Act*) de 1918 aceptó este razonamiento (Lichtblau y Spriggs 1952; The New Palgrave 1998). Se suponía entonces que el ex-

¹⁵ En Venezuela la ley se refiere al ‘impuesto sobre la renta’, utilizándose la palabra ‘renta’ como sinónima de ‘ingreso’ o de ‘ganancia’; en otras partes de habla castellana, en Chile por ejemplo, se le denomina impuesto sobre el ingreso. En este libro nos atenemos a la terminología legal venezolana.

plorador afortunado había encontrado un ‘capital natural’. Sin embargo, la cuantificación de este ‘capital natural’ era muy complicada, hasta que con la reforma de dicha Ley de Impuestos sobre la Renta en 1926 se estableció una fórmula muy simple: la depreciación era igual al 27,5 por ciento del precio en boca de pozo lo cual, se suponía, reflejaba la disminución del valor del yacimiento. Este descuento se denominó ‘partida de agotamiento porcentual’, y simplemente representaba el supuesto valor intrínseco del mineral, con independencia de los costos reales de exploración y producción, y adicionalmente a ellos.

Desde luego, si el petróleo tenía un valor intrínseco, lo mismo tenía que ser cierto en el caso de otros minerales. Así, en 1932, se reconoció una partida de agotamiento porcentual a todos los minerales. Los porcentajes fueron fijados entre 23 por ciento (para la bauxita, plomo, zinc, etc.) y 5 por ciento (para piedras y arenas). Teóricamente, esos porcentajes debían reflejar las diferentes velocidades de agotamiento. Los yacimientos petrolíferos se agotaban más rápidamente que todos los demás, tal y como lo evidenciaba el continuo e intenso esfuerzo exploratorio de la industria. Sin embargo, también debe tomarse en cuenta el poder político extraordinario de los intereses vinculados con el petróleo. El hecho, en breve, es que el petróleo no sólo se benefició del porcentaje más alto, sino que también se benefició de este privilegio impositivo catorce años antes que los otros minerales.

Cabría esperar, teniendo presente a Marshall, que el usufructuario de la partida de agotamiento porcentual debería ser el propietario del depósito mineral en cuestión, esto es, el terrateniente. Empero, este privilegio tributario era compartido de un modo proporcional a la regalía por ambos: el terrateniente y su arrendatario. Si el terrateniente recibía una regalía, por ejemplo, de un sexto, y la compañía minera retenía cinco sextos, la partida de agotamiento se aplicaba entonces a ambos de manera correspondiente.¹⁶ La parte leonina iba a los arrendatarios. La justificación de tal reparto se hallaba, claro está, en el hecho de que los yacimientos petroleros tienen que ser descubiertos, y son los arrendatarios antes que los terratenientes quienes los descubren. Los primeros reclaman entonces una especie de copropiedad. Es así como en el mundo entero no es inusual que la ley reconozca alguna compensación a quienes encuentran una propiedad perdida. De nuevo, en última instancia esto es una cuestión de poder y, obvia-

¹⁶ Es notable que bajo la entrada ‘agotamiento’, *The New Palgrave Dictionary* no menciona a los terratenientes. La partida de agotamiento sólo se discute y se critica como un privilegio impositivo de las compañías productoras.

mente, cualquiera sea la importancia política de los propietarios de regalías a niveles estatales, en Washington ellos no habrían logrado nada sin el apoyo de las grandes compañías petroleras.

Cuando la partida de agotamiento porcentual primero se introdujo, las tasas del impuesto sobre la renta corporativa estaban en torno al 13 por ciento, pero luego se elevaron a 52 por ciento después de la Segunda Guerra Mundial. Así, el privilegio tributario se hizo cada vez más significativo. Para los terratenientes, sujetos a tasas del impuesto sobre la renta aún más altas, el privilegio adquirió una importancia mucho mayor. Hacia finales de los años 1960, la tasa efectiva del impuesto sobre la renta para la industria manufacturera en los EEUU era alrededor de 43 por ciento, pero sólo alrededor de 21 por ciento para la producción petrolera (Mancke 1978: 84). La pérdida anual del Tesoro, debida a la partida de agotamiento porcentual, se estimó en algún momento en US\$ 1,7 billones (Blair 1978: 193). De manera que no debe extrañar que, durante décadas, la partida de agotamiento porcentual fuera objeto de un intenso y crítico debate. Para los Estados consumidores era difícil aceptar que las rentas mineras no sólo no estuvieran sujetas a impuestos especiales sino que, por el contrario, de hecho estuvieran privilegiadas. Pero es sólo en 1969 cuando dichos Estados pudieron anotarse cierto éxito: el porcentaje fue reducido, en el caso del petróleo, de 27,5 a 22 por ciento. Sin embargo, poco después las cosas iban a cambiar radicalmente de todas maneras, pues la política petrolera doméstica estadounidense de repente se encontró bajo la sombra de la ‘revolución de la OPEP’ de los principios de los 1970.

Caída del petróleo estadounidense y la ‘Revolución de la OPEP’

Históricamente, 1970 representa un año crucial en el petróleo estadounidense. La producción de petróleo crudo alcanzó, con 9,6 millones barriles diarios, su máximo histórico. Ahora bien, no obstante el desarrollo de la productividad, los altos precios, y el descubrimiento en cierto momento de una nueva provincia petrolera – Alaska – la producción ha estado declinando desde entonces. Al presente, se encuentra en 6,2 millones b/d. Como ningún país del mundo ha sido explorado tan exhaustivamente, no cabe duda de que a los EEUU se le está acabando el petróleo. En 1940 todavía producía dos terceras partes del total mundial; en 1960 dicho porcentaje se había reducido a un tercio; pero este monto era sólo un sexto en 1973, y un décimo en el presente.

1970 marcó el inicio de la revolución de la OPEP. Hasta los años sesenta los EEUU todavía tenían suficientes capacidades ociosas – principalmente en Texas, controladas por la Comisión de Ferrocarriles de Texas – para confrontar crisis internacionales tales como la guerra árabe-israelí de 1967.

Después de 1970, las capacidades ociosas en los EEUU desaparecieron rápidamente; estas capacidades, desde entonces, sólo se iban a encontrar dentro del área de la OPEP y bajo su control. Hasta 1970 el régimen internacional del petróleo no se podía entender sin una previa comprensión del régimen estadounidense. Además, los precios del petróleo estadounidense eran ‘*made in USA*’. Esto cambió en los años 1960, a la par que la OPEP desarrollaba su propio régimen. Es así como los precios domésticos de EEUU, desde la revolución de la OPEP, se determinan por los precios en el mercado mundial. Los EEUU, alguna vez el mayor productor de petróleo del mundo, y todavía autosuficientes en 1947, se convirtieron hasta llegar a ser al presente el mayor importador de petróleo, con unas importaciones cercanas a los 10 millones de barriles diarios.

Luego de los años 1970, para tomar un ejemplo, la evolución de la partida de agotamiento porcentual tiene que considerarse dentro del contexto internacional. Las mismas tasas de regalía consuetudinarias fueron sacudidas por la revolución de la OPEP. En los 1970, en tierras privadas, dichas tasas ‘cedieron ante cualquier presión que el mercado impusiera’ (Pierce 1998: 288n2). En tierras públicas, la situación se hizo más compleja, pues una alternativa a mayores tasas de regalía era el aumento de los impuestos de explotación (*severance taxes*), esto es, una regalía adicional determinada en la ley por igual sobre las tierras públicas y privadas, y en calidad de impuesto y no como un pago contractual. En la plataforma costa afuera federal, el gobierno mantuvo su enfoque tradicional con una regalía fija de un sexto y la subasta de bonos.

En realidad, mientras que la producción tierra adentro disminuía, la producción costa afuera aumentaba. Por lo tanto, la producción proveniente del dominio público, que representaba sólo un pequeño porcentaje en los años 1940, ha llegado a representar en la actualidad más del 50 por ciento.¹⁷ En los EEUU, los ‘descubrimientos de nuevas y grandes reservas de petróleo crudo y gas natural en tierras de propiedad privada se hace cada día menos probable. En general, se cree que las últimas fronteras para descubrimientos domésticos importantes se encuentran en tierras públicas’ (Pierce 1998: 835). Todavía existen grandes expectativas en cuanto a las aguas profundas del Golfo de México y al Refugio Nacional de Vida Silvestre en Alaska, pero, aun en el mejor de los casos, todo ello sólo aminorará pero no revertirá la tendencia descendente de la producción. En todo caso, ésta es otra historia, la que ten-

dremos que retomar posteriormente en el contexto de la propiedad pública mineral y del régimen internacional del petróleo.

2.3 El petróleo mexicano (1880–1970)

La propiedad mineral privada

La tradición de la propiedad mineral pública en Hispanoamérica no se vio afectada por la Independencia. Al contrario, la misma se reforzó con la Revolución Francesa y su moderna legislación minera. Sin embargo, México, en 1884, incluyó el carbón y el petróleo entre los minerales ‘de exclusiva propiedad del dueño de la superficie’ (citado en Collado 1987: 32).¹⁸ Para ese entonces ni el carbón ni el petróleo tenían importancia alguna en México. Es muy probable que este cambio fuera motivado por el ejemplo del país vecino, EEUU, donde al amparo de los derechos de propiedad mineral privada se desarrollaba entonces una poderosa industria del carbón y del petróleo.¹⁹ Con todo, la propiedad pública de los minerales importantes del país, a saber, la plata y el cobre, no fue materia de cuestionamiento.

La primera ley específica del petróleo, referida a las tierras de dominio público, se aprobó en 1901. Establecía un permiso de exploración exclusiva de un año, seguido, en caso de éxito, por un permiso de explotación de diez años. Había que pagar un impuesto superficial de cinco céntimos por hectárea y un impuesto de 10 por ciento sobre los dividendos pagados a los accionistas. Este último se repartiría entre el gobierno federal (70 por ciento) y el gobierno estatal relevante (30 por ciento). A cambio de este impuesto especial, el concesionario estaba exento de cualquier otro impuesto federal, con la sola excepción de los derechos de timbre. En cuanto a los impuestos de importación, sin embargo, la exención se limitaba a maquinarias y a equipos necesarios para iniciar los trabajos.

Cuatro años más tarde, cuando ya había evidencias de la potencial riqueza petrolífera de México, dos abogados y diputados del Congreso mexicano, Lorenzo Elízaga y Luis Ibarra, presentaron al gobierno un proyecto de ley minera por la cual se buscaba reestablecer la propiedad pública del carbón y el petróleo. En busca de una opinión experta, el gobierno remitió el proyecto a la Academia Mexicana

¹⁷ Para una información más detallada, véase el American Petroleum Institute: *Basic Petroleum Data Book*, publicación bi-anual.

¹⁸ En lo que sigue nos basamos especialmente en el artículo de Collado.

¹⁹ México seguía así la tendencia de Florida, Texas, Nuevo México, Arizona y Louisiana, territorios anteriormente pertenecientes a España, México y Francia. Texas, por ejemplo, extendió la propiedad privada superficial al subsuelo en 1866 y Louisiana en 1870. (Bradley ob. cit., pp.290-2, 352).

de Legislación y Jurisprudencia (Sentíes 1989: 115–7). En el debate académico que siguió, los dos abogados usaron los mismos argumentos en defensa de la propiedad mineral pública presentados por Mira-beau en la Asamblea Nacional francesa de 1791. Los propietarios no podían legítimamente reclamar la propiedad de depósitos minerales desconocidos, y el propósito de la propiedad pública era ‘movilizar el carbón y el petróleo que la indolencia o el capricho o la impotencia de los actuales superficiarios mantiene ocultos en las entrañas de la tierra o sustraídos a la acción de nuestro progreso industrial’ (citado en Collado 1987: 39). Por consiguiente, sostenían, las industrias correspondientes debían declararse de utilidad pública, es decir, los derechos eminentes del Estado prevalecerían sobre los derechos de propiedad privada superficial. De todas maneras, se respetarían los derechos previamente adquiridos.

Los puntos de vista de los intereses petroleros extranjeros fueron determinados por dos destacadas personalidades: el británico Sir Weetman D. Pearson (Lord Cowdray), y el estadounidense Edward L. Doheny, quienes más adelante fundarían, respectivamente, la Mexican Eagle Oil Company (El Águila) – adquirida por la Shell en 1918 – y la Huesteca Petroleum Company, con creces las dos compañías más grandes del país. Pearson estaba interesado en las tierras de dominio público y apoyó el proyecto de ley, siendo probable que hasta fuera su promotor. El hecho es que Elízaga e Ibarra eran sus representantes legales (Collado 1987: 38). Por otra parte, Doheny estuvo desde el principio interesado en *comprar* tierras privadas. Propietario como era él mismo de vastas haciendas potencialmente petrolíferas – y sin olvidarnos su trasfondo de propiedad privada mineral estadounidense – no es sorprendente que se opusiera a la iniciativa de Elízaga e Ibarra, como también se opuso la mayoría de la Academia. Ésta consideró el proyecto de ley retroactivo y, por lo tanto, inconstitucional. La mayoría de la Academia consideraba irrelevante el hecho de que los depósitos minerales o yacimientos aún no estuvieran descubiertos o explotados. Se perdió así la oportunidad de elaborar una ley del petróleo moderna en un momento en que la producción todavía estaba en su infancia.

Al año siguiente se otorgaron las primeras concesiones importantes. El período de duración era de cincuenta años y las exenciones fiscales, incluyendo los impuestos de importación, se aplicaban durante todo ese período. Aunque estos contratos contradecían obviamente la Ley de Petróleo de 1901, el Congreso los aprobó. En otras palabras, en esta etapa ninguna de las partes implicadas era capaz de

imponer una política petrolera legalmente consistente.²⁰ Más adelante, las compañías insistirían en sus derechos adquiridos ‘de buena fe’ y el gobierno afirmaría que los contratos habrían pasado por el Congreso de forma ‘fraudulenta’, siendo leídos en voz baja para ocultar cambios ilegales de última hora (Gobierno de México 1940: XXX; Collado 1987: 29). Estos contratos contenían otro elemento digno de mención: la cláusula Calvo. Según ésta, los concesionarios – compañías europeas y estadounidenses – se consideraban equiparados a los mexicanos, es decir, estarían sujetos sin restricciones a las leyes mexicanas y renunciarían explícitamente a la protección de sus respectivas embajadas.

Éste sería definitivamente el marco legal sobre el cual se basaría el extraordinario auge petrolero de la década siguiente, aupado por el descubrimiento de la ‘Vía Dorada’ en 1909. En medio de la revolución y de la guerra civil, México se convirtió en el mayor exportador mundial y el segundo mayor productor. Sin embargo, desde 1914 el resto del mundo tampoco vivía en paz. La guerra y la revolución paralizaron la producción en Rusia, hasta entonces el segundo mayor productor mundial. Y el primer productor mundial, EEUU, tampoco fue capaz de atender la galopante demanda que siguió a la invención del motor de combustión interna y se convirtió, aunque sólo fuera temporalmente, en un país importador neto de petróleo. De ahí que la producción mexicana alcanzara niveles máximos a precios máximos. En 1920 el precio promedio por barril en EEUU, en boca de pozo, era de US\$ 3,07, un precio extraordinario. En 1920 México produjo 157 millones de barriles, lo que equivalió al 24 por ciento de la producción mundial de entonces. Prácticamente la totalidad fue exportada, y la mayor parte (78 por ciento) a los Estados Unidos (Hall 1995: 13).

El contexto legal mexicano era totalmente inadecuado no sólo con respecto a los derechos del subsuelo sino también de la superficie. ‘La confusión creada por un auge petrolero en una región donde los linderos de la propiedad estaban mal definidos y la propiedad informal multifamiliar era la norma, tuvo como consecuencia que muchos arrendamientos resultaran sospechosos. Si por casualidad en un terreno se diera un pozo de flujo natural, el litigio que seguía se volvía interminable’ (Brown 1992: 8–10). No hay que sorprenderse entonces que ‘la mayoría de los arrendamientos y de las tierras se retenían en condiciones ilegales’. De hecho, ‘los documentos de arrendamiento durante los primeros años eran a menudo simples traducciones españolas de los usados en Texas y otras áreas de Estados Unidos’. Lo

²⁰ Como veremos, la misma situación todavía se presenta en más o menos todos los países productores de petróleo en

que es peor, ‘dada la importancia del botín en juego, en muchas ocasiones se iría más allá de las batallas legales, llegándose a la violencia e incluso al asesinato’ (Hall 1995: 104). Esta situación también propició, claro está, el despilfarro y el agotamiento prematuro de los yacimientos.

Los terratenientes mexicanos se encontraron inicialmente en una posición desventajosa. Ignorantes del valor potencial de sus tierras y económicamente débiles, se enfrentaban a modernas y poderosas compañías petroleras extranjeras. El resultado no podía ser otro distinto de que vendieran barato.²¹ Cuando la tierra se arrendaba, se pagaban rentas de 5 a 25 pesos por hectárea y regalías de 5 a 25 por ciento. Hacia 1914, la tasa de regalía usual parece haber sido de 5 por ciento, por ejemplo en la región de Tuxpan; pero para 1916 ésta se había incrementado a un 10 por ciento. Al mismo tiempo, en la región del Istmo las regalías eran usualmente entre 10 y 15 por ciento, y excepcionalmente se elevaban incluso hasta un 40 por ciento. Los períodos de tenencia oscilaban generalmente entre 20 y 30 años. No hay duda de que las rentas y regalías aumentaron con la competencia, una vez conocida la potencial riqueza petrolífera de estas tierras. Sin embargo, los terratenientes no tenían que depender únicamente de las fuerzas del mercado: las autoridades locales los apoyaban. En 1914, y de nuevo en 1916, para reforzar a los terratenientes mexicanos frente a los arrendatarios extranjeros, el General Cándido Aguilar, yerno del Presidente Venustiano Carranza y gobernador de Veracruz – el estado que comprendía prácticamente todos los campos petroleros en producción – decretó que todas las transferencias, ventas, arrendamientos o hipotecas tuvieran que ser aprobadas por el gobierno local, creando así una oportunidad para que éste pudiera interceder en favor de los propietarios mexicanos. Un contrato no sería aprobado si éste fuera ‘injusto o lesivo para alguna de las partes’ y la explotación de las tierras redundaría ‘en beneficio exclusivo de las compañías’ (Gobierno de México 1940: 541–2).

También el Estado como propietario tenía numerosos motivos de insatisfacción. Había concedido importantes privilegios fiscales a sus concesionarios, que pronto resultaron haber sido demasiado generosos. En 1910, todavía bajo la presidencia de Porfirio Díaz, el gobierno aumentó el derecho de barra en el puerto de Tampico (Brown 1992: 6). Más tarde, la revolución y la guerra civil crearon una necesidad imperiosa de ingresos adicionales, con la conveniencia de que las exenciones fiscales conce-

el Tercer Mundo.

²¹ En 1921 se estimó que las compañías adquirieron en una etapa temprana, es decir, a precios bajos, algo como un 25 por ciento de las tierras petrolíferas.

didadas podían atribuirse al *ancien régime*. Como el gobierno mexicano no pudo convencer a las compañías de aceptar impuestos más elevados, en 1912 el Presidente Madero estableció un nuevo impuesto de producción, pero bajo la forma de derecho de timbre. Las compañías pagaron bajo protesta, pero en 1914 la Corte Suprema de Justicia mexicana dictaminó que este impuesto era legal (Meyer y Morales 1990: 38). El mismo procedimiento fue empleado para decretar un impuesto *ad valorem* de 10 por ciento sobre las exportaciones de petróleo crudo en 1917. Las compañías protestaron de nuevo, pero fue en vano. El hecho era que el sector petrolero era el único sector de la economía nacional que estaba funcionando realmente y que era rentable; de hecho, era muy rentable.

Muy tempranamente se hizo evidente que la importancia del petróleo mexicano era una amenaza potencial a la soberanía nacional, con lo que se hizo presente una nueva perspectiva en el debate sobre propiedad mineral pública *vs.* privada. En 1911 se difundieron rumores de que la Standard Oil of New Jersey (SONJ) buscaba absorber a la Mexican Eagle, compañía de propiedad británica. Esta absorción habría completado el control del petróleo mexicano por las compañías estadounidenses. En el Congreso mexicano se argumentó que la propiedad pública y un sistema adecuado de concesiones proveerían las herramientas para prevenir que esto sucediera. Estos rumores resultaron falsos, aunque fue en 1911 cuando la SONJ obtuvo su primera concesión exitosa en México bajo las mismas condiciones ya reseñadas anteriormente.

Luego, con el desarrollo de la revolución, también surgió el peligro de una intervención militar estadounidense. De hecho, fuerzas militares de EEUU entraron en acción dos veces, aunque en ambos casos la intervención fue limitada en importancia y no directamente relacionada con el petróleo. No obstante, la amenaza era real. Más aún, el gobierno estadounidense y las compañías petroleras tenían una gran incidencia sobre el precario balance de fuerzas en un país dividido por la guerra civil y la revolución. Peor aún, hacia finales de 1914, el gobierno central perdió el control sobre la región productora de petróleo – aunque no sobre los puertos de exportación – en favor de fuerzas rebeldes bajo el mando del General Manuel Peláez. Ésta permaneció bajo su control durante los próximos seis años, y Peláez mantuvo su ejército rebelde con los impuestos extraídos a los dueños de regalías y a las compañías petroleras.

En enero de 1915, el Presidente Carranza intensificó el conflicto en ciernes decretando la suspensión de toda nueva perforación,²² considerando necesaria una revisión radical de la legislación petrolera del país y de la regulación de las actividades de exploración y explotación. ‘Hasta ahora (...) ni la nación, ni el Gobierno, ha tenido los justos provechos que deben corresponderle’ (citado en Collado 1987: 79). Aunque bajo la presión del Departamento de Estado estadounidense Carranza pronto otorgó ‘permisos provisionales’, él continuó con su plan y creó una Comisión Técnica de Hidrocarburos, a cargo de que ‘proponga las leyes y reglamentos necesarios para el desarrollo de la industria’ (Gobierno de México 1940: 541). El Comité, presidido por el General Cándido Aguilar, concluyó el año siguiente recomendando la propiedad pública de los yacimientos.

La propiedad pública mineral

En enero de 1917 México proclamó una nueva Constitución que entraría en vigencia el 1º de mayo. La propiedad de los recursos naturales – un tema central en una revolución campesina – se trataba en el Art. 27. En lo concerniente a la superficie, resguardando los derechos del dominio eminente, se sancionaba la propiedad privada; empero, los minerales se mantendrían en el dominio público:

Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los minerales o substancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como (...) los combustibles minerales sólidos, el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.

En [estos casos] (...) el dominio de la Nación es inalienable e imprescindible, y sólo podrán hacerse concesiones por el Gobierno Federal (...) con la condición de que se establezcan trabajos regulares para la explotación de los elementos que se trata. (Art. 27, Constitución de 1917)

La nueva Constitución también incluía la cláusula Calvo:

Sólo los mexicanos por nacimiento o por naturalización y las sociedades mexicanas tienen derecho para adquirir el dominio de las tierras, aguas y sus accesorios, o para obtener concesiones de explotaciones de minas, aguas o combustibles minerales (...). El Estado podrá conceder el mismo derecho a los extranjeros siempre que convengan ante la Secretaría de Relaciones Exteriores en considerarse como nacionales respecto de dichos bienes y en no invocar, por lo mismo, la protección de su gobierno por lo que se refiere a aquéllos. (Art. 27, Constitución de 1917)

²² Estas perforaciones requerían de permisos aun cuando prevaleciera la propiedad mineral privada, como en los casos del carbón y del petróleo, porque la explotación del subsuelo estaba sujeta legalmente, de todas maneras, a las regulaciones vigentes para la minería en general.

El Comité a cargo de redactar el Art. 27 sugirió, en la Exposición de Motivos, que la Ley Minera de 1884, la cual había concedido derechos de propiedad privada mineral sobre el carbón y el petróleo, era probablemente nula desde el principio, ‘pues ningún gobierno puede tener facultades para ceder en general y perpetuamente, los derechos que corresponden a una Nación sobre los bienes que forman y han formado siempre el acervo de su patrimonio’ (Burgoa Orihuela 1989: 142). Por tanto, si en un extremo la Academia había afirmado dogmáticamente que los derechos de la propiedad mineral privada eran absolutos y no limitados por los derechos del dominio eminente, en el otro extremo el argumento igualmente dogmático era que los derechos del dominio eminente sobre los minerales eran absolutos y, por tanto, los derechos de propiedad privada mineral nunca habían podido ser legales. Los dos lados fueron incapaces, o no estaban dispuestos a hacerlo, de comprender que se trataba sólo de diferencias de regímenes, tal y como incluso una lectura cuidadosa del Art. 27 lo dejaba claro: algunos minerales pertenecen a la nación cuando se encuentran en grandes profundidades, pero no si el caso es que se hallan cerca de la superficie.

Según Knight, el Art. 27 ‘fue la obra de un pequeño grupo de intelectuales y políticos, una minoría dentro del minoritario Congreso Constituyente’ (Knight 1986: 508). A decir verdad, se podría sospechar también que la aprobación de la propiedad mineral pública por parte de la Asamblea Constituyente se vio facilitada por el hecho de que la región productora de petróleo se encontrara en manos de los rebeldes. Así, no es sorprendente que Manuel Peláez, el líder rebelde que controlaba los campos petrolíferos y que personalmente era dueño de regalías, rechazaba el Art. 27 y defendía la propiedad privada mineral (Brown 1992: 16). Por su parte, el primer Congreso de la Industria Mexicana, celebrado el mismo año, consideró que el Art. 27 ‘era retroactivo y socialista y que por lo mismo atentaba contra la propiedad y los Derechos del Hombre’ (citado en Collado 1987: 98). En cambio, cabe observar que el general Heriberto Jara, un delegado a la Asamblea Constituyente, saludó el Art. 27, y lo hizo convencido que el mismo era un modo de fortalecer a los terratenientes mexicanos en contra del saqueo de las compañías petroleras foráneas (Collado 1987: 85), una idea que compartía con el general Cándido Aguilar. Este último, por su parte, consideró el hecho de que las propiedades petroleras en muchos casos eran pequeñas propiedades fragmentadas, como un hecho consistente con el ‘ideal de repartición de la tierra, sustentado por la Revolución’. En consecuencia, disminuir o limitar tales derechos de pro-

piedad siempre redundaría ‘en un beneficio para los capitalistas explotadores’, sacrificándose de este modo ‘al nacional en favor del extranjero’ (citado en Collado 1987: 97).

El ideal de los pequeños propietarios de Aguilar era precisamente la pesadilla de estos ‘intelectuales y políticos’, quienes, por el contrario, en publicaciones gubernamentales trataron de convencer a las compañías petroleras, citando a Adam Smith y John Stuart Mill, de las ventajas de la propiedad pública y la desaparición de la clase terrateniente. Joaquín Santaella, un vocero del gobierno, no ocultó su sentimiento con respecto a la propiedad mineral privada del petróleo:

¿Y vamos a constituir una clase de privilegiados con los rentistas del petróleo, que ni capital, ni inteligencia, ni trabajo han expuesto para obtener rendimientos que ni el comerciante, ni el industrial, ni el profesionista pueden imaginarse llegar a adquirir? (Citado en Collado 1987: 96)

‘Desde luego hay que establecer una distinción fundamental’, argumentaba Santaella ‘entre el petrolero y el terrateniente, porque este último representa en esta industria el papel de la carga muerta en el sistema de transporte, sirviendo más bien para entorpecer el desarrollo industrial petrolero que para favorecerlo’ (citado en Díaz Dufoó 1921: 123n). Por el contrario, el inversionista industrial merecía un trato especial. ‘A la Nación conviene prestar su apoyo y toda clase de garantías al capital industrial’ (citado en Díaz Dufoó 1921: 260).

Al Art. 27 tenían que seguirlo un cuerpo de negociaciones y una legislación correspondiente. Los arrendatarios, así, debían convertirse en concesionarios, lo cual no era nada del otro mundo *per se*. Técnicamente, un sistema moderno de concesiones podía proveer un marco ideal para los productores. Con todo, desentrañar el laberinto de los derechos de propiedad territorial y de los arrendamientos para convertirlos en concesiones, exigía un esfuerzo político, legal y organizacional mayor. Pero prestar una cooperación para crear semejante sistema prometía ser muy gratificante, toda vez que la ordenación y organización racional de los diferentes intereses en los campos petroleros habría de traer aparejados grandes ahorros y ganancias en productividad (Hall 1995: 109). Más aún, había un gran premio a la vista: un acuerdo satisfactorio impulsaría la apertura de nuevas áreas de interés. Huelga decir que hasta ese momento las concesiones o los arrendamientos cubrían sólo una parte menor de las tierras potencialmente petrolíferas de México, y esa porción era todavía menor si de tierras exploradas se trataba. En el papel, pues, los beneficios esperados habrían de ser tales como para complacer todas las partes envueltas, incluyendo a los dueños de regalías.

Impuestos soberanos. En febrero de 1918 el gobierno de Carranza decretó unos impuestos sobre las rentas y regalías de los terratenientes. Las rentas superficiales iban a gravarse, según su importancia, con una tasa entre 10 y 50 por ciento. A las regalías se les aplicaría una tasa única de 50 por ciento, la cual era inusualmente elevada para la época. Si las tierras trabajadas eran propiedad de las compañías, se cobraría entonces un impuesto superficial anual de cinco pesos por hectárea y una regalía del 5 por ciento. Además, a los propietarios de tierras petrolíferas se les exigió registrarse oficialmente dentro de los tres meses siguientes, como condición para continuar en las tareas de perforación. Después de este período, todas las tierras no registradas se considerarían vacantes.

Pues bien, no cabe duda que este decreto selló la alianza entre los terratenientes mexicanos y las compañías estadounidenses propietarias de tierras. Como observó Luis Cabrera, un destacado intelectual, el gobierno ‘cometió el error de no buscar el apoyo de los dueños de terrenos’ (citado en Collado 1987: 107). Empero, ¿podía uno realmente esperar otra cosa en el medio de una revolución campesina? Aún más, ¿no apoyaban los dueños de regalías a las fuerzas rebeldes con sus ‘impuestos’, voluntariamente o no?

Ambas partes se negaron a pagar, y las compañías petroleras en general se negaron a registrarse. Los gobiernos de los Estados Unidos de América, Gran Bretaña y Francia enviaron notas diplomáticas en protesta por ese decreto, sobre la base de que el mismo resultaría en confiscaciones de propiedades privadas y pérdidas arbitrarias de derechos de propiedad (Díaz Dufoó 1921: 270–2). La nota del gobierno británico omitía toda consideración del derecho soberano a establecer impuestos, lo cual provocó una airada respuesta del gobierno mexicano señalando que el gobierno británico ‘no permitiría reclamaciones diplomáticas por las contribuciones forzosamente altas que la guerra lo ha obligado a decretar en todos sus dominios y que debe pesar (...) también sobre los extranjeros’ (citado en Díaz Dufoó 1921: 277–8). Peor aún, las compañías operando en México de hecho estaban pagando impuestos a sus países de origen, en apoyo al esfuerzo de guerra. Aunque no existe información relativa a las compañías británicas, sí se encuentran algunos datos con respecto a las compañías estadounidenses. En 1918, la Huasteca Petroleum Company pagaba dos millones de dólares al gobierno mexicano en impuestos, pero al mismo tiempo pagaba, en apoyo al esfuerzo bélico, cinco millones en impuestos sobre la ganancia excesiva al gobierno estadounidense (Collado 1987: 91). A pesar de ello, el hecho fue que,

dadas las circunstancias, la cuestión de la soberanía impositiva y de la nacionalización de los yacimientos se hallaban ahora estrechamente vinculadas.

Al intensificarse la confrontación, las compañías decidieron unir fuerzas en la Asociación de Productores de Petróleo en México (APPM). Unas negociaciones con dos representantes de las compañías petroleras condujeron a un decreto en agosto de 1918, mediante el cual ‘actos positivos’ llevados a cabo antes del 1º de mayo de 1917 (esto es, haber realizado alguna inversión) eran suficientes como para prevenir que la tierra fuera clasificada como ‘vacante’. Es decir, se reconoció algún tipo de ‘derechos adquiridos’. Al mismo tiempo se sugirió que el impuesto a la exportación fuera rebajado. A cambio, los representantes de las compañías reconocerían el principio de la propiedad mineral pública. Sin embargo, la APPM inmediatamente desconoció el acuerdo, y el gobierno mexicano, de su lado, reanudó su política de confrontación y acoso. Finalmente, en 1921, las compañías petrolera estadounidenses enviaron un equipo de negociación de alto nivel a México.

Los cinco delegados que formaban el equipo negociador eran altos ejecutivos de la Standard Oil of New Jersey, la Mexican Petroleum (Huasteca), la Atlantic Refining, la Sinclair Consolidated y la Texas Company, respectivamente. Sus tres objetivos principales eran: (1) un acuerdo fiscal permanente; (2) libertad para continuar las perforaciones exploratorias; y (3) la cancelación de todas las medidas reguladoras de acoso. ‘Además esperaban que el acuerdo fiscal redujera sus obligaciones en un 50 por ciento, aproximadamente’ (Hall 1995: 29). Un acuerdo según estas líneas les permitiría doblar la producción manteniéndose constantes los ingresos del gobierno. Sin embargo, todo lo que consiguieron fue una reducción efectiva de los impuestos de producción y exportación. Por otro lado, la Shell protestó por haber sido excluida de las negociaciones.

En noviembre del mismo año, W.C. Teagle (SONJ), que había tomado parte en las negociaciones en México, informó al Departamento de Estado de los EEUU que siete grandes compañías estadounidenses estaban interesadas en unirse para realizar exploraciones conjuntas en Mesopotamia (Irak). Éstas eran las mismas cinco compañías que negociaban en México, más otras dos. Al mismo tiempo, si el gobierno de los EEUU no tenía objeciones anti-trust, también estarían interesadas en crear una compañía conjunta en México. Al principio, el Presidente Obregón se entusiasmó con la idea. Las cinco compañías traspasarían alrededor de un millón y medio de acres de tierras petrolíferas que consideraban suyas, y accederían a pagar al gobierno lo que consideraban una generosa fracción de los beneficios: el

25 por ciento. ‘A cambio, deseaban que el gobierno también incluyera todas las zonas federales adyacentes (...) en las propiedades de la compañía conjunta’ (Hall 1995: 33). En principio, ésta era la forma apropiada de solucionar el problema: las compañías convertirían sus arrendamientos y propiedades en concesiones, pero al mismo tiempo las concesiones podrían trazarse de nuevo de acuerdo con la estructura geológica subyacente. Además, al unirse en una sola compañía, los yacimientos cubiertos por diferentes concesiones serían explotados racionalmente, como unidad geológica. La Royal Dutch-Shell también expresó su interés en participar en este esquema.

Sin embargo, las compañías estadounidenses deseaban un acuerdo sesgado a su favor. Por un lado, insistieron en un acuerdo ‘permanente’ sobre los impuestos con el gobierno federal, protegiéndolos ‘del acoso fiscal de las autoridades estatales y locales’ (Hall 1995: 34–5). Por otro lado, se negaron a aceptar la conversión de sus propiedades en concesiones y el pago de rentas y regalías sobre lo que consideraban como sus propias tierras. Finalmente, insistían en que del decreto de Carranza fuera anulado. En breve, no estaban dispuestas a aceptar nada menos que la revocación del Art. 27. Las negociaciones, sin duda, habían fracasado.

El gobierno de los EEUU. Las compañías petroleras estadounidenses tuvieron éxito en retrasar todavía más el reconocimiento del gobierno mexicano por el gobierno estadounidense. Pero su influencia en Washington estaba disminuyendo, a la par que intereses distintos a los petroleros comenzaban a presionar cada vez más en favor de tal reconocimiento. Por fin, en 1922, el gobierno de EEUU envió un equipo de negociadores a Ciudad de México para zanjar la cuestión del Art. 27. ‘Sorprendentemente, en estas negociaciones la cuestión de los derechos al subsuelo se resolvió con relativa rapidez. (...) La discusión de la cuestión agraria duró mucho más’ (Hall 1995: 148). En realidad, esto no debería sorprender. La reforma agraria suponía la expropiación de grandes haciendas para su distribución entre los campesinos bajo la forma de pequeñas propiedades individuales o de ejidos. En el caso del subsuelo, el Art. 27 favorecía a los mineros, o sea, a las compañías petroleras frente al propietario de la superficie. En el primer caso, el problema consistía en librarse de los propietarios – algunos de ellos extranjeros, sobre todo estadounidenses – pagando una indemnización. En el segundo caso, las petroleras en cuanto propietarias tenían que renunciar a sus derechos de propiedad mineral privada, aunque a través de las concesiones conservaban sus derechos como productoras. Además, en tierras ajenas, sus derechos potenciales como productoras se verían reforzados por un régimen concesionario.

El problema, por lo tanto, consistía básicamente en alcanzar un acuerdo sobre la definición de ‘acto positivo’ y sobre el alcance de los ‘derechos adquiridos’. Esto se logró fácilmente, puesto que el gobierno mexicano aceptó definir ‘acto positivo’ de la forma más generosa posible, esto es, desde el hecho de haber perforado la tierra hasta de haberla comprado con esta intención. Más aún, si a pesar de la amplitud de la definición todavía no podía demostrarse ningún ‘acto positivo’, la nueva legislación otorgó de todos modos a los superficiarios un derecho preferencial a las concesiones. En cambio, al mismo tiempo, no debían albergarse dudas sobre la vigencia del Art. 27 y de los derechos soberanos mexicanos. Al final, pues, los EEUU reconocieron el gobierno mexicano.

El fracaso de la reforma. A pesar de todo lo anterior las compañías estadounidenses no estaban satisfechas. Continuaron quejándose sobre la base de que ‘la cuestión fiscal no se había resuelto, y que el gobierno mexicano no había concedido la propiedad absoluta del subsuelo. Pero lo peor era que la cuestión de las regalías (...) había quedado abierta’ (Hall 1995: 152). Aún más, ‘no habían descartado la posibilidad de reemplazar a Obregón con alguien más maleable’ (Hall 1995: 152). El rumor ha corrido desde siempre que ellas apoyaron la (fallida) rebelión de De La Huerta, que estalló a finales de año en el corazón de la región productora de petróleo, Veracruz.

Cualquier solución sensata hubiera requerido de negociaciones así como de una mezcla equilibrada de premios y castigos. Es difícil imaginársela sin el ejercicio de cierta presión. Dada la terquedad y falta de cooperación de las grandes compañías, nada podía lograrse sin el activo papel mediador del gobierno estadounidense, tal y como en efecto lo hizo veinte años más tarde en Venezuela. En México, el Presidente Plutarco Elías Calles finalmente decidió seguir adelante unilateralmente, por la vía legislativa.

En diciembre de 1925 se aprobó la Ley Petrolera reguladora del Art. 27, que por largo tiempo se había esperado. Esta ley declaró a la industria petrolera de utilidad pública, lo cual significaba que gozaba ‘de preferencia frente a cualquier aprovechamiento de la superficie del terreno’ (citado en Collado 1987: 135). Además, las concesiones no durarían más de treinta años, pero podrían renovarse. Más todavía, a los superficiarios privados se les concedió como mínimo una regalía de cinco por ciento ‘a título de indemnización’ (Collado 1987: 135), evitándose cuidadosamente el uso de la palabra *regalía*. A su vez, la situación era básicamente la misma en las tierras de dominio público: una indemnización por el uso de la superficie, más una regalía cuya tasa se determinaría caso por caso. A aquéllos que habían tra-

bajado o arrendado tierras antes del 1° de mayo de 1917 con el propósito explícito de producir petróleo, se les otorgarían ‘concesiones confirmatorias’. El período de tenencia de las concesiones sería de cincuenta años máximo, contados desde el día cuando el terreno fue arrendado o cuando se lo comenzó a trabajar. Estas concesiones deberían solicitarse dentro de un plazo de doce meses, después del cual se perderían todos los derechos. Por lo demás, la definición de ‘acto positivo’ implícita en la ley de 1925 era más restringida que la acordada en las negociaciones con el gobierno estadounidense.

La APPM levantó su protesta con el apoyo del embajador estadounidense en México y del Secretario de Estado en Washington. No obstante, la mayoría de las pequeñas compañías se sometieron a la ley. Empero, tras cierta vacilación, las grandes petroleras europeas se alinearon con las estadounidenses. La tensión bajó cuando la Corte Suprema falló de nuevo a favor de las petroleras. El límite de cincuenta años de las concesiones confirmatorias se consideraba una aplicación retroactiva del Art. 27 y, por lo tanto, inconstitucional. Por la misma razón, la falta de cumplimiento con la Ley no se consideraba ilegal.

En estas condiciones el gobierno retrocedió y en enero de 1928 reformó la Ley Petrolera de 1925 de acuerdo con el dictamen de la Corte Suprema. En el caso de que los mismos propietarios de las tierras explotaran las concesiones confirmatorias, éstas no estarían sujetas a límites temporales, y en el caso de los arrendatarios se mantendría el período originalmente estipulado en los contratos respectivos. Más aún, y ello contrariaba incluso la letra del Art. 27, las compañías no estaban obligadas a firmar la cláusula Calvo, aunque la validez de dicha cláusula no fue cuestionada. El plazo para solicitar las concesiones confirmatorias seguía siendo de doce meses, lo cual fue finalmente aceptado por las compañías bajo presión de sus propios gobiernos (Meyer y Morales 1990: 69). En otras palabras, las petroleras habían logrado imponer por completo su punto de vista, con la excepción de una cuestión formal: aceptaron registrarse, y al hacerlo se convirtieron en *concesionarias*.

Pero hay más. Las petroleras impusieron su voluntad en otra cuestión. En 1927 el gobierno revocó el decreto de Carranza de febrero de 1918, el cual, aunque nunca se había aplicado, continuaba formalmente en vigencia. En la práctica esto significaba que las petroleras dueñas de tierras no pagarían rentas y regalías, incluso después de la conversión de sus tierras en concesiones. Por otro lado, según la ley, se pagarían rentas y regalías a los terratenientes mexicanos por las tierras arrendadas antes del 1° de mayo de 1917. Como consecuencia, a mediados de los treinta, sólo una cuarta parte de la producción

estaba sujeta a alguna regalía estatal, mientras que tres cuartas partes estaban sujetas únicamente a los impuestos generales (Collado 1987: 211). Con respecto a estas últimas, en 1924 México creó un impuesto sobre la renta corporativa. Las compañías petroleras estaban sujetas a una tasa de 8 por ciento, mientras que los dueños de regalías pagaban un 10 por ciento. No hubo protestas. Con relación a este último impuesto se debe tener presente que su creación y desarrollo iba de consuno con lo que estaba sucediendo en los EEUU y Europa. En consecuencia, las compañías internacionales podían acreditar la totalidad del impuesto pagado en México a sus pasivos tributarios en sus países de origen. Lo mismo se aplica a los aumentos en 1933, cuando el impuesto para las empresas se incrementó al 12,3 por ciento; con respecto a las rentas y regalías, la tasa máxima del impuesto sobre la renta era ahora 20,3 por ciento (Collado 1987: 137–8, 152).

Las petroleras todavía tenían algo acerca de lo cual quejarse: la lentitud con la cual se les otorgaban las concesiones confirmatorias. Según el gobierno, el problema se debía a que buena parte de la documentación entregada por las compañías era defectuosa. El hecho era que en 1921 se había estimado que las petroleras controlaban 2,7 millones de hectáreas, de las cuales dos millones eran arrendadas en tanto que el resto eran de su propiedad. Sin embargo, para 1933 las petroleras habían obtenido concesiones confirmatorias sobre 6,9 millones de hectáreas y ‘concesiones ordinarias’, es decir, otorgadas después del 1º de mayo de 1917, sobre otros 2,6 millones. Muchos arrendamientos estaban fechados pocos días antes del 1º de mayo de 1917 (Collado 1987: 137, 151–9).

El fracaso de la modernización del régimen petrolero. ¿Cuál era la importancia práctica de las rentas y regalías privadas? De acuerdo con Philip, ‘el pago a los terratenientes desempeñaba un papel importante en los cálculos financieros globales de las compañías’ (Philip 1982: 28). Cita él una fuente diplomática de 1926, señalando que la tasa promedio de regalía era de 10 por ciento, y ‘que no menos de treinta millones de libras [US\$ 150 millones] habían sido ya pagados a los mexicanos en regalías’ (Philip 1982: 28). Por contraste, los impuestos pagados hasta 1926 por todas las compañías petroleras sumaron US\$ 200 millones. Si bien aquellas cifras nunca fueron confirmadas, Philip concluye que en cualquier caso ‘los pagos a los terratenientes, los juicios que surgieron por reclamaciones disputadas, y los sobornos para resolverlas favorablemente, tenían en México, además de importancia política, una gran importancia económica’ (Philip 1982: 29).

Luego de 1927 siguió una década muy tranquila, no sólo en materia petrolera sino también en las relaciones generales entre los EEUU y México. Es más, la producción petrolera mexicana pronto empezó a recuperarse debido al descubrimiento de un yacimiento gigante en Poza Rica por la compañía El Águila. Era éste el descubrimiento más grande en muchas décadas. El yacimiento se extendía más allá de las concesiones de la compañía y, en noviembre de 1937, se le otorgó una nueva concesión de 13.000 acres con regalías que oscilaban en diferentes bloques entre el 15 y el 35 por ciento (Collado 1987: 188). No obstante, en lo concerniente al petróleo, esta paz no se basó en ningún entendimiento sino más bien en la resignación del gobierno mexicano y su aceptación de la situación como se había definido, al menos por los momentos. Las compañías petroleras extranjeras habían interferido seriamente con la institucionalización del nuevo estado Mexicano, y habían frustrado con éxito el desarrollo de un régimen moderno en el petróleo. En última instancia, ellas se habían negado a reconocer formalmente la soberanía de México y a sometersele.

Jugó un importante papel en este resultado el hecho de que algunas compañías petroleras estadounidenses se habían convertido en grandes propietarias de tierras con antelación a la Revolución. Con ello se desdibujaron los linderos que ésta buscó demarcar, y se creó una desafortunada alianza entre los terratenientes mexicanos, los traficantes de concesiones y las compañías petroleras. Las compañías petroleras estadounidenses con sus antecedentes nacionales de propiedad mineral privada, no sólo no estaban dispuestas a comprender y a someterse a un régimen de concesiones modernas, sino que se mostraron reacias. Los intereses británicos, franceses y holandeses, con sus naturales antecedentes europeos, se hallaban en mejor posición para entender el problema y, al menos en este respecto, estaban también más dispuestos a cooperar. Pero al final de las cuentas, aunque representaban un interés mayoritario en el petróleo mexicano, terminaron por aceptar el liderazgo estadounidense y, en consecuencia, por tomar también la ruta de la confrontación.

La nacionalización de la industria petrolera

La participación del petróleo en el PIB de México se ha estimado, para el año 1921, en 6,9 por ciento; once años más tarde había caído a 1,6 por ciento. La producción petrolera alcanzó su máximo en 1921 con 193 millones de barriles, pero debido a la falta de nuevas inversiones y a la explotación irracional de los campos existentes, cayó a 33 millones de barriles en 1932. Los precios, que habían llegado a un máximo en 1920, también habían bajado. Los precios promedios en boca de pozo, en los Estados Uni-

dos, pueden servir aquí de indicador. Los mismos cayeron desde US\$ 3,07 en 1920, a US\$ 0,87 en 1932. Sin embargo, los ingresos fiscales fueron mucho más estables. Los impuestos aumentaron desde US¢ 10 por barril en 1919 a más de US¢ 16 en 1920 y 1921, estabilizándose luego en algo por encima de US¢ 20 (Philip 1982: 17). Aunque estos montos eran todavía mucho menos que las rentas, regalías e impuestos que las compañías petroleras tenían que pagar en los EEUU, con los precios rondando el dólar por barril la recaudación fiscal mexicana sí era significativa.

Empero, los ingresos fiscales petroleros caían con los volúmenes. El total de estos últimos alcanzaron su pico a comienzos de los años 1920, cuando llegaron a representar un tercio de los ingresos del gobierno; diez años más tarde, sólo eran un porcentaje cercano a un octavo (Meyer y Morales 1990: 65). En el mercado internacional la pérdida de importancia del petróleo mexicano fue todavía más marcada, pasando de ser 25 por ciento de la producción mundial en 1921 a algo como 2,5 por ciento a mediados de los años 1930. Además, la inversión estadounidense en México se había incrementado de modo significativo luego de la Primera Guerra, pero sólo una fracción era inversión en petróleo (Collado 1987: 143). El petróleo, para ese entonces, montaba a menos del 20 por ciento de las exportaciones mexicanas totales (Hamilton 1982: 217).

Con todo, desde cierta perspectiva la importancia del petróleo mexicano de hecho había aumentado, a saber, en cuanto insumo de la economía nacional. En 1920, casi todo el petróleo mexicano se exportaba. Hacia el fin de la Revolución y de la guerra civil, y con la subsiguiente recuperación económica, esto es, hacia mediados de los años treinta, alrededor del 40 por ciento de la producción se consumía internamente. De hecho, la demanda doméstica esperada era la razón principal por la cual el gobierno mexicano se había preocupado seriamente por la conservación petrolera desde la época de Carranza. Su sucesor, Obregón, creó las 'reservas nacionales' (incluyendo algunas franjas de tierras promisorias, tales como las rutas del ferrocarril nacional que pasaban a través de campos en producción).²³ De estas reservas nacionales emergió en 1933 Petromex, la primera compañía nacional de pe-

²³ Todo ello se ajustaba a lo que sucedía en tierras federales al norte de la frontera. Los temores por un 'inminente agotamiento del petróleo llevó aquí a retirar de la circulación tierras petrolíferas y a la reservación de tierras ricas en petróleo para uso militar. Entre 1912 y 1923 se retiraron igualmente cuatro reservas navales de petróleo' (Bradley 1996: 1027).

tróleo, para producir, refinar y distribuir el petróleo y sus derivados en el mercado doméstico.²⁴ Se pretendía que Petromex fuera una sociedad mixta entre el gobierno (40 por ciento) y el sector privado mexicano (60 por ciento). Sin embargo, el gobierno retendría un poder de veto en ciertas cuestiones tales como los volúmenes de producción y la subcontratación. El sector privado nacional, empero, no respondió como se esperaba, dejando al gobierno con la mayoría de las acciones. Se ha argumentado que el desinterés del sector privado se debió al poder de veto del gobierno (España 1993: 82–3). En todo caso, cabe aquí la pregunta de si no había una razón más de fondo que llevó al gobierno a insistir en su poder de veto. Una respuesta plausible es que sí la había, a saber, la confrontación que ardía, como brazas debajo de la ceniza, con las compañías extranjeras. Dada esta conjetura cabe entonces otra pregunta: ¿existía alternativa alguna para garantizar que los empresarios petroleros nacionales no se convirtieran en aliados de las compañías extranjeras, tal y como había pasado con los propietarios mexicanos de regalías?

Sea como fuere, en 1936 el Presidente Lázaro Cárdenas siguió adelante con el proyecto, aunque la compañía habría de ser ahora completamente estatal. Más pronto que tarde resultó que ella sería de gran ayuda. En efecto, el año siguiente se dio la famosa confrontación entre los trabajadores petroleros y la industria, la cual llevó a la nacionalización. Incapaces como se mostraron ambas partes de alcanzar un acuerdo, el Sindicato de los Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) llevó la disputa ante la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje (JFCA). La Junta aprovechó la oportunidad no sólo para fallar sobre el asunto en discusión – una disputa laboral –, sino también para pronunciarse sobre el papel desempeñado por las compañías petroleras extranjeras desde la Revolución. Entre otras cosas, el veredicto establecía que las principales compañías petroleras ‘nunca se han vinculado con el país y sus intereses siempre han sido extraños y en ocasiones realmente opuestos a los de la nación’. Acusaba también a las compañías de vender sus productos en México a precios considerablemente más altos que en el extranjero, creando así un obstáculo al desarrollo económico nacional. De mayor importancia, sin embargo, es que el veredicto concluyó que las compañías petroleras habían obtenido ‘beneficios muy considerables’ y, en consecuencia, eran ‘perfectamente capaces de aceptar las

²⁴ México siguió así el ejemplo de Argentina y sus Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), una compañía pública establecida para asegurar la oferta doméstica a precios bajos (De Gortari Rábiela 1989: 95).

demandas de la STPRM hasta un valor de aproximadamente 26 millones de pesos, es decir, US\$ 7,2 millones (Philip 1982: 218; Collado 1987: 196).

Las compañías petroleras rechazaron el veredicto y apelaron a la Corte Suprema, donde perdieron nuevamente. A pesar de ello, continuaron negándose a cumplir con el veredicto, convencidas que todavía podían imponer su voluntad tal y como lo habían hecho en el pasado. Sin embargo, económicamente eran mucho menos poderosas que quince años atrás. Con los demócratas y Franklin D. Roosevelt en el gobierno, también habían perdido gran parte de su influencia política en Washington. Cárdenas consideró secretamente la nacionalización, y tomando en cuenta la situación internacional y la proximidad de la guerra, llegó a estimar que una invasión estadounidense de México resultaba poco probable. Por lo demás, era el presidente mexicano más popular de la historia, y, entre otras cosas, había aplicado sistemáticamente el Art. 27 de la Constitución mediante la distribución de tierras al campesinado. Más todavía, era la primera vez que una confrontación con las compañías tenía de su lado el apoyo popular. Los trabajadores petroleros fueron a la huelga el 17 de marzo. Cárdenas aprovechó la oportunidad y, para sorpresa de todos, decretó la nacionalización de las compañías petroleras extranjeras el 18 de marzo de 1938 (Collado 1987: 200).²⁵ En su alocución radial a la nación dejó claro que de lo que se trataba era de nada menos que de la soberanía de México.

La industria nacionalizada. La apreciación de Cárdenas de la situación nacional e internacional resultó acertada, aunque las compañías internacionales en general tuvieron éxito en despojar el petróleo mexicano de los mercados de exportación. Todavía después de que se llegó a un acuerdo en cuanto a los pagos de indemnización (en 1941 con las compañías estadounidenses y en 1948 con las compañías británicas), la compañía petrolera nacional, Petróleos Mexicanos (PEMEX), que se fundó en junio de 1938, nunca fue realmente aceptada, y en el mejor de los casos apenas tolerada. De hecho, PEMEX se concentró en la creciente demanda doméstica y lo hizo con mucho éxito. Hasta 1966, en efecto, siempre quedaba algo para exportar.

Con la excepción de los años de la Segunda Guerra Mundial, las instituciones financieras internacionales rehusaron conceder cualquier clase de préstamos a la compañía petrolera estatal (Philip 1982: 61–2). Fue así como en 1947, cuando PEMEX solicitó un préstamo al Banco de Exportación e

²⁵ Hubo algunas excepciones menores tal como Gulf Oil, que no estuvo envuelta en el conflicto.

Importación para explorar y buscar duplicar las reservas y la producción, el mismo fue denegado por el Departamento de Estado estadounidense sobre la base de que ‘un préstamo petrolero incondicional sería interpretado en México y alrededor del mundo como una aprobación, por parte del gobierno de los Estados Unidos de América, de un enfoque nacionalista del problema del petróleo’, además de lo cual ‘debilitaría la posición de la industria venezolana, de importancia estratégica’ (citado en Philip 1982: 77).

La posición del Departamento de Estado prevaleció incluso en contra del Presidente Truman, quien quería seguir adelante con el préstamo. Hay que agregar que este préstamo estaba asociado con algunos contratos que PEMEX estaba dispuesta a firmar con compañías estadounidenses independientes. Lo cierto es que al final, y por vía de excepción, hubo en este caso un arreglo diplomático y, de modo indirecto, se concedió un préstamo a PEMEX (Philip 1982: 76–7).

En todo caso, la inversión privada en el petróleo seguía siendo una posibilidad. De hecho, entre 1949 y 1951 se firmaron dieciséis contratos de exploración, precisamente como resultado del préstamo antes referido. A las compañías exploradoras, en caso de éxito, se les pagaría con una regalía de entre 15 a 18 por ciento en compensación por el riesgo asumido (Meyer y Morales 1990: 83–112). Con el tiempo, sin embargo, se cerró la puerta por completo. En 1960, al Art. 27 de la Constitución se añadieron las siguientes líneas:

Tratándose del petróleo y de los carburos e hidrógenos sólidos, líquidos o gaseosos, no se otorgará concesión ni contrato, ni subsistirán los que se hayan otorgado. (Citado en Burgoa Orihuela 1989: 147)

En breve, los mercados extranjeros estaban cerrados para el petróleo mexicano, y éste estaba cerrado a la inversión extranjera. Esta situación iba a durar hasta que las compañías petroleras internacionales perdieron el control sobre el mercado mundial con el ascenso de la OPEP a comienzos de los 1970.

Los terratenientes. Con la nacionalización de las compañías extranjeras los terratenientes mexicanos se encontraron de súbito solos. En 1941, fue cancelado su derecho a una ‘indemnización’ de 5 por ciento – en verdad, una regalía de 5 por ciento – otorgada por la Ley Petrolera de 1925, aunque el gobierno pagó una compensación. Por otra parte, los dueños de regalías cuyos derechos se originaban en arrendamientos previos a 1917, fueron obligados a venderlos a PEMEX, y las concesiones confirmatorias o regulares todavía vigentes recibieron un trato similar. Éste fue un procedimiento que se extendió por más

de dos décadas. Finalmente, las concesiones que aún perduraban desaparecieron con la reforma constitucional de 1960.

Algo para celebrar

Según Philip, la opinión pública jugó un papel insignificante en la nacionalización de la industria. ‘No hay ningún signo que sugiera que hubiera existido una opinión pública general de importancia real para presionar a Cárdenas a moverse en contra de las compañías petroleras’ (Philip 1982: 226). Afirma también que algunos líderes sindicales mantuvieron en secreto las ofertas de último minuto de las compañías para solventar la disputa laboral, por miedo a que los trabajadores pudieran considerarla aceptable. Puede ser que tenga él razón; pero el gobierno también estaba seguro de que, a la postre, los trabajadores sí apoyarían la nacionalización. Las compañías habían quedado aisladas hasta el punto de que, una vez anunciada la nacionalización, ‘ningún oponente a la nacionalización dentro del país se atrevió a abrir su boca’ (Philip 1982: 224). Aquí cabe agregar la conjetura de que entre esos opositores, que no se hicieron manifiestos, se encontraban los dueños mexicanos de regalías.

Ciertamente, toda esta cuestión fue esencialmente un problema de las relaciones entre las compañías y el gobierno. Las compañías confiaban en su posición de poder y en su influencia, con prescindencia o hasta en oposición al proceso de consolidación de la revolución mexicana en lo institucional, en lo económico, y en lo político; pero también continuaron aferrándose a su status de enclave político sin que les importara el crecimiento del mercado doméstico. Para el gobierno mexicano, hacia 1938, el problema principal ya no eran los impuestos a las exportaciones sino la cobertura del mercado doméstico a precios razonables. Con la revolución, y muy especialmente bajo el gobierno de Cárdenas, los latifundios orientados a las exportaciones se tornaron en pequeñas propiedades o en ejidos que producían para el mercado doméstico. Similarmente, el enclave exportador petrolero se convirtió en una industria petrolera nacional y doméstica.²⁶ Una compañía nacional mexicana, pues, iba a producir petróleo mexicano para los consumidores mexicanos. Hay que decir que ello fue una política que logró un apoyo popular abrumador, y hasta el presente el 18 de marzo es aún un día de celebraciones.

²⁶ Para una exposición sistemática sobre la industria petrolera mexicana en su propio contexto, véase De La Vega (1999).

2.4 Conclusiones

La existencia de una regalía consuetudinaria es ciertamente el rasgo más significativo, tanto en los arrendamientos británicos de carbón como en los arrendamientos estadounidenses de petróleo. A pesar de las diferentes circunstancias históricas y políticas, el resultado, en este respecto y en términos cualitativos, fue en esencia el mismo. Una vez establecida, la inercia de una vasta y compleja estructura de arrendamientos privados de largo duración, en la cual estaba arraigada una renta de la tierra consuetudinaria – no sólo una regalía sino también una renta superficial y un bono de firma – garantizó un equilibrio extraordinariamente estable. Y el estudio de ambos casos confirma, más allá de toda duda, la importancia de la renta de la tierra consuetudinaria, con lo cual se pone de manifiesto, entre otras cosas, que en la teoría ricardiana de la renta no se refleja de manera adecuada la realidad.

Ahora bien, adaptar los derechos de propiedad privada mineral a la dinámica de la producción de carbón era una tarea mucho más difícil que en el caso del petróleo, no sólo en lo político sino también técnicamente. En retrospectiva, parece obvio que la industria británica del carbón requería reformas significativas antes de 1870, cuando la productividad comenzó a declinar. Empero, hubo muy poca discusión sobre las reformas necesarias hasta que la producción empezó a caer cuarenta años después. En el petróleo, por otra parte, la legislación conservacionista se desarrolló cuarenta años antes de que la producción alcanzara su máximo histórico en 1970. Ello, a mi juicio, no sólo se debió a diferencia políticas. En el caso del petróleo, los problemas eran obvios y fáciles de observar por cualquiera que tuviera interés en el tema. Sin embargo, hubieron de pasar todavía siete décadas – desde los años 1860 hasta los años 1930 – para que se desarrollara una legislación conservacionista significativa. En el carbón, por otro lado, era mucho más difícil observar lo que estaba sucediendo con las profundidades crecientes de las minas. Además, las reformas tenían un efecto relativamente inmediato en el caso del petróleo, mas no en el del carbón. Incluso luego de la nacionalización del mineral y de las compañías mineras, tomó muchas décadas modernizar las minas británicas de carbón. De hecho, muchas nunca fueron modernizadas del todo; muchas otras fueron simplemente cerradas; y las modernas al final se reprivatizaron.

Ambos casos dejan claras las ventajas de la propiedad pública sobre la propiedad privada mineral, al menos para aquellos minerales que se extraen desde grandes profundidades. Dondequiera que la propiedad mineral privada prevalece, la sociedad tiene que pagar doblemente: una renta de la tierra además del incremento de los costos técnicos de producción. En realidad, según estudios de los casos

históricos que hemos llevado a cabo, los últimos son más importantes que la primera. Más aún, ello parece ser cierto incluso en el caso del petróleo, a pesar de la legislación conservacionista, como se ha comprobado en investigaciones exhaustivas comparando la explotación unificada de los yacimientos con la explotación en condición de fragmentación de acuerdo con la propiedad superficial. En el caso del carbón británico, sólo existen observaciones aisladas y estudios parciales, aunque sí existen datos detallados sobre los problemas que la industria nacionalizada heredó de la era de la propiedad mineral privada. Y existe también la experiencia de la propiedad pública en el continente europeo, donde la minería del carbón fue exitosa a pesar de que el recurso natural era mucho más pobre. La evidencia sugiere que la fragmentación de la propiedad territorial era, al final, un problema mucho más serio en el carbón británico que en el petróleo estadounidense. El régimen del carbón británico colapsó, mientras el régimen del petróleo estadounidense fue capaz de evolucionar y de adaptarse. En última instancia, la adaptación consistió en no permitir que los propietarios privados de los recursos minerales interfirieran técnicamente con la producción, aunque *en principio* su derecho a cobrar una renta de la tierra nunca se cuestionó; de hecho, este derecho tampoco fue puesto en duda en el carbón británico: el gobierno pagó una indemnización completa.

El caso de México lleva consigo un conjunto de aspectos muy diferentes. Las compañías eran extranjeras y producían básicamente para los mercados extranjeros. Dada la importancia económica del petróleo mexicano en la economía mundial y el subdesarrollo de la economía nacional, surgió un desequilibrio fundamental. Éste fue exacerbado por la propiedad mineral privada, y la reforma – por la que se devolvían los yacimientos a la propiedad pública – quedó atrapada en el medio de una revolución campesina. Las compañías dueñas de tierras terminaron en una alianza contrarrevolucionaria, situación que desembocó en su nacionalización. No obstante, si observamos el caso del carbón británico, la secuencia fue la misma: la nacionalización de las compañías mineras siguió a la nacionalización del recurso natural. Ello parece sugerir que en el caso de México podemos haber sobreestimado la importancia del contexto político. O, al revés, podemos haber subestimado la dificultad de cercenar de raíz una estructura compleja, para transplantarla a una nueva base sin provocar su colapso. La nacionalización de la industria puede revertirse, y de hecho ha sido revertida en el caso del carbón británico. En México esto también es una posibilidad. Sin embargo, jamás nadie ha sugerido alguna vez, en Gran Bretaña o en México, la reprivatización del recurso natural.

Con la nacionalización del petróleo mexicano y del carbón británico, el problema de la propiedad mineral como tal simplemente desapareció del debate público. La nacionalización de la industria petrolera se convirtió en un mito poderoso, esto es, en parte esencial de la génesis revolucionaria del México moderno. La nacionalización del recurso natural, un tema que en realidad dividió a la nación, fue suprimido de la conciencia pública y sustituido por la nacionalización de la industria, la cual unió a la nación en contra de los poderes extranjeros divisivos. En el caso del carbón británico, la situación luce esencialmente igual, la nacionalización del recurso natural por un gobierno conservador ha sido simplemente borrada de la memoria colectiva de los británicos. Sólo se acuerdan de la nacionalización de las compañías mineras que llevó a delante un gobierno laborista. Esto parece indicar de nuevo que, en el caso de México, puede fácilmente sobreestimarse la importancia del entorno político. El hecho, en suma, es que ambos casos son coherentes con la manera como la ciencia económica moderna considera los recursos naturales: mediante el procedimiento de ignorarlos.

3 EL RÉGIMEN PÚBLICO DE RECURSOS MINERALES: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

3.1 Regímenes petroleros propietarios vs. no-propietarios

La ventaja económica y técnica de la propiedad mineral pública en los hidrocarburos y en la minería a gran profundidad, ha sido comprobada sin dejar la menor duda. Los yacimientos y los depósitos minerales son manejados por el Estado, el cual crea una agencia de licitación y regulación cuyo deber es el de facilitar y promover la cooperación entre los inversionistas de acuerdo con criterios geológicos. Sin embargo, queda todavía por considerar el asunto de la renta de la tierra. ¿Debe el Estado actuar como un propietario y comportarse del mismo modo que un terrateniente privado; es decir, debe cobrar una renta de la tierra? O, antes bien, ¿debe el Estado simplemente asumir el rol de administrador de un bien público que se considera como un don libre de la naturaleza para los productores y, por ende, para los consumidores?

Mirabeau, como se vio en el capítulo 1, fue muy explícito con respecto a este punto: el Estado debe simplemente asumir el papel de administrador. Sin embargo, era la suya una posición política, posición que no se deriva necesariamente de la propiedad pública que justificaba él sólo en términos económicos y técnicos. Mirabeau, de hecho, nunca discutió de modo explícito la cuestión de la renta de la tierra; pero lo que tenía en mente era el desarrollo de Francia, valga decir, depósitos minerales franceses, compañías francesas y consumidores franceses. Bajo estas circunstancias – una ‘economía cerrada’ como dirían los economistas – unos impuestos especiales en la minería no añaden nada al ingreso nacional, aunque sí pueden afectar, por supuesto, su distribución. Por ello, en los países consumidores, o lo que es igual, no-exportadores, un régimen mineral liberal, es decir, no basado en el derecho de propiedad, tiene sentido, aunque no existe nada a priori que impida al gobierno comportarse de un modo diferente, esto es, actuar como un propietario más y cobrar una renta de la tierra.

En los países – o provincias de Estados, si fuera el caso – que exportan minerales, por el contrario, unos impuestos especiales en la minería sí suman al ingreso nacional (regional), afectando de este modo la distribución internacional (interregional) del ingreso. En consecuencia, sí posee un especial sentido el actuar como un propietario nacional (regional) y cobrar una renta de la tierra internacional (interregional), aunque esto, tampoco, es imperativo. De todas maneras, en cuanto a los mercados domésti-

cos, como ya se observó, incluso el régimen propietal sólo genera impuestos normales, que no significan una adición neta al ingreso nacional.

Dondequiera que el régimen mineral privado ha desaparecido en el siglo veinte, la re-privatización de los depósitos minerales jamás ha sido mencionada de nuevo como una opción. A la ventaja económica y técnica de la propiedad mineral pública hay que añadir, desde la perspectiva de los gobiernos, la dimensión política nacional e internacional, ya observada en el caso de México. Esta dimensión, junto con la propiedad mineral privada, revela una amenaza obvia a la soberanía y a la unidad nacional en todos los países productores de minerales con la excepción de los más poderosos, por ejemplo, los Estados Unidos de América. Desde la perspectiva de las compañías, por otra parte, incluso la propiedad mineral privada no las protegería de los derechos soberanos del dominio eminente. Por lo tanto, una vez que prevalece la propiedad mineral pública, el problema ya no es, definitivamente, el del régimen mineral privado vs. público; en su lugar, el problema ahora es el del régimen propietal vs. no-propietal. Los gobiernos, las compañías y los consumidores concuerdan en torno al principio de la propiedad mineral pública; la propiedad mineral privada en los EEUU, de hecho, es una reliquia, una curiosidad histórica.

El régimen no-propietal lleva implícita la concepción de los minerales como un don libre de la naturaleza. Por lo tanto, se trata simplemente de facilitar el flujo libre y sin fricción de las inversiones hacia los yacimientos. El régimen propietal, bien público o privado, en cambio les erige obstáculos con la exigencia de una renta de la tierra. Si se busca un indicador simple para medir el grado en que el régimen imperante es propietal o no, el más adecuado es probablemente la relación entre las reservas probadas y la producción por comparación con el promedio mundial. A modo de ilustración, en el caso del petróleo crudo la OPEP, en 1998, produjo 42,5 por ciento del total mundial, aunque controlaba el 76 por ciento de las reservas probadas. Ello tiene que compararse con el país productor de petróleo más liberal del mundo, el Reino Unido, donde con el 0,5 por ciento de las reservas probadas del mundo se produce el 3,8 por ciento del total mundial. Lo que podríamos llamar la intensidad de explotación es sólo 0,56 en la OPEP, pero es 7,87 en el Reino Unido. Los EEUU se ubican en el medio (Cuadro 3.1).

Cuadro 3.1: Régimen propietal *vs.* régimen no-propietal en el petróleo crudo

1998	Reservas probadas		Producción		Intensidad de explotación
	Millones de b	%	Millones de b	%	
OPEC	809.044	76,0	27.739	42,5	0,56
EEUU	22.546	2,1	6.243	9,6	4,51
GB	5.191	0,5	2.506	3,8	7,87
Mundo	1.064.128	100	65.273	100	1,00

Fuente: República de Venezuela, Ministerio de Energía y Minas, *Petróleos y otros datos estadísticos*, 1998; pp. 203, 208.

3.2 Régimen no-propietal

En los regímenes no-propietales el criterio central es la rentabilidad de la inversión. Se organizan rondas de licitación ofreciendo nuevas tierras, tan pronto que éstas cumplen con las expectativas de los inversionistas de una tasa de ganancia usual. La agencia de licitación y regulación también tiene que definir el tamaño y la forma de las áreas por otorgarse en concesión; de la duración de los períodos primarios (exploración) y secundarios (producción); del nivel mínimo de actividades requerido; de las reglas referentes a la renuncia de áreas ociosas y, finalmente, de las condiciones de renovación. La renovación puede darse por descontada siempre y cuando las concesionarias no estén en mora y cumplan con las regulaciones. Todas estas definiciones están sujetas a un solo objetivo: producir petróleo al precio más bajo posible.

Impuestos a la ganancia excesiva

La pieza central del régimen no-propietal es un régimen fiscal basado en el impuesto a la ganancia excesiva, tal como el Impuesto sobre el Ingreso Petrolero (IIP) (*Petroleum Revenue Tax*; PRT) en Gran Bretaña o el Impuesto sobre la Renta del Recurso (*Resource Rent Tax*; RRT) en Australia.¹ En el régimen no-propietal no hay cabida para una renta de la tierra consuetudinaria; ésta, por diseño, es cero. Por ello, aunque los consumidores tendrán todavía que pagar los precios determinados por las inversiones marginales, estos precios no incluirán un sobrecargo por la propiedad del recurso natural. Empero, ello no excluye que las rentas ricardianas o diferenciales – o ganancias excesivas en general – sean toda-

¹ Para una visión general sobre los regímenes petroleros fiscales, véase Johnston (1994).

vía muy significativas, y podría establecerse un régimen fiscal para recaudarlas, aunque sólo sea parcialmente. El gobierno podría incluso verse obligado a establecer tal régimen fiscal, porque de otro modo estaría otorgando privilegios a algunos inversionistas particulares que serían difíciles de justificar frente a los demás contribuyentes. Al recaudar tales rentas diferenciales, los contribuyentes en general saldrían beneficiados por la vía de una menor presión fiscal y/o de un gasto público mayor.

El impuesto a la ganancia excesiva requiere una definición de lo que pueda considerarse unas ganancias ‘normales’. Como tales, por ejemplo, podría considerarse una tasa de ganancia promedio durante un número dado de años, donde hay tanto años buenos como malos. Supongamos en aras del argumento que se considera como ganancia normal un promedio de 15 por ciento (antes del impuesto sobre la renta) durante 25 años. Además, que los inversionistas que evalúan un proyecto de inversión siempre lo llevarán a cabo si el proyecto cumple con ese criterio, pero no en el caso contrario. Entonces, un régimen fiscal podría centrarse en recaudar las ganancias excesivas sin restringir el flujo de inversión. Con todo, una vez que un régimen fiscal está en vigencia será parte de la evaluación del proyecto por parte de los inversionistas. Para ellos, como todos los impuestos, también el impuesto a la ganancia excesiva es simplemente un costo y, como cualquier costo, un costo por minimizar. En consecuencia, considerarán ellos diferentes opciones y reformularán sus proyectos. En particular, éste será el caso si el régimen fiscal intenta recaudar el 100 por ciento de las ganancias excesivas. En tales circunstancias el incremento de los gastos será siempre la opción preferida mientras que genere alguna ganancia. Es decir, los impuestos a la ganancia excesiva generan problemas de incentivos por la distorsión del flujo de inversión, problemas que se agravan a medida que las tasas de dichos impuestos sean mayores. Existe entonces una propensión intrínseca hacia la sobre-inversión y hacia unos costos más elevados; se realizarán inversiones aunque las tasas de ganancia, analizadas aisladamente, estén por debajo de la tasa normal o incluso sean negativas.

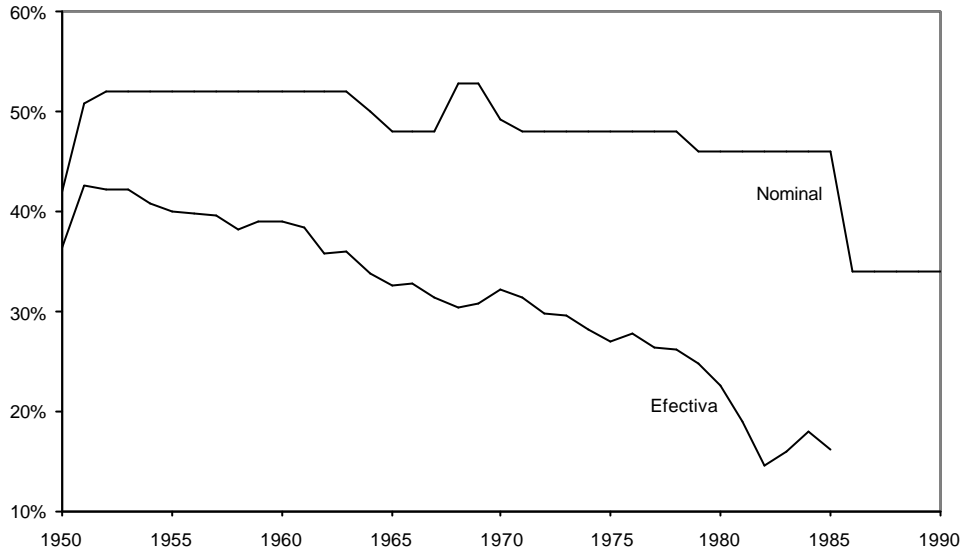
Pasemos a considerar un régimen fiscal no-propietal desde el punto de vista de la economía de transacción. Los impuestos a la ganancia excesiva requieren formas especiales de contabilidad, pues las tasas de ganancia no juegan ningún papel en el impuesto sobre la renta que se aplica normalmente a las empresas. Además, las actividades de exploración y producción tienen que segregarse (*to ring-fence*) por dos razones: primero, para prevenir que las ganancias excesivas se transfieran a negocios con menores niveles de tributación por medio de precios de transferencia y de la sub-contratación (*outsour-*

cing), y, segundo, al revés, para prevenir que unos costos de transporte, refinación y distribución – o incluso costos de negocios completamente ajenos – terminen por contabilizarse en la exploración y producción, incrementándose así de modo artificial los costos donde prevalecen niveles de tributación mayores.

Finalmente, consideremos un régimen fiscal no propietal desde un punto de vista de las políticas públicas. El hecho es que incluso el impuesto sobre la renta normalmente aplicado a las empresas enfrenta problemas significativos tan pronto como llega a tasas muy elevadas. En los EEUU, por ejemplo, estas tasas – a nivel federal – se dispararon durante la Segunda Guerra Mundial a niveles desconocidos para la época, desde menos de 15 por ciento en la pre-guerra a alrededor de 50 por ciento en la post-guerra, y luego permanecieron en este nivel hasta 1985. Sin embargo, entre 1950 y 1985, el sector empresarial se las arregló para bajar la tasa efectiva de alrededor de 43,5 por ciento en 1950, a aproximadamente 17,5 por ciento en 1985. Los inversionistas presionaron con éxito cabildeando para obtener todo tipo de exenciones, deducciones y créditos de inversión, y amenazando a las autoridades locales y nacionales con no invertir o con invertir en otras partes. Finalmente, la Reforma a la Ley de Impuesto sobre la Renta (*Tax Reform Act*) de 1986 bajó la tasa nominal a 34 por ciento, pero al mismo tiempo eliminó, en buena medida, aquellas exenciones, deducciones y créditos de inversión. Se argumentó entonces que la nueva ley produciría ingresos fiscales mayores, y no menores, lo que hasta la fecha pareciera haber sido cierto. El impuesto federal sobre los ingresos, pagado por el sector corporativo, en relación con el producto interno bruto (PIB), alcanzó su máximo en 1952, con 6,1 por ciento. Hacia 1985 este porcentaje había bajado a un 1,5 por ciento, pero desde entonces el promediado ha sido 1,9 por ciento.

Por contraste, la situación de los asalariados es muy diferente. Ellos son esencialmente contribuyentes cautivos. Los empleadores retienen sus impuestos directos y la ley regula estrictamente sus exenciones. Más aún, sus amenazas individuales de no trabajar o de mudarse al exterior a los efectos de beneficiarse de niveles de impuestos menores, no son causas de preocupación para nadie. En consecuencia, los incrementos en los niveles de impuesto sobre la renta personal, que originalmente siguieron el mismo patrón de los impuestos corporativos, sí resultaron sostenibles e irreversibles. En 1999, los impuestos federales sobre los ingresos de las personas naturales, representaron 9,6 por ciento de PIB (Gráficos 3.1 y 3.2).

Gráfico 3.1 Impuesto federal sobre la renta corporativa en los EEUU:
Tasas nominales y efectivas 1950–1985



Fuente: Pechman 1987: Tabla 5.3

Gráfico 3.2 Impuesto federal sobre la renta personal y la corporativa en los EEUU
como porcentaje del PIB 1935–1999



Fuente: US Government 2000: Historical Tables, Table 2.3

Inevitablemente, pues, los impuestos a la ganancia excesiva enfrentan una oposición aún más fuerte que el impuesto normal sobre los ingresos corporativos. Además, siempre existen buenos argumentos en contra de aquéllos basados en el desincentivo a la inversión en campos marginales. En realidad, las tierras marginales existen en todas partes, y aun los campos petroleros más prolíficos contienen barriles marginales. Por lo tanto, es fácil fabricar ejemplos y encontrar algunos casos reales donde una inversión habría tenido lugar de no haber sido por el impuesto a la ganancia excesiva. El clamor por una mayor ‘flexibilidad’ es interminable. En conclusión, la tributación a la ganancia excesiva es complicada, ya que es política y económicamente costosa de administrar, conduce con facilidad a litigios, y requiere instituciones políticas fuertes además de contadores, economistas y abogados especializados. Por ello, en un régimen no-propietal cabe esperar, de modo razonable, que las elevadas tasas de impuesto a la ganancia excesiva sufran la misma suerte que las tasas de impuesto sobre la renta, y que en el largo plazo tiendan a ajustarse en niveles efectivos relativamente modestos y, por último, que las tasas nominales terminen por ajustarse de manera correspondiente.

El otorgamiento de concesiones

Cuando las tierras se ofrecen a los inversionistas, en general hay más de un aspirante por cada lote. Sin embargo, algunos aspirantes posiblemente no cumplen con los requisitos exigidos, sea por razones económicas, técnicas, o de cualquier otra naturaleza. De ahí que la agencia de licitación y regulación haga primero una preselección. Luego, debe haber un procedimiento para llegar a una decisión final sobre la adjudicación de la concesión. Esto puede ser un asunto bastante delicado. Se pueden utilizar parámetros de licitación relacionados con la inversión, tales como la longitud de las líneas sísmicas que tienen que levantarse, el número y la profundidad de los pozos por perforar, o simplemente la cantidad total por invertirse en el período de exploración. Empero, es obvio que todo esto, obviamente, puede conducir a distorsiones en el programa de inversión. Una alternativa es licitar bonos.² En un mercado competitivo los bonos reflejarán el valor presente neto de la ganancia excesiva esperada, libre de impuestos. Por ello, siempre que las ganancias excesivas sean recaudadas eficientemente bajo el régimen vigente, se podría suponer que los bonos serán pequeños. Con todo, en la práctica los regímenes fiscales no-proprietales no son muy eficientes en recaudar rentas, esto es, se diseñan para ser elásticos y, por ende, los

² Por razones obvias, ésta es la opción preferida de los autores americanos. Véase, por ejemplo, Mead (1994).

bonos, de hecho, pueden llegar a ser muy altos. En consecuencia, los bonos tienden a disminuir el flujo real de inversión. Finalmente, hay que añadir el hecho de que los bonos recaudan las ganancias excesivas esperadas, lo cual contradice la regla general de que los impuestos sobre los ingresos no se pagan sobre la ganancia esperada sino sobre la ganancia real.

Por estas razones, los bonos se han utilizado raras veces en el Reino Unido, país éste, como veremos, que proporciona el modelo de un régimen no-propietal. Más aún, cuando los bonos sí se han utilizado, han jugado sólo el papel de un parámetro de desempate. Las sumas involucradas eran muy pequeñas. Básicamente, las concesiones – o licencias, como las llaman – se entregaron a través de un proceso de negociación relacionado con el programa de trabajo de las concesionarias, que tomaba en cuenta también su comportamiento general en el pasado. Pero, la agencia de licitación y regulación – el Departamento de Industria y Comercio – toma la decisión final a su discreción. Ahora bien, este proceder exige una burocracia relativamente calificada, además de un sistema político con niveles bajos de corrupción y elevado niveles de consenso. Por esta razón no sería aceptable en muchas partes del mundo, donde la licitación pública es la única opción aceptable. En consecuencia, se convierte en un problema práctico el combinar de forma óptima el impuesto a la ganancia excesiva con unas negociaciones, y de definir los parámetros de licitación de una manera menos distorsionante.

3.3 Régimen propietal

El régimen propietal sólo otorga acceso a las tierras cuando las ganancias y los ingresos fiscales esperados son considerados satisfactorios, tanto por los inversionistas como por los gobiernos propietarios del recurso natural. En principio, entonces, lo que se dijo acerca del régimen mineral privado también puede decirse para el régimen de propiedad mineral pública sujeto al régimen propietal. Sin embargo, como hemos visto, los costos de supervisión y de transacción juegan un papel importante, y los mismos son mucho más bajos en el caso de la propiedad pública. Por otra parte, una agencia de licitación y regulación central y especializada tiene una clara ventaja sobre un grupo de terratenientes dispersos y diversos. Semejante agencia puede emplear un equipo de expertos calificados, capaces de manejar mecanismos recaudadores de renta mucho más sofisticados. A manera de ilustración, la agencia de licitación y regulación podría considerar un reparto de la ganancia 50:50 y desistir de una regalía, lo cual podría hacerse con unos costos adicionales relativamente modestos y con el apoyo de la agencia gubernamen-

tal encargada de recaudar el impuesto sobre la renta; pero tales costos serían prohibitivos para los terratenientes individuales privados.

Por otra parte, desde la perspectiva de los inversionistas, puede que sea una pérdida de tiempo y de dinero tratar de convencer al terrateniente individual de introducir algún cambio en el contrato de arrendamiento usual, aun cuando tal cambio fuera ventajoso para ambas partes. Simplemente, lo más probable es que no vale la pena. Ahora bien, al tratarse del Estado, lo que está en juego es todo el territorio nacional y no un pequeño lote de tierra, por lo cual el premio por ganar es mucho mayor. Por esta razón, las compañías arrendatarias posiblemente gasten mucho más en negociaciones y cabildeo al tratar con un Estado terrateniente. En consecuencia, la propiedad mineral pública sujeta al régimen propietal ofrece una mayor variedad de posibilidades que el régimen mineral privado; y también cabe esperar que el primero sea menos estable que el último.

Así, por ejemplo, con el reparto 50:50 de la ganancia no se realizaría ninguna inversión nueva o adicional si la tasa de retorno esperada de la inversión, antes del reparto de la ganancia, no fuera al menos 30 por ciento. Sin embargo, la renta marginal de la tierra sería cero. Entonces, podrían producirse toneladas de minerales o barriles de petróleo sin hacerse ninguna ganancia; incluso podrían producirse con pérdidas. Lo último sucedería con un descubrimiento poco fértil aunque lo suficientemente bueno como para recuperar parte de la inversión. Alternativamente, en un mercado deprimido podría haber razones comerciales circunstanciales para continuar con la producción, aunque fuera con pérdidas, o sería quizás conveniente continuar por la existencia de compromisos contractuales que cumplir.

Más, si no hay ganancia para compartir, ¿por qué permitiría el propietario del recurso natural que todo esto ocurriera? La respuesta es que el Estado no es sólo un terrateniente, por lo que podría verse obligado a asumir una postura más flexible frente a los inversionistas. Sin embargo, la unidad marginal del producto se vincula con la renta de la tierra consuetudinaria del mismo modo que la inversión marginal se vincula con la tasa de ganancia usual. La última, téngase presente, se afecta siempre que los inversionistas aceptan una tasa de ganancia menor, y lo mismo se aplica, *mutatis mutandis*, a los propietarios del recurso natural con la renta de la tierra. Lo que es peor es que mientras los inversionistas recuperan sus inversiones, así sea con una tasa de ganancia menor, un barril extraído desaparece para siempre. Esto trae a la escena de nuevo el asunto del agotamiento y la regalía. Además, la regalía se suma a los costos operativos y, por lo tanto, al piso del precio de corto plazo. De este modo se presiona a las

compañías mineras para restringir la producción con el fin de mantener un precio más alto, y de prevenir que ni una unidad del producto sea extraída sin pagar renta de la tierra. En otras palabras, el propietario del recurso natural comparte el riesgo con respecto a los precios, pero no con respecto a las ganancias. De allí que existan buenas razones, aunque no necesariamente imperiosas, para esperar que también exista una regalía consuetudinaria en un régimen propietal.

También existen buenas razones para abandonar la simplicidad de un régimen fiscal basado en la regalía cuando la participación fiscal se torna muy elevada. De hecho, la ganancia residual puede volverse demasiado pequeña como para que siga funcionando en cuanto principio rector que determine si producir, o no, un barril adicional. Otros mecanismos de recaudación de la renta de la tierra pueden hacerse necesarios, más allá de tasas fijas de regalía mayores, por ejemplo, regalías de escala móvil, tasas mayores de impuesto sobre la renta, e incluso impuestos a la ganancia excesiva. Sin embargo, estos mecanismos presentan todo tipo de problemas, que ya se han mencionado. Más importante aún, los costos de supervisión se incrementan significativamente y, alcanzado cierto punto, la mejor opción es participar en el negocio – sea a través de una compañía petrolera nacional pública o como accionista – de modo que la agencia de licitación y regulación dispone de una ventana que mira hacia la industria. En los países del Tercer Mundo, el principal arreglo de este tipo se conoce con el nombre de ‘Acuerdos de Producción Compartida’ (*Production Sharing Agreements*; PSA), entre inversionistas privados y las compañías petroleras nacionales, acuerdos éstos que usualmente implican regalías de escala móvil, con el hecho desencadenante definido por el gasto o el ingreso bruto acumulados (Johnston 1994). En última instancia, si las ganancias son todavía muy altas, la mejor opción podría ser la nacionalización, es decir, invertir del todo la relación arrendatario-terrateniente, y transformar las compañías privadas de arrendatarios en proveedores de servicios, pagando, por ejemplo, una cierta cantidad por barril extraído. Sin embargo, esta solución también tiene sus costos, v.g., la pérdida de eficiencia y productividad que este tipo de arreglo puede propiciar. Empero, el costo podría bien convenir, pues la agencia de licitación y regulación –conjuntamente con su agente, la compañía petrolera nacional – se encontraría ahora en posición de tomar las decisiones fundamentales en cuanto al flujo de inversión, los volúmenes y los precios. Por lo tanto, ahora podría concentrarse en maximizar la renta de la tierra.

Con la nacionalización el régimen propietal llega a su extremo. El Estado recauda todas las ganancias, ya sea como propietario del recurso natural o como inversionista; además, el Estado es libre de

decidir sobre los volúmenes y los precios. Aun así, la participación del Estado en la industria trae aparejada nuevos problemas de gobernabilidad y de control. La supervisión de las compañías privadas nacionales constituye un reto muy diferente del que se da en el caso de las compañías privadas extranjeras. La línea divisoria entre las agencias de licitación y regulación y las agencias recaudadoras de la renta, por una parte, y las compañías arrendatarias, por la otra, podría desdibujarse, y la evidencia y los argumentos, que fueron tan convincentes en contra de las compañías privadas extranjeras, podrían perder su poder persuasivo en contra de las compañías petroleras nacionales. O viceversa, una vez que los argumentos de los arrendatarios privados y extranjeros, tan fácilmente descartados en el pasado, se asuman por las compañías petroleras nacionales, pueden percibirse como muy convincentes y tendrán que tomarse en serio. Lo mismo se aplica a los consumidores extranjeros. Las compañías petroleras nacionales podrán actuar como intermediarios entre las compañías foráneas y los consumidores, por una parte, y el gobierno por la otra, transmitiendo mensajes en ambas direcciones. El mensajero puede, posiblemente, reforzar, moderar, filtrar o censurar el mensaje. Expresado de otro modo, la nacionalización no es el final de la historia, sino sólo el comienzo de un nuevo capítulo. Nuevos e importantes actores han entrado en la arena, otros la han abandonado, y las reglas han cambiado. Empero, el juego continúa.

3.4 La soberanía

En su forma más elemental, la soberanía se reduce al poder y, en consecuencia, al derecho a otorgar o negar el acceso a la tierra. No existe otra manera de posesionarse de un lote de tierra que a través del poder soberano. Una vez otorgado, empero, el acceso está todavía sujeto al derecho del dominio eminente del soberano, aun cuando este derecho revista la forma de la propiedad territorial privada. Como ya se señaló, el dominio eminente se define por el derecho a gravar, regular, supervisar y anular el derecho concedido a los particulares. Estos derechos, claro está, se hallan sujetos a unas reglas definidas por la comunidad soberana. En consecuencia, los concesionarios necesitarán tomar nota del régimen vigente y determinar si éste les permitirá o no, defender sus intereses; también tendrán razones de más para preocuparse a medida que se encuentran más aislados, que no posean suficiente capacidad de maniobra o que los derechos que les han sido concedidos resulten más lucrativos. Éste es especialmente el caso de los derechos mineros y, por encima de todo, es el caso del petróleo.

En la historia del petróleo el único ejemplo de un régimen estable se encuentra en los EEUU, aunque, ciertamente, éste haya evolucionado durante un siglo y medio de existencia. Empero, la esencia de la relación arrendatario-terrateniente, y por encima de todo, la tasa de regalía consuetudinaria, ha sido muy estable. A pesar de los derechos de propiedad mineral privada, los estados y provincias tienen la autoridad de imponer impuestos a la explotación (*severance taxes*), es decir, impuestos económicamente idénticos a las regalías pero definidas por ley y no por los contratos de arrendamiento. Éstos tienen que pagarse a los gobiernos respectivos, adicionalmente a las regalías. Por lo tanto, sus tasas están sujetas al poder soberano de las legislaciones estatales. Los estados han ejercido este derecho, y algunos incrementaron las tasas aplicables significativamente luego de la revolución de la OPEP de los años 1970. La cuestión del impuesto a la ganancia excesiva, por otra parte, se supone que ha sido resuelta de una vez y para siempre con los bonos de licitación. En consecuencia, el gobierno federal ha sido muy reacio a recurrir a tal impuesto. No obstante, nuevamente bajo las circunstancias extremas de la revolución de la OPEP y de sus secuelas, a principios de los años 1980 sí se creó un impuesto a la ganancia excesiva (*windfall profit tax*). El derecho a supervisar, controlar y regular ha sido ejercido rigurosamente en los estados productores de petróleo más importantes de los EEUU desde los años 1930, sujetando la producción al prorrateo sobre bases conservacionistas, y anulando o restringiendo los derechos de propiedad territorial privada cuando éstos se volvieran demasiado obstructivos. Pero, de nuevo, el sistema económico, político e institucional prevaleciente fue lo suficientemente balanceado y fuerte como para generar resultados aceptables incluso a lo largo de los años de profunda depresión y choques externos de precios, acomodando las tensiones, a veces muy fuertes, entre los consumidores, las compañías productoras y los propietarios del recurso natural.

En los países exportadores de petróleo no existía un sistema semejante de equilibrios económicos, políticos e institucionales, por necesidad muy complejo. Las concesiones se otorgaron, especialmente en el Medio Oriente, bajo un régimen colonial e imperial. Los derechos soberanos de los países otorgantes fueron reducidos a un mínimo absoluto. Eran en efecto considerados como lo suficientemente soberanos para otorgar concesiones mas no para ejercer sus derechos soberanos de dominio eminente. De mayor importancia, por supuesto, es que fueron despojados de su soberanía impositiva. En el Medio Oriente, ‘ha sido un principio profundamente arraigado entre las compañías el insistir en que fueran exoneradas por completo de la imposición soberana’ (Lenczowski 1960: 70), – y ello en contratos de con-

cesión que iban a durar hasta por 75 años – aunque sí estuvieran sujetas a la soberanía impositiva en sus países de origen. Del mismo modo, las compañías internacionales fijaron volúmenes de producción, mediante una cooperación informal con el sistema de prorrateo en los EEUU, a fin de mantener los precios en niveles convenientes (United States Senate: *passim*), y sin considerar los intereses de los gobiernos locales. De un modo más general, en el Medio Oriente – aunque no en América Latina –, las concesiones estaban sujetas al ‘derecho internacional de las naciones civilizadas’ y al arbitraje internacional.

Desde el principio, los países exportadores de petróleo desafiaron este régimen que las compañías internacionales habían establecido luego de la Primera Guerra Mundial. A la larga, sin duda, fueron exitosos, y ello por dos razones. En primer lugar, se produjo un colapso general del régimen colonial e imperial luego de la Segunda Guerra Mundial. En segundo lugar, las compañías arrendatarias internacionales en los países exportadores de petróleo fueron en extremo exitosas y, por ello, se quedaron del todo aisladas. También carecían de mayores márgenes de maniobra, toda vez que el petróleo era escaso o, por lo menos, se hallaba desigualmente distribuido. En efecto, resultó que las reservas estaban concentradas más o menos en una docena de países del Tercer Mundo. Por ello, a las compañías arrendatarias internacionales les fue imposible resistir la creciente presión de los Estados terratenientes emergentes, ya que sus amenazas de irse a otros lugares fueron perdiendo toda credibilidad. Al final, con la revolución de la OPEP, los países exportadores tuvieron éxito con su reclamo por la ‘soberanía permanente sobre los recursos naturales’. Revocaron las concesiones, que traspasaron luego a las compañías petroleras nacionales, y los arrendatarios internacionales fueron transformados básicamente en proveedores de servicios de producción. Este proceso se acompañó de un crecimiento explosivo de los precios del petróleo y de los ingresos fiscales. Una vez que las compañías arrendatarias habían sido removidas como intermediarios, los intereses propietarios soberanos de los gobiernos de la OPEP prevalecieron irrestrictamente sobre los intereses de los consumidores extranjeros.

Los países importadores de petróleo fueron tomados por sorpresa. Hasta ese entonces la seguridad del suministro y la cuestión de los precios habían sido responsabilidad de las compañías internacionales. Por ello, los gobiernos de los grandes países consumidores reaccionaron rápidamente. Crearon la Agencia Internacional de Energía (AIE), y comenzaron a elaborar un nuevo régimen internacional del petróleo en el cual sus intereses como consumidores, además de los intereses de compañías petroleras internacionales como inversionistas, deberían poder recuperar, en la medida de lo posible, su impor-

tancia de antaño. Con este fin los países desarrollados han puesto todo su empeño y prestigio en los tratados internacionales bilaterales y multilaterales, en los tratados comerciales y de protección a la inversión, para así enmarcar el régimen petrolero dentro del régimen general del capital y para diluir así el poder de negociación de los países exportadores dentro de la economía global. Esta red de tratados internacionales está diseñada para sustituir el ‘derecho internacional de las naciones civilizadas’ de los viejos tiempos. Al mismo tiempo, las compañías petroleras nacionales han sido el blanco de una estrategia de ‘captura’, con el fin de transformarlas de agentes recaudadores de impuestos de los Estados terratenientes, en promotores de la inversión privada extranjera. Nuevas formas de contratos de exploración y producción, que usualmente incluyen a las compañías petroleras nacionales como asociados, están reemplazando al sistema de concesiones del pasado.

Estos nuevos contratos de exploración y producción son diseñados como ‘acuerdos de inversión’, y no como concesiones o como otras formas de acceso al recurso natural. Esto es, el nuevo marco legal internacional sólo discute el libre flujo de bienes e inversiones, y no menciona ni con una sola palabra el recurso natural. Más todavía, el arbitraje internacional está de nuevo en la agenda, pero ahora se aplica formalmente a ambas partes. De allí que sobre las bases de tratados bilaterales de inversión entre Azerbaijón y los EEUU, por ejemplo, los inversionistas de Azerbaijón en los EEUU tienen el derecho a demandar al gobierno estadounidense en tribunales internacionales. De mayor importancia es que esto también se aplica a la soberanía impositiva, aunque sea indirectamente. Cuando un inversionista extranjero considera que el incremento de un impuesto es equivalente a una ‘expropiación’, y su país de origen no niega explícitamente este punto de vista, entonces tiene él el derecho a demandar al gobierno receptor de la inversión en tribunales de arbitraje internacional establecidos, de hecho, por los países desarrollados exportadores de capital. En última instancia, los impuestos soberanos a los inversionistas extranjeros en el petróleo están así sujetos al consentimiento de los gobiernos de los países consumidores. Por lo demás, para hacer cumplir estas normas, las compañías petroleras nacionales asociadas con los inversionistas privados asumen el papel de rehenes, y dado que éstas son compañías exportadoras, siempre hay algo que pueda embargárseles.

El nuevo régimen global del petróleo, como cabe denominar a esta estructura, reduce nuevamente los derechos soberanos de los Estados nacionales – pero ahora formalmente para todos ellos, desarrollados o no, ricos en recursos naturales o no – a su mínimo absoluto, es decir, al otorgamiento de

los derechos de acceso. Una vez que éstos se otorgan, los derechos de dominio eminente caen bajo la esfera de los tratados internacionales. En este marco de cosas los países consumidores y exportadores de capital son los más poderosos, mientras que a los países exportadores de petróleo simplemente se los identifica como países importadores de capital. De continuar esta tendencia, el recurso natural ya no será un don libre de la naturaleza en beneficio de la población local o nacional, sino de la economía global.

3.5 Teoría ricardiana de la renta y regímenes fiscales

Cuando se trata de la propiedad territorial pública, la teoría de la renta ricardiana puede convertirse en un manifiesto político muy útil. Ya no tiene que considerarse necesariamente como un modelo perfecto de un mundo real, siempre imperfecto; en su versión radical, este modelo puede convertirse en un programa político para ‘perfeccionar’ dicho mundo real. Los economistas profesionales, actuando como consultores, pueden aconsejar y exhortar a los gobiernos a concentrarse exclusivamente en las rentas diferenciales, en tener buen cuidado de no ir más allá de ellas ni siquiera por accidente, y en nunca involucrarse en intentos de imponer una renta de la tierra consuetudinaria. A los gobiernos puede decirseles que, de todos modos, esto sería un esfuerzo inútil, tal y como Ricardo lo demostró científicamente hace ya casi dos siglos. ¿Quién se atreve a dudar? O, más modestamente, ¿quién se atreve a cuestionar la validez de los modelos basados en la ‘competencia perfecta’ para un mundo de propiedad pública?

En la arena internacional de los años 1960, un importante ejemplo de este pensamiento fue el del Profesor Adelman del Massachusetts Institute of Technology (MIT). En ese momento los precios del petróleo estaban cayendo, y la OPEP se hallaba involucrada en negociaciones con sus concesionarios para detener el impacto de la caída de los precios en la renta de la tierra, cuando el acuerdo prevaliente era de un reparto de la ganancia 50:50. Adelman quiso discutir la cuestión decisiva: ‘¿Podrían las revisiones de las concesiones provocar un aumento de los precios?’. En su respuesta a esta pregunta retórica, insistió primordialmente en que la renta siempre constituye una renta diferencial y nada más. Por lo tanto, la participación del terrateniente en la ganancia ‘no tiene efecto sobre el precio porque ésta no tiene efecto alguno sobre la oferta’. La razón era que ‘si después de la renta o de la regalía la ganancia esperada fuera insuficiente para inducir a una compañía privada a realizar una inversión, es el terrateniente quien se beneficiaría aceptando una regalía menor, pues su alternativa es que no haya inversión y

que se quede sin regalía alguna. El terrateniente, en cuanto aspira a un residuo, simplemente obtiene lo que sobra, sea mucho o poco'. Su conclusión fue, entonces, que 'todo el problema de las rentas y las regalías es superfluo para la determinación del precio' (Adelman 1964a: 104ss. *Itálicas en el original*).³

Adelman pasó luego a aconsejar a las partes negociantes que los nuevos acuerdos no deberían especificar ninguna cantidad por barril. La fórmula debía ser más flexible, a saber, algún tipo de porcentaje, pero 'aun un porcentaje uniforme es probablemente demasiado rígido' (Adelman 1964a: 107). Si la OPEP hubiera seguido su consejo – lo cual, como veremos, no hizo – la renta de la tierra marginal sobre la inversión habría sido cero. Posteriormente, en los años 1980 y 1990, Alexander Kemp, de la Universidad de Aberdeen, ha jugado un rol similar proclamando que 'un sistema de impuestos eficiente es aquél que se concentra en las rentas económicas y recauda una parte de ellas' (Kemp, Stephen, y Masson 1997: 9). Una regalía, en cambio, la consideraba como fuera de moda, regresiva e ineficiente.

Así, toda la autoridad de la ciencia económica moderna se pone al servicio de un régimen mineral no-propietal de pretensiones universales. En última instancia, se supone que los minerales son un don libre de la naturaleza, no para algunas comunidades locales o nacionales sino para la humanidad entera. Tenía que ser un francés quien lo dijera explícitamente:

La idea francesa admitía desde el comienzo que los minerales, en la medida en que son un recurso natural, sólo podían pertenecer a la comunidad en su conjunto y no a un individuo particular (...). Debe destacarse que, desde un punto de vista filosófico al menos, la no apropiación de los recursos naturales podría extenderse a los Estados mismos sustituyéndose los intereses de los individuos que conforman estos Estados por el interés general de la humanidad. (Montel 1970: 104; véase también Madelin 1973: X)

De acuerdo con lo anterior, sólo las rentas diferenciales corresponderían a los gobiernos nacionales o locales los que, se supone, harían disponibles sus tierras tan pronto como los inversionistas se mostraran interesados en ellas.

Fiesta de disfraces

La ciencia económica moderna no considera a la tierra como tal. Los terratenientes privados no se consideran agentes económicos, y se supone que el terrateniente público se comporta de manera correspondiente. La idea de que resucitaran en la segunda mitad del siglo veinte, y lo que es peor, que reen-

³ Similarmente Bradley: 'Los diversos tipos de pagos por renta no serán incluidos en este estudio como parte del costo del crudo porque ellos no son elementos causales en el establecimiento del precio' (Bradley 1967: 10).

carnaran como soberanos unidos en un cártel y con un papel por cumplir significativo y muy activo, resultaba simplemente inimaginable. En la década de 1960, todos los economistas de la energía que pronosticaban los precios futuros, coincidían en que no valía la pena incluir a la OPEP en sus ecuaciones. Se suponía que la OPEP era una constante, y lo que es más, una constante igual a cero. Sin embargo, resultó que la OPEP no lo era, y que más bien era una variable y, lo que es más, con mucho la variable más importante.

Todo el mundo fue sorprendido con la revolución de la OPEP a comienzos de la década de 1970, incluida la OPEP misma. Los terratenientes – sean individuos privados o comunidades nacionales, o regionales, actuando como tales – tienen una comprensión teórica similar. Hasta donde le concierne a la teoría, toman ellos de la ciencia económica todo lo que pueda servir de manera circunstancial para respaldar su causa. Así, la OPEP se sirvió de la teoría de la renta ricardiana conciliatoria para considerar a las regalías como una compensación por una ‘riqueza no renovable’ y para afirmar que ‘el derecho de los Países Miembros de recibir una compensación por el valor intrínseco del petróleo es incontestable’ (OPEP 1962: Res. IV.33). En Gran Bretaña, la concepción conciliadora de Marshall sobre las regalías proveyó un modelo simple y persuasivo para la coexistencia pacífica con los terratenientes considerados como ‘socios durmientes’. Sin embargo, el mismo modelo dotó a los países miembros de la OPEP y a sus dirigentes políticos con una poderosa motivación para actuar, convencidos de que no estaban recibiendo su debida participación. Similarmente, en su Declaración sobre política petrolera en los países miembros, la OPEP definió ‘las ganancias netas excesivamente altas’ como ‘aquellos beneficios netos que, después de los impuestos, sean en grado significativo excesivos durante cualquier período de doce meses, en relación con el nivel de ganancias netas cuya expectativa razonable hubiera sido suficiente para inducir al operador a correr el riesgo empresarial necesario’. (OPEP 1968: Res. XVI.90). Una vez más, ésta fue una invitación a actuar. En los inicios de la década de 1960, los países miembros de la OPEP estaban perfectamente conscientes de que no estaban haciendo el mejor negocio posible: las ganancias después de los impuestos eran, de verdad, muy elevadas. Empero, nadie tenía idea alguna de adónde llevaría su insistencia en recaudar todas las rentas ricardianas.

Sea como fuere, la revolución de la OPEP no iba a cambiar, ni podía hacerlo, el hecho de que en la ciencia económica moderna la tierra se ‘asimila’ al capital. Dejar de hacerlo – es decir, readmitir de nuevo a la tierra como un tercer factor de producción – está fuera de cuestión. Los únicos actores

legítimos en la economía moderna son los empresarios y los trabajadores: ignorar la propiedad territorial es un dogma. De manera que los súbitos incrementos de precios ocurridos en los años 1970 tenían que explicarse dentro del marco teórico existente. Esto se hizo, por una parte, desenterrando oportunamente un artículo de Hotelling publicado en 1931 (Hotelling 1931), que ahora se recomendó con gran entusiasmo; su mensaje era que tales incrementos eran la simple consecuencia de la valorización de un recurso natural finito.

Lo sucedido con los precios del petróleo en los años 1970 habría pasado de todos modos, con o sin la OPEP, debido a la escasez (Gately 1984: 1100–14). Por otra parte, y menos publicitado pero más interesante, Johany en su libro *The Myth of the OPEC Cartel* le otorgó a la OPEP algún crédito, aunque sólo por el súbito incremento de los precios de 1973/4. Argumentó él que ‘las compañías petroleras occidentales nunca estuvieron un cien por ciento seguros de que sus derechos de propiedad sobre los yacimientos no estuvieran en peligro algún día y, en consecuencia, extrajeron más petróleo de lo que hubieran extraído en el caso contrario, resultando entonces unos precios más bajos’. En cambio, los países productores ‘no se ven confrontados con la incertidumbre de la propiedad, y tienen así un horizonte de tiempo más distante, con lo que se impondría una tasa de extracción menor, resultando entonces en precios mayores del petróleo que en el caso anterior’ (Johany 1980: VII).

Desde este punto de vista, el origen de la explosión de los precios se encontraba en la incertidumbre acerca de los derechos de propiedad. En realidad, éste no era un problema desconocido para la economía petrolera, como ya vimos. En la historia del petróleo la ‘ley de la captura’ se había encontrado, por el contrario, en el origen de numerosas implosiones de los precios. Johany, por su parte, habría de concluir que aunque la OPEP había sido muy útil en redefinir esos derechos de propiedad, muy poco más restaba por hacerse. Ciudadano como era de Arabia Saudita, sugirió que la Organización, en su criterio inútil, debía disolverse (Johany 1980: 71).

La conclusión es siempre la misma. Los terratenientes, en el mejor de los casos, pueden haber sido actores en el pasado y a él pertenecen. Por consiguiente, y en el plano de las ideologías, no se les puede tolerar como actores para el presente, salvo que se disfracen.

3.6 La política y la propiedad de los recursos naturales

La cuestión de la propiedad de los recursos naturales y su relación con los precios es definitivamente una cuestión política y no económica. Corresponde a los diseñadores de políticas – sean éstos representantes de los consumidores, de las compañías productoras, o de los dueños de la tierra – escoger el modelo económico que mejor les convenga para luego interpretarlo a su conveniencia. En el régimen mineral privado los modelos ricardianos de la renta se usan para justificar el compromiso subyacente. En los países exportadores de petróleo la política puede consistir en la maximización de la renta de la tierra; empero, aun así, se usan los mismos modelos. Aunque en ciertos momentos los terratenientes, eufóricos, pueden agitar las manos y alardear de haber empujado los precios hacia arriba, tan pronto como se calman vuelven a su posición original y pretenden, con las manos guardadas en los bolsillos, que no han hecho otra cosa que no sea dejar trabajar al mercado. Finalmente, la política de los países consumidores puede consistir, por el contrario, en marginar a los terratenientes con el fin de extirparlos del tejido social de la economía nacional o internacional. Empero, no se quiere que ello parezca una intervención quirúrgica sangrienta, sino más bien el resultado natural de la mano invisible del mercado. La transformación del régimen propietal en uno no-propietal será atribuida, con modestia, a la ‘competencia’.

El mismo modelo puede servir para políticas opuestas, y modelos diferentes pueden servir a la misma política. El debate público sobre regímenes minerales, por su misma esencia, es de naturaleza política. Los argumentos deben ser persuasivos y efectivos para servir a la causa correcta. No tienen que ser relevantes desde el punto de vista estrictamente económico; incluso, podrían ser simplemente falsos y, todavía pueden ser muy útiles; o podrían ser correctos pero políticamente contraproducentes. El punto consiste en ser políticamente convincente con el fin de forjar la alianza necesaria para implementar los cambios deseados.

En lo que concierne a los derechos de propiedad territorial, las compañías mineras pueden compararse con unos nómadas más que con unos colonizadores (Mitchell 1996). Su llegada a una región nueva revuelve los problemas relativos a la definición de tales derechos y crea todo tipo de fricciones, controversias, y posiblemente confrontaciones. Esto es inevitable incluso en los países desarrollados. La riqueza mineral del subsuelo es la que las atrae, no la gente. La importancia de los recién llegados puede ser desproporcionada en relación con la economía regional. En este sentido, el petróleo es único con su increíble potencial para generar rentas. Y aun cuando exista un régimen mineral bien establecido en el

ámbito nacional, éste puede no haber sido relevante, hasta ahora, para la región, donde todavía tiene que asimilarse económica, política y socialmente.

Huelga decir que este proceso es mucho más conflictivo en los países del Tercer Mundo donde a las compañías extranjeras se les asocia con políticas coloniales e imperiales. Por lo demás, una parte esencial de tales políticas era implantar un régimen mineral de su conveniencia. Más todavía, aunque en los países desarrollados la tierra ha estado asociada con el capital desde hace mucho tiempo, en los países del Tercer Mundo el capital tiene todavía que asociarse con la tierra. Las compañías habrían de liderar el desarrollo del capitalismo.

Alrededor del mundo las compañías nómadas internacionales tienen que cooperar y tratar con una asombrosa diversidad de gentes e instituciones; tienen que contener, derrotar, o arribar a un entendimiento con revolucionarios y contrarrevolucionarios, con ambientalistas, guerrillas, terratenientes de corte feudal y, finalmente, pero no de menor importancia, con las comunidades regionales o nacionales y sus gobiernos, democráticamente electos o no. Todos ellos tienen una sola cosa en común: la casualidad de vivir sobre tierras ricas en minerales.

4 EL SISTEMA INTERNACIONAL DE CONCESIONES PETROLERAS

En este capítulo presentaremos el primer régimen internacional del petróleo, a saber, el sistema internacional de concesiones, tal y como evolucionó en la primera mitad del siglo veinte culminando en el reparto de las ganancias 50:50 (*fifty-fifty profit sharing*). Este régimen comenzó a evolucionar más o menos simultáneamente en diferentes partes del mundo. Sin embargo, las partes estuvieron vinculadas entre sí desde el comienzo a través de las compañías petroleras internacionales y de los gobiernos de origen respectivos. Estos elementos también proveyeron, en consecuencia, los primeros vínculos entre los países exportadores de petróleo; como resultado emergió un régimen sorprendentemente homogéneo. Para estudiar su evolución, el mejor punto de partida es Venezuela, a la sazón el país exportador de petróleo más importante.

4.1 Venezuela

Las leyes mineras venezolanas, un legado de los tiempos coloniales, fueron objeto de modernización durante la segunda mitad del siglo diecinueve siguiendo las pautas liberales francesas. Así, la Exposición de Motivos de la Ley de Minas de 1909 enfatizaba la ‘seguridad otorgada a los operadores en la concesión’; la libertad que se les otorgaba para trabajar las minas, ‘pues mientras menos trabas, mejor’, y las facilidades que se les brindaba para la obtención de las concesiones. Las concesiones se otorgaban por un período de tiempo definido, pero con una opción de renovación ‘para que su dueño, presionado por el vencimiento del lapso de duración establecido en el contrato, no pretenda destruir o despilfarrar los recursos minerales remanentes con miras a extraer de la mina el mayor producto en el menor tiempo posible’ (citado en Egaña 1979: 216–7). Y, claro está, las minas tenían que ser trabajadas; si no lo fueran, las concesiones caducarían.

Más aún, las concesiones fueron legalmente concebidas como contratos ‘de modo que el impuesto no varíe’. Además, se sostenía el principio de que el impuesto ‘tenía que ser módico, a la vez que igual para todos los contribuyentes’, tomando en consideración que ‘no existe propiedad más contingente que la de las minas’ (citado en Egaña 1979: 216–7). Sin embargo, en contradicción frente a este espíritu liberal dominante, en el caso de las tierras privadas la ley estipulaba que las concesionarias tenían que pagar a los dueños de la superficie un tercio de sus ganancias. Aparentemente, fue el Congreso

antes que el gobierno quien introdujo esta obligación legal. De manera que el Ministerio de Fomento lo objetó sobre las bases de que:

‘Parecido precepto constituye una restricción manifiesta puesto que nadie había de incurrir en aportar el dinero, el crédito, la inteligencia, la actividad, la perseverancia, en fin, todo el caudal material, intelectual y moral requeridos para poder alcanzar éxito en empresas de esta naturaleza para luego hacer partícipe nada menos que en la tercera parte de las utilidades a un socio obligatorio, que no trabaja, que con nada contribuye y que nada arriesga’. (Márquez 1977: 49)

A petición del gobierno, la Corte Suprema, entonces, declaró inconstitucional aquella disposición. Con respecto a los yacimientos, los dueños de la superficie no tenían derechos de propiedad algunos.

La Ley de Minas de 1910, aún más ventajosa para los inversionistas, ofrecía a las concesionarias ya existentes la oportunidad de adaptar sus títulos a las nuevas previsiones legales, lo cual hicieron. Así, las siete concesiones petroleras más importantes otorgadas entre 1907 y 1912 estuvieron basadas, hasta 1943, sobre esta ley. Originalmente fueron otorgadas a ciudadanos venezolanos que actuaron como intermediarios, y todas ellas terminaron en manos de la Royal Dutch-Shell. Por lo demás, esta compañía extrajo de ellas, hasta su nacionalización en 1976, la mayor parte de su producción en Venezuela.

Las áreas iniciales de estas concesiones variaban entre 50 mil y 27 millones de hectáreas. Al final del período de exploración, de entre dos y ocho años, los concesionarios debían seleccionar lotes de tierra de 200 ha, los cuales serían convertidos entonces individualmente en concesiones de explotación, con una duración de 30 a 50 años. Estaban sujetas a un impuesto superficial de un bolívar por hectárea y por año. De mayor importancia era un impuesto de explotación de 2,00 Bs./tonelada, o Bs. 1.000 por concesión de explotación, cualquiera fuese más elevado. Por lo tanto, como mínimo, las concesionarias tenían que pagar Bs. 6,00 por ha y por año.¹ Estaban exentas de todos los demás impuestos, aunque, según la cláusula Calvo, sí estaban sujetas a las leyes y tribunales venezolanos. El impuesto de explotación, para aquel entonces, era simplemente un impuesto, y su forma – una cantidad fija por unidad –, era idéntica a lo que entonces era usual tanto en la agricultura como en la ganadería, o en la minería en general.

¹ La paridad oro del *bolívar* era entonces de Bs. 5,20 por US\$.

Propiedad mineral nacional

El primer pozo petrolero exitoso fue perforado en 1912, aunque la producción petrolera se difirió debido a la Primera Guerra Mundial. Ésta también demostró la extraordinaria importancia del petróleo en la guerra y para las industrias modernas, con lo que creció el interés de los inversionistas foráneos en el petróleo venezolano. Del mismo modo, el gobierno venezolano reconsideró su política petrolera. Y no menos importante, el gobierno también estaba consciente de la revolución mexicana y de su política petrolera.

De hecho, en 1917 – el primer año de exportación petrolera – el Ministro de Fomento, Gumerindo Torres, decidió suspender temporalmente el otorgamiento de nuevas concesiones para estudiar la situación con más detenimiento. De otra manera, las futuras generaciones, argumentaba, podrían legítimamente juzgar a la presente porque ‘no supimos cuidar nuestra riqueza nacional’. De acuerdo a su criterio, ‘hasta hace poco, verdaderamente a ciegas se procedió en los contratos que para exploración y explotación se celebraron, por lo que de ellos pocas o ningunas ventajas ha obtenido la Nación’ (Torres 1918: XVI–XIX). Concluyó que en Venezuela el Fisco nacional no percibía nada por la explotación de los yacimientos petrolíferos fuera de los impuestos usuales. ‘Ahora bien, son nociones distintas la del impuesto y la de la percepción de una suma derivada de estipulación contractual por el goce de una propiedad nacional’. Así, pues, en Venezuela hay impuestos, pero ‘nada pagan las compañías por el derecho mismo a la explotación, como en todas las otras naciones tienen que hacerlo, ora a los propietarios del suelo, comprándoles o arrendándoles tierras petroleras, ora al Estado mismo, si el terreno es baldío’ (Torres 1920: XVIII–XXII).

Los ‘otros países’ a los cuales se refería el Ministro, eran, claro está, los dos mayores países productores de petróleo de entonces, México y los EEUU. La concepción liberal, según la cual existía sólo una relación Estado/contribuyente entre el Estado otorgante y las concesionarias, fue dejada de lado. La nueva concepción de la propiedad pública era de un carácter nacional, por la que se establecía en los contratos de concesión, primeramente, una relación mercantil o de negocios entre el dueño del recurso natural y los arrendatarios.

El Estado, los traficantes de concesiones y los terratenientes

Torres no cuestionó la propiedad mineral pública, ni se opuso al tráfico de concesiones por parte de ciudadanos venezolanos actuando como intermediarios, pero estaba convencido de que sobre las tierras

privadas los terratenientes debían gozar de un derecho preferencial, aunque también le preocupaba la posibilidad de que pudieran traspasar sus concesiones a precios demasiado bajos. De allí habría de concluir en ‘la imperiosa necesidad de crear en el Ministerio de Fomento un Departamento del Petróleo’ (Torres 1918: XVIII–XXII) para asistirlos y reforzar su poder de negociación. Obviamente, la referencia de Torres era México. De algún modo, entonces, se hallaba en oposición frente al déspota gobernante, Juan Vicente Gómez, a sus familiares y amigos políticos, todos interesados en el tráfico de concesiones y dispuestos a no conceder semejantes derechos preferenciales a cualquier terrateniente.

Por otra parte, el banquero Vicente Lecuna se opuso al comercio de concesiones. Expresó a Juan Vicente Gómez su convicción de que el Estado debía otorgar concesiones directamente a las compañías productoras y para el beneficio exclusivo del Fisco nacional. Su referencia era la nueva Ley de Arrendamiento de Tierras Mineras (*Mineral Land Leasing Act*) en los EEUU, la cual, de acuerdo con sus estimaciones, en el caso del petróleo arrojaría en promedio una regalía – es decir, un impuesto de explotación utilizando la terminología legal venezolana – de 15½ por ciento. Lecuna consideraba este porcentaje como un mínimo aceptable para Venezuela, puesto que el país no tenía una industria moderna. Como país exportador de petróleo, a Venezuela ‘sólo le queda la participación que exige la ley de la República’ (Lecuna 1975: 8).

La primera Ley de Hidrocarburos fue aprobada en 1920. Ésta incorporaba elementos de ambas referencias, México y los EEUU. Los terratenientes se beneficiaron de un derecho preferencial, por un solo año, para obtener concesiones sobre sus propias tierras. En la práctica, tal derecho preferencial sólo duró nueve meses pues se abandonó con la nueva Ley de Hidrocarburos de 1921. A partir de entonces los terratenientes tuvieron que competir de nuevo con Gómez, sus familiares y amigos políticos. No obstante, al mismo tiempo las Leyes de Hidrocarburos de 1920 y 1921 establecieron tasas de regalía relativamente altas. Así, no tiene nada de sorprendente que pronto, para reducirlas, los traficantes de concesiones y las compañías petroleras se unieron para promover una tercera Ley de Hidrocarburos, la de 1922. Una vez más, ésta ofrecía a todas las concesionarias existentes la oportunidad a adaptar sus títulos y prerrogativas a la nueva ley. Aquéllos que habían adquirido concesiones en años recientes así lo hicieron. La Shell, con sus viejas concesiones, prefirió quedarse con la Ley de Minas de 1910, en su criterio más favorable.

La Ley de Hidrocarburos de 1922 sólo experimentó cambios menores hasta 1943. Las concesiones se limitaron a diez mil hectáreas. Se estableció un impuesto inicial de exploración, dependiendo de la ubicación geográfica, de Bs. 0,05 hasta Bs. 0,10 por hectárea. El período de exploración era de tres años, al final del cual las concesionarias debían dividir el área en parcelas de 200 hectáreas, correspondiendo al concesionario el derecho a escoger, a su discreción, la mitad de las parcelas que se convertirían en concesiones de explotación durante un total de cuarenta años. Se pautó también un bono entre 1 y 2 bolívares por hectárea. Existía igualmente un impuesto superficial anual, que comenzaba entre 1 y 2 bolívares por hectárea, y que luego se incrementaría con el tiempo hasta llegar a un rango de 2,50 a 5 bolívares por hectárea durante los últimos diez años. Las tasas de regalía fluctuaban entre el 7½ y el 10 por ciento. En lo referente a las áreas renunciadas –las así llamadas ‘reservas nacionales’– se suponía que el gobierno negociaría las condiciones más ventajosas para la Nación, es decir, mayores impuestos superficiales y tasas de regalía.

Estas concesiones terminaron principalmente en manos de compañías estadounidenses. A pesar de que éstas llegaron tardíamente y se vieron obligadas a pagar rentas de la tierra más altas, resultó que lograron hacerse de la mejor parte del petróleo venezolano: los ricos yacimientos en el Lago de Maracaibo. A fines de la década de 1930, la Creole (Standard Oil of New Jersey; SONJ) controlaba el 50 por ciento de la producción venezolana, la Shell un 35 por ciento, y la Mene Grande (Gulf Oil) un 14 por ciento. Esta última vendió en 1936–7 una participación de 25 por ciento a la SONJ, y otra igual a la Royal Dutch-Shell, hecho que estuvo vinculado a la estructuración, a escala mundial, del cártel internacional del petróleo.

El monopolio de esas compañías, empero, no se basaba en grandes concesiones sino en miles de pequeñas concesiones. Hasta la Segunda Guerra Mundial el gobierno otorgó más de 8.500 concesiones y, como regla general, éstas se entregaron originalmente a ciudadanos venezolanos o a compañías de traficantes de concesiones. Gómez, sus familiares y amigos, de forma ilegal, fueron muy activos y exitosos traficando con las ‘reservas nacionales’. Desde 1920 hasta 1938, los traficantes de concesiones obtuvieron Bs. 177 millones en efectivo y Bs. 32 millones en acciones, sin considerarse los pagos de re-

galía que disfrutarían durante décadas.² Ésta era, debe decirse, una cantidad muy significativa de dinero. Probablemente representaba tanto como un 30 por ciento del total de las rentas y regalías pagadas por las compañías; el 70 por ciento restante fue recaudado por el fisco nacional (Mommer 1991: 170).

La reforma petrolera de 1943

Para 1928 Venezuela ya se había convertido en el primer país exportador de petróleo, desplazando a México, y en el segundo productor luego de los EEUU. Siguió los años de la Gran Depresión durante los cuales la economía agro-exportadora tradicional sufrió un severo revés. Pero, el sector petrolero fue mucho menos afectado y pronto se volvió a estabilizar. Así, el petróleo en su doble rol como industria, por una parte, y como fuente de ingresos fiscales, por la otra, adquirió una importancia abrumadora. Venezuela se transformó en un país petrolero. Además, en 1934 los EEUU devaluaron el dólar pero, gracias a su bonanza petrolera, Venezuela fue uno de los pocos países en el mundo que no siguieron dicha devaluación. La paridad oro del bolívar, previamente de 5,20 Bs./US\$, ahora pasó a ser de 3,09 Bs./US\$. En consecuencia, las compañías tenían que incrementar significativamente sus pagos en dólares para gastar la misma cantidad de bolívares. De una manera accidental, así, se cerró la brecha entre la regalía fija establecida en la Ley de Minas de 1910 y la regalía porcentual establecida en la Ley de Hidrocarburos de 1922. Aquellos 2,00 por tonelada ya no correspondían a US\$ 0,38 sino a US\$ 0,65, mientras que las regalías porcentuales no fueron afectadas. El país se benefició, obviamente, de la no-devaluación, aunque de otro modo significó la sentencia de muerte para la economía agro-exportadora tradicional.

Había llegado el momento de controlar y regular. En 1929, Torres, nombrado nuevamente Ministro de Fomento, fundó una nueva sección dentro del Ministerio, a saber, el Servicio Técnico de Hidrocarburos. Con su personal formado y entrenado en los EEUU, esta sección se encargó de la ejecución y supervisión del reglamento de la Ley de Hidrocarburos promulgado ese mismo año. El Fisco nacional estaba consciente del hecho de que los ingresos fiscales podrían incrementarse significativamente con sólo una recaudación más eficiente de los impuestos existentes. Por ejemplo, se obligó a las compañías petroleras a medir los volúmenes en los campos de producción con el fin de evitar que sub-

² En los primeros años los intermediarios vendían sus concesiones por un pago único. Luego de 1926, se le añadió, además, una regalía de traspaso, usualmente de 2 1/2 por ciento. (Revista del Ministerio de Fomento 1939)

secuentes pérdidas por filtraciones y accidentes afectarían las regalías. Por supuesto, ello trajo aparejado tensiones y conflictos. Y la muerte del déspota en 1935 complicó todavía más la situación.

El año siguiente vio el nacimiento de los partidos políticos modernos y, con ello, la discusión de la cuestión del desarrollo y de las políticas que habrían de propiciarlo. Mientras tanto, los viejos Generales continuaban gobernando el país. Fue en 1936 cuando Arturo Uslar Pietri acuñó la famosa frase ‘*sembrar el petróleo*’. Los impuestos de importación ya no se consideraban simples impuestos sino importantes instrumentos de política económica. No obstante, las compañías petroleras insistieron en su derecho contractual de exención de los impuestos de importación, derecho éste que fue confirmado reiteradamente por la Corte Suprema.

Una vez más, el gobierno suspendió el otorgamiento de concesiones. Y ahora el Ministro de Fomento, Manuel R. Egaña, afirmó sin vacilaciones ‘*el derecho que tiene el Estado a la mayor participación posible en la riqueza de su subsuelo*’ (Egaña 1939: XI; itálicas en el original). El beneficio debía utilizarse para atraer una inmigración calificada a un país escasamente poblado y, en general, para promover y fortalecer el desarrollo económico y social. De un modo u otro, el marco legal, económico y político tenía que ajustarse. Y aunque las compañías no estuvieron dispuestas a cooperar, la situación cambió con el estallido de la Segunda Guerra Mundial, cuando el petróleo venezolano adquirió una importancia estratégica para los Aliados.

En 1942, el Presidente Medina Angarita envió una carta personal al Presidente Roosevelt informándole que el gobierno venezolano había decidido realizar una reforma petrolera, con o sin la cooperación de las compañías. Todavía con el recuerdo vivo de la debacle en México, el gobierno de los EEUU exhortó a las compañías a cooperar. Las negociaciones culminaron con la Ley de Hidrocarburos de 1943. Las compañías consintieron en un incremento inmediato de las regalías, desde un promedio de 9 por ciento, aproximadamente, hasta 16,67 por ciento (un sexto). También se sometieron a la soberanía impositiva del Estado venezolano, resolviéndose así el problema de los impuestos de importación. Es más, el gobierno aprobó simultáneamente una Ley de Impuesto sobre la Renta, fijándose la tasa relevante en 12 por ciento. Este impuesto afectaría en última instancia no a las ganancias, sino a los ingresos fiscales en los EEUU, Gran Bretaña y Holanda. Y, como parte del acuerdo, la SONJ y la Royal Dutch-Shell se comprometieron a construir dos grandes refinerías en Venezuela una vez terminada la guerra. A cambio, las viejas concesiones fueron renovadas por cuarenta años.

La reforma fue un éxito rotundo, el cual puede resumirse en pocas palabras: El Estado venezolano, como soberano y propietario del recurso natural, se equiparó en sus derechos y en sus obligaciones con el Estado estadounidense respecto de las tierras federales; y lo mismo puede decirse, *mutatis mutandis*, en relación con las compañías.

Traficantes de concesiones y terratenientes

La Ley de Hidrocarburos de 1943 también puso fin al tráfico de concesiones. Las concesiones se otorgarían, de aquí en adelante, directamente a las compañías productoras. Con respecto a los terratenientes, la Exposición de Motivos condenó ‘las vacilaciones que aparecían en algunas de nuestras primeras leyes mineras’, las que ‘tendían a desconocer el principio constitucional de ininterrumpida tradición en el país, acerca de que la propiedad de las minas corresponde al Estado’. Reafirmó, en cambio, ‘el principio de que el propietario de la superficie como tal, no tiene el más mínimo derecho sobre los depósitos minerales en el subsuelo’ (citado en González Berti 1967: 30). Por lo demás, se respetaron siempre los derechos adquiridos. Así, con la renovación de las antiguas concesiones, unos pocos y afortunados traficantes de concesiones y sus herederos continuaron disfrutando de sus regalías de traspaso hasta la nacionalización de la industria en 1976.

En la búsqueda de la estabilidad

El petróleo en Venezuela se hallaba entonces sujeto a condiciones del todo comparables con las prevalientes en los EEUU. De hecho, el embajador en Caracas y asesores estadounidenses cumplieron un papel muy importante en la reforma. Cabe mencionar a tres de ellos: Max Thornburg, Consejero Petrolero del Departamento de Estado, Herbert Hoover Jr. y A. A. Curtice, dos consultores privados. En un informe para el gobierno, Hoover y Curtice justificaron la regalía consuetudinaria de un sexto, sobre las bases de que, incluyendo los demás pagos usuales de renta, ésta resultaría, en promedio sobre todo el período de vigencia de una concesión, en un reparto de la ganancia de 50:50, una aseveración que el gobierno luego incorporó en la Exposición de Motivos de la Ley. Los mismos asesores estadounidenses también señalaron en su informe que tomando en consideración los impuestos generales, y especialmente el impuesto sobre la renta, el reparto de la ganancia sería más bien de 60:40 a favor del gobierno. A precios de pre-guerra, esto era probablemente cierto. Sin embargo, los precios se habían incrementado con la guerra, aunque durante la misma el gobierno estadounidense los congeló, y se esperaban nuevos

incrementos una vez que terminara. De allí que en nuevas rondas de licitación, en 1944–5, las compañías llegaron a ofrecer tasas de regalía de hasta un tercio, y pagaron Bs. 200 millones (US\$ 65 millones) en bonos.

Obviamente, con unos precios mayores, la participación del gobierno sería relativamente menor tal y como señaló Pérez Alfonzo, el vocero de Acción Democrática – entonces un pequeño partido opositor – en el Congreso Nacional. El gobierno replicó a dicha crítica citando al informe mencionado anteriormente, el cual señalaba que el impuesto sobre la renta ‘tal y como se ha aplicado en otros países, es empleado como un control sobre las ganancias excesivas obtenidas por empresas comerciales e individuos. De ser utilizado sabiamente dicho impuesto podría transformarse en otra garantía de una justa participación para la Nación en las ganancias de la industria venezolana’ (El País 28-12-1946). En octubre de 1945, un golpe de Estado llevó a Acción Democrática al poder, y Pérez Alfonzo fue designado Ministro de Fomento. En diciembre, la Junta de Gobierno decretó un impuesto adicional sobre la renta de 20 por ciento, decreto éste que se convirtió el año siguiente, luego de haberse elegido una Asamblea Nacional Constituyente, en una reforma permanente de la Ley de Impuesto sobre la Renta. La tasa relevante se aumentó de 12 a 28.5 por ciento. El Presidente Rómulo Betancourt, en un mensaje a la Asamblea, justificó este aumento citando a Hoover y Curtice. Sin tal aumento la participación del gobierno habría sido muy por debajo del 60 por ciento. Empero, él prometió también estabilidad:

Sin ignorar que la facultad de imponer impuestos constituye un atributo esencial de la Soberanía Nacional, la Reforma que presentamos a la consideración de la Asamblea Constituyente Nacional, es capaz de asegurar por largo plazo la participación equitativa del Estado y la Nación en las ganancias obtenidas por las industrias extractivas. (El País 28-12-1946)

Con todo, la participación del gobierno en las ganancias de la Creole y la Shell seguía estando por debajo del 60 por ciento, y los precios seguían disparándose. En las concesiones más prolíficas pertenecientes precisamente a la Creole y a la Shell, tal participación llegó incluso a ser menor de 50 por ciento. No obstante, Betancourt había prometido estabilidad, y lo que es quizás aún más importante, con la tasa del impuesto sobre la renta en un 28,5 por ciento, cualquier incremento adicional habría excedido los niveles estadounidenses y, por tanto, se habría encontrado con la resistencia decidida por parte de las compañías.

Pero la estabilidad requería de alguna renta de la tierra consuetudinaria. Y, ciertamente, una tasa de regalía de un sexto por sí sola no era una opción factible. El impuesto sobre la renta se había conver-

tido en una parte importante de la renta de la tierra y, peor para las compañías, en una parte sujeta al poder soberano. ¿Cómo mantener ese poder bajo control? La Creole (SONJ) fue la primera en avizorar la oportunidad: ¿qué podría ser mejor, más atractivo y persuasivo, que un reparto de la ganancia 50:50? El gobierno aceptó. Los expertos en materia impositiva de la industria ‘cooperaron en elaborar el proyecto de la legislación que requería de las compañías compartir el diferencial de ganancia con el gobierno, en cualquier año cuando los impuestos normales y las regalías significaran para las compañías una participación mayor que la del colector de impuestos’ (Fortune 1949: 177–8). Este denominado Impuesto Adicional de 50 por ciento fue introducido en la Ley de Impuesto sobre la Renta de 1948. En consecuencia, el reparto de la ganancia sería siempre, como mínimo, 50:50. Además, las compañías acordaron pagar, voluntariamente, este impuesto retroactivamente para los años 1946 y 1947, sugiriendo así que hubo algún tipo de transacción comercial, aunque el Impuesto Adicional se había creado, legal y soberanamente por la Asamblea Nacional.

El próximo paso consistió en re-escribir la historia. El gobierno ahora declaró que el incremento del impuesto sobre la renta de 1946 había fracasado en alcanzar ‘el objetivo de un 50 por ciento de participación en la ganancia para el país’, mientras el impuesto adicional, por fin, habría de consagrar ‘el principio de que la participación de la Nación no podía ser menor que el de las compañías’ (Vallenilla 1973: 206). En sus escritos, los líderes de Acción Democrática – en especial Pérez Alfonzo y Betancourt –, desde entonces insistirían en que ellos nunca habían pedido más que un reparto de la ganancia 50:50. Por otra parte, las compañías petroleras internacionales, hicieron lo suyo en la prensa comercial internacional. La revista *Fortune*, en un destacado artículo, ofreció la nueva versión de los hechos que condujeron al ‘acuerdo del 50:50’ en Venezuela. Con respecto a la Ley de Hidrocarburos de 1943 – señalaba el artículo –, la oposición más cerrada a ésta había provenido de la bancada de Acción Democrática. Aunque este partido ‘no reclamó más que un reparto 50:50’, sí argumentó que de darse un incremento sustancial del precio del petróleo ‘la fórmula de una regalía del 16.67 por ciento no proporcionaría al gobierno una parte igual’ (Fortune 1949: 177–8). De esta manera, el gobierno revolucionario de Acción Democrática – el primer gobierno democráticamente electo en Venezuela – podría entonces clamar haber tenido éxito donde el *ancien régime* había fracasado.

Había nacido una nueva renta de la tierra consuetudinaria. De acuerdo con Fortune, la Creole y la Shell expresaron su ‘acuerdo con este trato’. En general, ‘la industria petrolera – y más enfáticamente

la Creole – no se preocupaba mayormente acerca del impacto de esa ley del impuesto 50:50, sino acerca de los políticos futuros que podrían tener ideas de un 60:40 o hasta de un 70:30' (Fortune 1949: 177–8). En realidad, la Creole, i.e. SONJ, ya estaba trabajando, como veremos, en consolidar internacionalmente la nueva referencia. Empero, el nuevo gobierno venezolano – un gobierno militar ya que el gobierno de Acción Democrática había sido derrocado por otro golpe de estado en 1948 – tampoco se quedaría de brazos cruzados.

En 1949, la producción petrolera del Medio Oriente superó por primera vez a la de Venezuela. Los campos en el Medio Oriente eran mucho más prolíficos, y las rentas y las regalías eran mucho más bajas. En Venezuela la producción se contaba en cientos de barriles por pozo y por día; pero en el Medio Oriente era en miles. Sin duda alguna, el petróleo en el Medio Oriente podría convertirse en una amenaza para Venezuela, un hecho que las compañías internacionales destacaron con satisfacción. Joseph E. Pogue, un famoso especialista en materia petrolera estrechamente vinculado con la SONJ, asumió esta tarea en una bien publicitada conferencia en Caracas en marzo de 1949. Allí argumentó que la presión competitiva podía bien obligar al gobierno venezolano a reducir costos de un modo u otro (Pogue 1949). Entre la audiencia se encontraba Manuel R. Egaña, quien de nuevo era Ministro de Fomento, y quien, profundamente preocupado, decidió actuar nombrando una comisión para visitar Arabia Saudita, Egipto, Irak, Irán, y Kuwait. Su convicción fue la de que, contrariamente a la sugerencia de Pogue, era posible 'logar un equilibrio de las fuerzas competidoras, mediante el cual puedan obtenerse beneficios para los pueblos del Medio Oriente sin que sufra detrimento la posición económica del pueblo venezolano' (Egaña 1949a). La delegación entregaría copias de todos los textos legales relevantes referentes al petróleo venezolano, así como invitaciones para la primera Convención Petrolera programada por el gobierno y la industria petrolera para un futuro próximo.

Conclusiones

En la primera mitad del siglo veinte, la política petrolera venezolana fue muy exitosa. Los terratenientes, aun en los días de su apogeo, nunca consiguieron más que concesiones. Es decir, la propiedad pública fue el punto de partida para la producción petrolera, con lo que el país nunca conoció las confusiones y las convulsiones mexicanas. Por lo demás, Venezuela también hubo de beneficiarse de la debacle de las compañías petroleras internacionales en México. Y, finalmente, con la Segunda Guerra Mundial se completó un panorama favorable a la reforma en Venezuela.

Por otra parte, Venezuela se benefició del incremento secular del impuesto sobre la renta. Las tasas del impuesto sobre la renta corporativa en EEUU crecieron desde cero al comienzo del siglo, hasta 38 por ciento después de la Segunda Guerra Mundial; y si se descontara el efecto de la partida de agotamiento, en la producción petrolera el incremento fue desde cero a 27,55 por ciento. Estas tasas también se aplicaron a las ganancias de las compañías estadounidenses en el mundo entero, siempre y cuando no existiera un impuesto sobre la renta a nivel nacional, o si éste fuese menor. La situación en Europa era básicamente la misma. En consecuencia, había buenas razones para que un país como Venezuela estableciera tasas impositivas del todo comparables.

Más aún, la materia del impuesto sobre la renta también puso a disposición del Estado terrateniente venezolano un flujo de información mucho más abundante y cabal. Ahora, la participación en la ganancia en cualquier año determinado era del dominio público e, inevitablemente, se habría de convertirse en un centro de atención. Aquí es conveniente resaltar el caso de EEUU y frente a él colocar el de Venezuela. En los EEUU, las tasas consuetudinarias de regalía surgieron históricamente de una referencia no precisa a una distribución de la ganancia que en promedio y por el período de vida de un arrendamiento era en partes iguales; en Venezuela, a su vez, la tasa de regalía de un sexto, asociada con referencias también imprecisas a un reparto de ganancia 50:50, dio lugar a una participación consuetudinaria anual en la ganancia de 50 por ciento. O, por lo menos, esa fue la intención de las compañías internacionales.

4.2 El Medio Oriente

El sistema de concesiones en el Medio Oriente era de origen colonial e imperial. Al otorgarse en Persia la concesión D'Arcy en 1901, el país estaba dividido entre dos esferas de influencia: una británica y la otra rusa. En Irak, a su vez, la lucha por concesiones petroleras se inició cuando el país se encontraba todavía bajo el dominio turco, y al momento de otorgarse la concesión más importante a la Turkish Petroleum Company (TPC) en 1925, el país era un protectorado británico. Similarmente, las concesiones en los feudos de Bahrein (1930), Kuwait (1934), y Qatar (1935), se otorgaron bajo dominio británico. Sólo Arabia Saudita, país que otorgó su concesión más famosa en 1933, era un reino independiente. Por lo demás, cada una de estas concesiones cubría, en general, una gran parte del territorio nacional. Más todavía, la duración prevista de estas concesiones variaba entre 55 años (Bahrein) y 75 años (Irak,

Kuwait y Qatar) y, además, éstas sólo contenían previsiones muy vagas para la renuncia anticipada de áreas ociosas. Resulta de este modo que la historia del petróleo en el Medio Oriente es, en gran medida, la historia de unas pocas concesiones. Entre ellas se destaca la concesión de la Turkish Petroleum Company (TPC) en Irak, por su decisiva importancia en el desarrollo del régimen petrolero internacional.

La concesión de la TPC en Irak

Intereses alemanes, británicos y holandeses luchaban ya por concesiones petroleras en Irak cuando este país era todavía parte del Imperio Turco. A comienzos de 1914, los intereses en competencia superaron sus diferencias y se unieron en la TPC. A mediados de ese año, con la ayuda de un intermediario, el armenio C. S. Gulbenkian, la TPC logró arrancar del gobierno turco una promesa, aunque en términos muy generales y muy poco precisos, de otorgarles una concesión en Irak. En recompensa por sus servicios, Gulbenkian habría de obtener una participación accionaria en dicha compañía.

Advino, sin embargo, la Primera Guerra Mundial, y la situación luego de 1918 fue muy diferente. Alemania había sido derrotada, el Imperio Turco se había desintegrado e Irak se había convertido en un protectorado británico. Gran Bretaña consideró que la promesa turca de la pre-guerra era vinculante para el nuevo gobierno iraquí de la post-guerra, y en el Acuerdo de San Remo de 1920 se decidió transferir los intereses alemanes en la TPC a Francia. A cambio de ello, Francia garantizaría el tránsito libre del petróleo iraquí hasta el Mediterráneo a través de los territorios bajo su mandato: Siria y Líbano. Empero, en el Acuerdo de San Remo se había dejado por fuera una importante potencia triunfadora: los EEUU, país éste que para ese momento estaba buscando con afán nuevas fuentes de abastecimiento de petróleo en el exterior. El gobierno estadounidense exigió ‘una política de puertas abiertas’, es decir, ‘(1) que los nacionales de todas las naciones estén sujetos, en los territorios bajo mandato, a un trato igual ante la ley; (2) que ninguna concesión económica y en ninguna región en situación de protectorado fuera tan grande como para hacerla exclusiva, y (3) que no se otorgara ninguna concesión monopólica en relación con cualquier materia prima’ (United States Senate 1952: 51). Además, los estadounidenses ‘propusieron un plan para hacer efectiva la política de ‘puertas abiertas’’, siguiendo las pautas establecidas por el Departamento de Relaciones Exteriores de los EEUU en el arrendamiento de tierras de los indios Osage.

Bajo ese plan, la TPC, dentro de dos años contados a partir de que le fuera confirmada una concesión por el gobierno iraquí, debería seleccionar para su propia explotación un área total que no excediera 12 bloques, cada uno de éstos con un área no mayor de 16 kilómetros cuadrados, (United States Senate 1952: 55). El resto de la concesión, que se suponía que habría de cubrir todo el territorio nacional, estaría entonces abierta a la subcontratación para cualquiera compañía interesada en concesiones petroleras en el área.

Esta proposición no prosperó, pero en 1922 se les concedió a unas compañías estadounidenses, en principio, una participación en la TPC. En 1925, finalmente, se les formalizó la entrega de una enorme concesión en el norte del país con un área que abarcaba las 35 mil millas cuadradas. Pues bien, la TPC se obligó a comenzar las exploraciones dentro de los ocho meses siguientes, y a construir oleoductos para la exportación tan pronto como fuera descubierto petróleo en cantidades comerciales. Se estableció una regalía de cuatro chelines oro por tonelada. Esta tasa se ajustaría por primera vez veinte años después de iniciarse la producción, y luego cada diez años. Si las ganancias mostraran una tendencia creciente, la regalía se incrementaría de manera correspondiente hasta un máximo de seis chelines por tonelada; al revés, la regalía podría reducirse a un mínimo de dos chelines por tonelada si las ganancias acusaran más bien una tendencia decreciente. El contrato también establecía que la ‘compañía no sería gravada con ningún otro impuesto, o con mayores tributos, obligaciones, o cargos’ (Stocking 1971: 132), pero sólo hasta donde se trataba de impuestos petroleros especiales. Esto es, la compañía sí estaba sujeta a los impuestos generales siempre y cuando fueran ‘aplicados generalmente, de vez en cuando, a otras empresas industriales’ (Stocking 1971: 132). Por último, se establecía que cualquier duda o controversia entre las partes contratantes sería sometida a arbitraje internacional. Cada una de las partes designaría un árbitro, y los dos árbitros designarían al tercero cuyo voto sería decisivo en el caso de un empate entre los dos primeros. El fallo arbitral sería inapelable y definitivo. El contrato en general se basaba sobre el ‘derecho internacional de las naciones civilizadas’, omitiéndose cualquier referencia a un derecho nacional.

No cabe duda que el gobierno iraquí se había beneficiado de la competencia y rivalidad entre las potencias europeas y los EEUU, y entre las compañías correspondientes. La regalía fija era relativamente alta en comparación con México y Venezuela, e, inclusive, con la vecina Persia. Esta tasa de cuatro chelines (oro) por tonelada puede haber sido el equivalente de una regalía de un sexto sobre el pre-

sunto valor del crudo del Medio Oriente en el Golfo Árabe-Pérsico para el momento.³ Sin embargo, es de señalar que una vez transformada en una regalía fija por tonelada, se había minimizado la información por suministrarse al gobierno iraquí. Sólo tenía él el derecho a verificar volúmenes, mas no precios. La presencia de funcionarios del gobierno estadounidense también explica el arreglo favorable con respecto a los impuestos generales, lo cual tiene que verse sobre el trasfondo de la concesión D'Arcy de 1901, en la cual se estipuló una exoneración completa y general.

Pero las cosas estaban por cambiar. Una vez que las compañías estadounidenses obtuvieron su parte, su gobierno se replegó, y no es de sorprender que las compañías beneficiadas se mostraran ahora muy interesadas en cerrar la puerta a nuevos participantes. En 1928, se produjo finalmente un acuerdo sobre las participaciones en la TPC. La Anglo-Persian Oil Company (APOC),⁴ la Royal Dutch-Shell, la Compagnie Française des Pétroles (CFP) y la Near East Development (intereses estadounidenses), tendrían una participación del 23,75 por ciento cada una, en tanto que el restante 5 por ciento, sin derecho a voto, recayó en la Participations and Investments (Gulbenkian). Al iniciarse la producción en 1934, la Near East Development se había reducido a dos socios igualitarios: la SONJ y la Socony Vacuum (Mobil).

Los participantes pidieron ahora una revisión del contrato de concesión, la cual se les concedió en 1931. Por una parte, se purgó el contrato de toda huella de la política estadounidense original de 'puertas abiertas', tal como la posibilidad de subarrendar bloques a los competidores. Por la otra, se fijaron contractualmente 'los impuestos generales' entre 3,6 y 4,8 peniques por tonelada, adicionalmente a la regalía fija de cuatro chelines. Más aún, con efecto inmediato y como contraprestación, se estableció en calidad de 'renta de espera' un mínimo anual de £400,000 (oro) para el pago de regalía, aunque no se estuviera produciendo todavía ni un solo barril.

³ No dispongo de evidencia documental para sostener directamente esta hipótesis, pero me baso en los siguientes hechos: (1) La tasa de regalía consuetudinaria en las tierras de los indios Osage era un sexto, y son estas tierras las que sirvieron de referencia al gobierno estadounidense. (2) En el caso de Irán (véase abajo), existe evidencia documental de que los cuatro chelines (oro) por tonelada fueron justificados como el equivalente de una regalía de un octavo. Sin embargo, esto fue *después* de la devaluación del chelín británico, con lo cual esta justificación sería consistente, en el caso de Irak, con una regalía de un sexto *antes* de la devaluación. (3) En 1943, en el caso de Venezuela, sí *existe* evidencia documental de que el gobierno estadounidense insistió en una tasa de regalía de un sexto, en oposición a la oferta de las compañías de sólo un octavo. Mikdashi (1966: 62) sostiene que la referencia era un octavo, también en el caso de Irak, pero la única evidencia que presenta se refiere al caso posterior de Irán.

⁴ APOC adquirió la concesión D'Arcy en 1908.

Persia

Ya para 1914, los participantes en la TPC acordaron no competir entre sí dentro de los confines del Imperio Turco, así como solicitar nuevas concesiones conjuntamente. Este acuerdo fue renovado por los socios en 1928, y se llegó a conocer con el nombre de ‘Acuerdo de la Línea Roja’ (el área relevante se demarcó en un mapa con una línea roja). La TPC, habrá de resultar obvio, intentaba marcar pautas dentro del área en cuestión, pero las nuevas pautas que se buscaba establecer estaban reñidas con la concesión más antigua en el Medio Oriente, a saber, la que había sido otorgada por el gobierno persa en 1901 a D’Arcy, un ciudadano británico.⁵ Éste traspasó su concesión en 1908 a la APOC, y en 1914, en los albores de la Primera Guerra Mundial, el gobierno británico se hizo accionista mayoritario de la compañía. Téngase presente que hasta los años 1950, dicha concesión resultó ser la más exitosa en el Medio Oriente.

Pues bien, en los años 1920, Persia se convirtió en el cuarto productor de petróleo detrás de los EEUU, Venezuela, y la Unión Soviética, y el tercer exportador detrás de Venezuela y los EEUU. La producción por pozo promediaba 13.000 b/d, por lo que los costos eran lo suficientemente bajos como para compensar la desventajosa ubicación geográfica y así arrojar ganancias extraordinarias (Mikdashi 1966: 42).

El pago más importante al gobierno era una participación de 16 por ciento en la ganancia, la cual, para 1931, en medio de la Gran Depresión y los bajos precios del petróleo, llegó a representar apenas UK£ 310.000. Este mismo año, en la vecina Irak la IPC acordó un pago mínimo de UK£ 400.000, sin producirse todavía un sólo barril, mientras Persia estaba produciendo 5,7 millones de toneladas. Ahora bien, después de muchos años de relaciones muy tensas, el gobierno persa decidió cancelar la concesión para forzar su renegociación, lo cual resultó en la primera confrontación mayor en el petróleo internacional – aparte de la Revolución Bolchevique – entre un país exportador y su arrendatario internacional (United States Senate 1952: 55–6). La concesión, en efecto, fue renovada en 1933.⁶ El nuevo contrato preveía una regalía fija de cuatro chelines (oro) por tonelada, una participación de 20 por ciento en los dividendos, y un pago mínimo de regalía de UK£ 750.000. A cambio de todo esto, la nueva concesión de la APOC se renovó por otros sesenta años. Consiguientemente, la concesión origi-

⁵ Para el contrato original, véase *Société des Nations* (1932).

nal de D'Arcy, que también había sido otorgada por sesenta años, se prolongó de hecho por unos 32 años adicionales.

Aunque no cabe duda de que las nuevas condiciones significaban una mejora para el país, lo cierto es que el acuerdo sobre la regalía de cuatro chelines (oro) por tonelada se dio después de la devaluación, en un 29 por ciento, de la libra esterlina británica. La pérdida surgida, así, apenas si se compensaba por la participación de 20 por ciento en los dividendos. Más aún, ha de tenerse presente que se trataba de una renegociación de una concesión muy exitosa. Por lo tanto, hay que concluir que Persia debería haber logrado una renta de la tierra significativamente más alta que Irak, pero no fue así. El resultado de la renegociación fue bien pobre y, en este sentido, es atinado calificarla como un fracaso.

Otras concesiones tempranas

En 1930 Bahrein otorgó una concesión a la Bahrain Petroleum Company (BAPCO), que era una subsidiaria ciento por ciento de la Standard Oil Company of California (Stancal). En la misma se preveía una regalía fija así como el pago de impuestos generales, también contractuales, que ascendían aproximadamente a cuatro chelines y seis peniques por tonelada. No obstante, los pagos fueron establecidos en rupias indias, sin garantía en oro. Por contraste, Arabia Saudita, un reino independiente, se benefició del descubrimiento de petróleo, hacia 1932, en el vecino Bahrein. Además, en este caso la Stancal tenía que competir con la IPC. Pues bien, aunque al final la concesión se le otorgó a la Stancal en 1933 – fundando la California Arabian Standard Oil Company (CASOC) –, la compañía tuvo en este caso que aceptar una regalía fija definida no en rupias indias sino en chelines británicos. Eran cuatro chelines por tonelada en oro y – afortunadamente para Arabia Saudita – se acordaron antes de la devaluación de la libra esterlina.

Kuwait, a su vez, estuvo cerca de beneficiarse de la competencia entre la APOC y la Gulf Oil Company. Pero estas compañías llegaron a un acuerdo previo para formar una empresa conjunta, la Kuwait Oil Company (KOC), con una participación de 50 por ciento cada una, acordando ambas, también, los términos del contrato que iban a ofrecer al gobierno kuwaití (Mikdashi 1966: 82ss). En Qatar el único aspirante fue la IPC (la TPC cambió su nombre por Iraq Petroleum Company en 1929). La concesión se otorgó en 1935 a su subsidiaria, la Qatar Petroleum Company (QPC). En Qatar y

⁶ El nuevo acuerdo también se publicó por la Société des Nations (1932).

Kuwait, las rentas e impuestos eran básicamente los mismos que en Bahrein, y de igual modo estaban fijados en rupias indias. Equivalían a 4 chelines y 6 peniques por tonelada aproximadamente, pero sin garantía en oro; huelga decir que estos pagos estaban expuestos a la inflación y depreciación de la moneda india. En todo caso, aunque la exploración produjo pronto resultados positivos en Qatar y en Kuwait, el inicio de la actividad se retrasó por causa del advenimiento de la Segunda Guerra Mundial.

Conclusiones

En el período entre las dos guerras mundiales, la emergencia en Irak del pago de los cuatro chelines sirvió de anticipada referencia al desarrollo por darse en la región. Más aún, era esa suma un reflejo de las tasas de regalía consuetudinarias de un sexto y un octavo en los EEUU. Quedó dicha cantidad, pues, y especialmente cuando se la plasmaba en los contratos, como un ancla muy difícil de pasar por alto. Y tanto es así que llegó incluso a penetrar en Persia, a pesar de la supremacía política y económica del Imperio Británico en este país.

Estos cuatro chelines, empero, se diluyeron significativamente en los contratos firmados más adelante, bien por la devaluación de la libra británica o bien porque se cancelaba en rupias indias sin garantía en oro. ¿Cuál era entonces el siguiente paso? Aunque había mucha incertidumbre, era ya obvio que en las concesiones petroleras del Medio Oriente habría de desarrollarse un esquema de pautas comunes. Es decir, los gobiernos de la región, de modo inevitable, buscarían comparar el régimen de sus concesiones con el otorgado a sus vecinos.

En otras palabras, mientras la convergencia en el carbón británico y el petróleo americano hacia un marco común fue el resultado de un flujo continuo de inversiones hacia tierras marginales, en el Medio Oriente las cosas fueron diferentes. Un puñado de concesiones otorgadas por algunos gobiernos a unas pocas compañías internacionales, hicieron de una renta de la tierra consuetudinaria una necesidad política. Desde luego, esta necesidad se hizo sentir con mayor fuerza todavía con el desarrollo del cártel internacional del petróleo. Es así como apenas unos pocos meses luego del acuerdo de 1928 con la TPC, las tres mayores compañías petroleras del mundo – la Royal Dutch-Shell, la APOC y la SONJ – concluyeron el así llamado ‘Acuerdo Tal Cual’ (*As Is Agreement*), según el cual todo el mundo se declaraba satisfecho con su participación actual en el mercado. Por lo demás, las compañías Gulf, Stancal, Socony y Texaco se adhirieron a este acuerdo posteriormente. Pues bien, estas ‘Siete Hermanas’ controlarían de forma conjunta los mercados mundiales de petróleo, con la excepción de los EEUU donde

la fragmentación de la propiedad territorial privada y la legislación antimonopólica hizo tal control imposible. La producción estadounidense sólo podía controlarse a través de la intervención del terrateniente supremo, a saber, el propio Estado. Así, la contraparte estadounidense al cártel internacional del petróleo fue el prorrateo estatal coordinado por la Interstate Oil Compact Commission, tal como se implementó en los años siguientes.

Las Siete Hermanas fortalecieron sus vínculos mediante el uso común de sus instalaciones, desde la producción hasta la distribución. Las compañías con un déficit en la producción de crudo en relación con sus capacidades de refinación y distribución, intercambiaban esas capacidades con las compañías que, por el contrario, tenían un exceso de producción y un déficit en la refinación y distribución. Es así como la Texaco compró 50 por ciento de las concesiones de la Stancal en Bahrein y Arabia Saudita, y una transacción similar tuvo lugar en Indonesia. En Venezuela, en 1936–7, la SONJ y la Royal-Dutch Shell adquirieron una participación de 25 por ciento en la Mene Grande, hasta entonces ciento por ciento subsidiaria de la Gulf Oil. Finalmente, luego de la guerra, la SONJ y la Standard Oil of New York (Socony) se convirtieron en socios en la ARAMCO (la CASOC fue renombrada Arabian-American Oil Company en 1944). La Stancal, Texaco y SONJ retuvieron una participación de 30 por ciento, y la Socony el restante 10 por ciento.

4.3 El reparto de la ganancia 50:50

Concluida la Segunda Guerra Mundial, la necesidad política de pautas comunes pronto se extendió. Se desarrollaron fuertes vínculos entre el Medio Oriente y Venezuela. En primer lugar, las grandes compañías arrendatarias internacionales en Venezuela operaban también ahora en el Medio Oriente. En segundo lugar, el gobierno estadounidense se hallaba cada vez más involucrado. Adicionalmente, en 1949, y según ya se ha dicho, una delegación venezolana visitó la región, abriendo así la posibilidad de establecer comparaciones entre las condiciones imperantes en cada caso.

La renta de la tierra tenía por fuerza que incrementarse, dada la duplicación de los precios del petróleo luego de la guerra. En el Medio Oriente la opción obvia era moverse hacia el límite tope de 6 chelines (oro) por tonelada, tal y como estaba previsto en la concesión de la IPC. A tal fin, de ser necesario, había que jugar con los diferentes estándares de oro y con las divisas en uso. Empero, en Venezuela se había desarrollado una referencia mucho más generosa bajo la supervisión benevolente del go-

bierno de EEUU. Y resultó que el gobierno estadounidense estaba dispuesto a conceder el mismo trato a los países del Medio Oriente y, para comenzar, a Arabia Saudita, donde todas las concesiones se encontraban en manos norteamericanas.

Arabia Saudita

En 1948, 4 chelines (oro) por tonelada equivalían a alrededor de US\$ 0,21 por barril. A petición del gobierno de Arabia Saudita, con la mira en los precios al alza, la ARAMCO aceptó un aumento inmediato a US\$ 0,32 por barril. Obviamente, este incremento estaba en línea con el incremento esperado en la tasa de regalía en la concesión de la IPC, en el vecino Irak, de cuatro a seis chelines. Sin embargo, a pesar del aumento, la ARAMCO, en 1949, pagó US\$ 38 millones en renta de la tierra a Arabia Saudita y US\$ 43 millones en impuesto sobre la renta al Tesoro estadounidense. Ésta era una situación absurda y, además, la situación estaba empeorando puesto que las tasas corporativas del impuesto sobre la renta en los EEUU estaban subiendo, desde 38 por ciento en 1949 a 42 por ciento en 1950 y, finalmente, a 52 por ciento en 1952. En términos de la producción de petróleo crudo, tomándose en cuenta la partida de agotamiento, las tasas eran 27,55 en 1949, 30,45 en 1950, y 37,7 por ciento a partir de 1952. Empero, gracias a la generosa legislación estadounidense con respecto a la doble tributación, era fácil remediar la situación. La ARAMCO negoció con el gobierno de Arabia Saudita un nuevo arreglo mediante el cual, primero, la regalía en la producción en tierra firme se redujo de nuevo a US\$ 0,21 por barril, y a US\$ 0,26 para la producción costa afuera. Luego, con la ayuda de expertos estadounidenses en materia impositiva, se diseñó una Ley de Impuesto sobre la Renta con una tasa de 20 por ciento. Otra Ley creó un impuesto adicional de 50 por ciento con el objeto de asegurar una participación en la ganancia del 50 por ciento. Finalmente, este acuerdo del reparto de la ganancia 50:50 se incorporó en el contrato de concesión como un acuerdo complementario, entrando en vigencia en 1950.

La renta de la tierra por barril en Arabia Saudita creció de US\$ 0,32 a alrededor de US\$ 0,68, pero cada centavo por encima de US\$ 0,21 o US\$ 0,26 por barril, la ARAMCO lo podía acreditar, uno por uno, contra el impuesto sobre la renta por pagar en los EEUU. Fue así como en 1950 la Aramco sólo pagó US\$ 199.000 en impuestos en los EEUU, los cuales, por cierto, fueron causados en su integridad por ganancias obtenidas fuera de Arabia Saudita (Engler 1961: 223ss).

Irán

La desafortunada revisión del acuerdo de concesión de 1933, de por sí era una causa suficiente para crear nuevos conflictos en Irán.⁷ Pero, además, todo empeoró con la Segunda Guerra Mundial. El petróleo adquirió una importancia estratégica. Los Aliados, desconfiados del Cha, de inclinaciones germanófilas, ocuparon el país y lo forzaron a abdicar a favor de su hijo. El norte fue ocupado por fuerzas soviéticas, mientras los británicos ocuparon el sur.

Ya en 1943, representantes de la Royal Dutch-Shell y de algunas compañías estadounidenses visitaron Teherán, buscando concesiones fuera del área de la AIOC.⁸ El gobierno iraní contrató dos consultores estadounidenses, Herbert Hoover Jr. y A. A. Curtice, quienes llamaron la atención del gobierno sobre la reciente reforma en Venezuela (Hamilton 1962: 39ss; Elwell-Sutton 1955: 108). En 1944, también se aparecieron representantes soviéticos. Éstos incluso lograron extraer del gobierno iraní la promesa de otorgarles una concesión, por cincuenta años, cubriendo el norte del país, y mediante la constitución de una empresa conjunta. El acuerdo en este último orden de ideas era que durante los primeros 25 años los soviéticos retendrían 51 por ciento de las acciones y el gobierno iraní 49 por ciento; luego, el reparto de las acciones sería de 50:50. A su vez, las ganancias se repartirían de manera correspondiente.

Dada la turbulencia política nacional e internacional, sin embargo, el parlamento iraní se negó a otorgar concesión alguna. Más aún, esta situación de verdadera premura para dar nuevas concesiones desencadenó una investigación oficial acerca de lo sucedido con la AIOC. En 1947, el Ministro de Finanzas sugirió que el país debería seguir el ejemplo venezolano. Ello fue probablemente también la consecuencia de los primeros contactos directos entre los dos países a comienzos de ese año por medio de sus respectivas embajadas en Washington. Y en un Memorando a la AIOC en 1948, el gobierno iraní se quejó de que cuatro chelines por tonelada ya no representaban un octavo del precio del crudo iraní, sino menos de un dieciseisavo. Si se hubieran aplicado las pautas venezolanas, se sostuvo, el gobierno habría recaudado, en 1947, UK£ 22 millones en lugar de UK£ 7 millones (Elwell-Sutton 1955: 163ss).

Las negociaciones siguieron en 1948–9. El gobierno iraní una vez más se apoyó en Curtice, además de en Max Thornburg, otro consultor privado. El gobierno iraní insistió en un reparto de la ga-

⁷ El país cambió su nombre de Persia a Irán en 1935.

nancia 50:50, en atención al último desarrollo en esta materia en Venezuela. La AIOC insistió en un aumento de la regalía de 4 chelines (oro) a 6, un aumento que ya se había concedido por la IPC al gobierno iraquí en 1950 y de manera adelantada (de acuerdo con el contrato, la revisión de la regalía sólo estaba prevista para 1954). En 1947–8, tomando en consideración todos los demás pagos, la propuesta de la AIOC habría generado una renta por barril de US\$ 0,50, mientras que la propuesta iraní habría generado más bien US\$ 0,80 (Longrigg 1968: 190).

El gobierno aceptó a regañadientes la propuesta de la AIOC. Legalmente, sin embargo, este arreglo tenía que aprobarse todavía por el parlamento iraní. Es entonces, el 17 de octubre de 1949, cuando llegó a Teherán la delegación venezolana. Sus miembros habían sido instruidos de no hacer preguntas, con el fin de evitar cualquier recelo, pero de responder a todas las preguntas que se les formulara. Los funcionarios iraníes mostraron una curiosidad insaciable, y sus preguntas cubrían todas las materias relevantes (Egaña 1949b). En diciembre de 1950, el Parlamento rechazó aquel arreglo, siguiendo la recomendación de un Comité presidido por Mosadeq. Luego, en enero de 1951, el gobierno de Arabia Saudita y la ARAMCO hicieron público su acuerdo de reparto de la ganancia de 50:50. Ahora, con todo apremio, la AIOC quería suscribir el mismo principio, pero ya era demasiado tarde. En abril Mosadeq fue designado Primer Ministro; la nacionalización siguió en mayo.

No cabe duda de que los EEUU veían con beneplácito el fin del monopolio británico, (Longrigg 1968: 163). Además, el Departamento de Estado estadounidense esperaba que una nueva concesión fuera otorgada no a la AIOC, sino a un consorcio de compañías británicas, estadounidenses, holandesas, y francesas. Sin embargo, el gobierno iraní deseaba una ruptura con su pasado semi-colonial y, después de todo, existía un precedente: México. Empero, siguió un boicot internacional del petróleo iraní y, finalmente, en 1953 un golpe de estado apoyado por la Agencia Central de Inteligencia (CIA) derrocó al gobierno de Mosadeq. La concesión de la AIOC fue renovada el año siguiente. Aun cuando la nacionalización se mantuvo formalmente, fue abolida en sustancia, pero el monopolio británico en Irán había terminado. Un consorcio internacional operaría la concesión. La AIOC, ahora renombrada British Petroleum (BP), retuvo sólo una participación de 40 por ciento aunque, claro está, sí recibió una compensación por el restante 60 por ciento. Las compañías estadounidenses también recibieron un 40 por

⁸ En 1935 la AIOC fue renombrada Anglo-Iranian Oil Company (AIOC).

ciento. La SONJ, Texaco, Socal, Gulf y Socony recibieron 7 por ciento cada una, y 5 por ciento fue a parar en las manos de un grupo de compañías estadounidenses independientes. Por último, la Royal Dutch Shell se aseguró un 14 por ciento y la CFP un 6 por ciento. La concesión iba a durar 25 años, con una opción de renovación por otros 15 años. Y el gobierno recibió una participación en la ganancia de 50 por ciento.

Conclusiones

El acuerdo en Irán sobre la distribución de la ganancia 50:50 fue el último en concluirse, pues ya éste había sido introducido en todos los demás países exportadores de petróleo, incluyendo a Indonesia. Con todo, sí hubo diferencias formales aunque menores. Fuera de Arabia Saudita, la regalía fija por tonelada se transformó en general en una regalía de un octavo. Así, la referencia estadounidense terminó por imponerse en todas partes. Lo que vino a causar cierta irritación, pero dentro de los EEUU, fue el hecho de que las compañías estadounidenses se las habían arreglado de manera que el aumento de la renta de la tierra recayera, íntegramente, en el Tesoro estadounidense.⁹

Gran Bretaña, el envejecido poder colonial, fracasó dos veces en Irán en su intento de mantener su propia posición, que era mucho menos ventajosa para este país. Los ingresos provenientes del petróleo iraní eran importantes no sólo para el gobierno británico, sino también para la deprimida economía británica. Cabe destacar que la delegación venezolana que visitó el Medio Oriente no jugó papel alguno en Arabia Saudita, que fue el primer país de la región en obtener un acuerdo de distribución de la ganancia 50:50. A petición de la ARAMCO, el gobierno saudita le negó las visas a la delegación venezolana. Los venezolanos habrían presentado una versión del acuerdo 50:50 basado en el ejercicio de la soberanía, mientras que en el Medio Oriente e Indonesia ese acuerdo, incluyendo el impuesto sobre la renta, era parte de una relación contractual.

Al igual que en Venezuela, ahora se rescribió la historia también en el Medio Oriente. Para consolidar el principio del reparto 50:50, se alegó que éste estaría profundamente arraigado en el pasado. En efecto, en 1960 un director de la SONJ, H. W. Page, afirmó que antes de la Segunda Guerra Mundial, en el Medio Oriente cuatro chelines (oro) por tonelada ‘más los otros pagos a los gobiernos, representaban en promedio cerca de un 50 por ciento de la ganancia’. Sin embargo, luego de la Guerra, la

⁹ Engler (1961: Cap. VIII) reseña extensivamente las apelaciones respectivas en el Senado estadounidense.

inflación y el rápido crecimiento de los precios del crudo, aunado al impuesto sobre la renta corporativa mayor en los Estados Unidos y el Reino Unido, condujeron a que las compañías petroleras ‘reconocieran que el pago fijo de regalía ya no aportaba la división equitativa intentada originalmente, y que pagos adicionales de regalía no eran ni prácticos económicamente, ni un método permanente de mantener la equidad entre las partes’. Así, ‘el 50/50 fue el resultado de ese reconocimiento de la necesidad de restaurar la equidad que había sido frustrada por los dramáticos cambios de las condiciones, más allá del control de ambas partes amén de ser imprevistas cuando esos acuerdos se negociaron’ (citado en Penrose 1971: 168).

El hecho es que a lo largo del período que duró la regalía fija, es decir, de 1925 a 1950, ‘el gobierno iraquí recibió UK£ 40 millones y la IPC se quedó con una ganancia neta de UK£ 76 millones. El reparto global de las ganancias fue de 35:65 a favor de la IPC’ (Mikdashi 1966: 106, 275). Más aún, el sistema incorporado en esta concesión para ajustar la regalía fija de 4 chelines luego de veinte años, no incluía referencia alguna a ninguna participación específica en la ganancia. En el caso de Arabia Saudita, el gobierno originalmente pidió una participación en la ganancia de 30 por ciento, pero la Stancal rechazó esta propuesta por considerarla demasiado onerosa. La contra-oferta era de 4 chelines por tonelada, lo cual, obviamente, la compañía debe haber considerado como menos onerosa (Philby 1964: 80, 89). De igual manera es difícil de creer la declaración del presidente de la AIOC, poco después de su nacionalización, en la que alegaba que el incremento de la regalía de 4 a 6 chelines (oro) por tonelada habría sido equivalente a un reparto de la ganancia 50:50. La diferencia habría sido ‘que en años de altos márgenes de ganancias, v.g. 1950, el sistema de 50/50 arrojaría ingresos más elevados para el gobierno persa; mientras que en años de márgenes relativamente bajos de ganancia, la regalía por tonelada sería mejor para el gobierno’ (citado en Mikdashi 1966: 154).

Fuera como fuere, las compañías arrendatarias internacionales clamaban por una distribución de la ganancia 50:50 como el compromiso definitivo. En las palabras del Presidente de la SONJ, para entonces la mayor compañía petrolera en el mundo:

El reparto 50:50 libera al país de cualquier riesgo financiero y coloca el riesgo sobre la compañía, que está en posición de evaluarlo y repartirlo en la búsqueda de petróleo sobre muchas áreas. Cualquiera otra base que no sea la del 50:50 podría desequilibrar los intereses en juego, lo que reduciría lo atractivo del negocio para una u otra de las partes. El 50:50 representa un principio comprobado destinado a perdurar por muchos años para mantener la igualdad de in-

tereses de las partes a través de todos los aspectos de una relación inevitablemente compleja. (Citado en Mikdashi 1966: 141)

Estas palabras fueron pronunciadas en marzo de 1958, y sólo unos pocos meses más tarde, en diciembre específicamente, el acuerdo de reparto de la ganancia 50:50 llegó a su fin en aquel país donde dicho acuerdo no era parte de las relaciones contractuales: en la soberana República de Venezuela.

4.4 El fracaso del compromiso

Las compañías internacionales tenían en su poder las tierras petroleras más productivas del mundo, pagando, con un reparto de la ganancia 50:50, la misma renta de la tierra y los mismos impuestos que en las tierras marginales de los EEUU. Empero, la producción de estas tierras marginales determinaba los precios en el mercado mundial (tomándose en cuenta, desde luego, los costos de transporte). Así, a comienzos de los años 1950, el precio cotizado de un barril de West Texas Sour (36° API) era US\$ 2,44, mientras que el precio de un barril de crudo comparable en Arabia Saudita era US\$ 1,79. Pero las diferencias en productividad eran aún mayores. Tariki, en cierto momento Ministro de Petróleo de Arabia Saudita, estimó el promedio de la tasa de ganancia de la ARAMCO, después de los impuestos, en 57,6 por ciento. Mikdashi calculó que esa tasa para la IPC fue 56,6 por ciento para los años 1952 a 1961; de 69,3 por ciento para el Consortium en Irán (1955–64); y superior a 150 por ciento para la KOC (1954–60) (Mikdashi 1966: 181, 221; y Mikdashi 1972: 141). Por comparación, la tasa de ganancia promedio de las compañías en Venezuela, de 22 por ciento para el período de 1947 a 1957, lucía más bien modesta (Venezuela, Ministerio de Minas e Hidrocarburos 1961: 115), aunque hay que tener presente que esta tasa era un promedio entre un gran número de compañías. La tasa correspondiente a las tres grandes, que tenían las tierras petroleras más productivas, duplicaba la magnitud en cuestión.

Las ganancias eran muy elevadas de verdad, y ello era evidente. Las nuevas concesionarias en el Medio Oriente siempre le ofrecían a los países propietarios del recurso rentas de la tierra significativamente mayores y, en adición, como novedad – ni tan nueva, en realidad, dado que ya había estado presente en la concesión D'Arcy – una participación en el capital de las compañías que manejarían la concesión. De manera más espectacular, en 1957 el Ente Nazionale de Idrocarburi (ENI), la compañía petrolera nacional italiana, ofreció al gobierno iraní, además de una participación del 50 por ciento en la ganancia, una participación del 50 por ciento en el capital de la empresa conjunta explotando la concesión. Más aún, esta participación en el capital era libre de riesgo, pues sólo se haría efectiva en caso de

éxito. Los costos del fracaso correrían exclusivamente a cargo de la ENI. Con este arreglo la participación en la ganancia era 75:25 en favor de Irán. Ni la fuerte presión ejercida por las grandes compañías petroleras sobre la ENI, ni la intervención personal del embajador estadounidense en Teherán ante el Cha, pudo detener la firma de ese contrato. Al año siguiente compañías canadienses y estadounidenses firmaron otros dos contratos de este tipo. En otra parte del mundo, en Venezuela, en 1956–7 el gobierno obtuvo en una ronda de licitación tasas de regalía de hasta 25 por ciento, y los bonos pagados totalizaron US\$ 700 millones.

Era obvio que las concesiones más viejas podían pagar rentas de la tierra mayores, y más temprano que tarde los gobiernos de los países exportadores así lo iban a exigir. En Venezuela, en enero de 1958, un golpe de Estado llevó a la formación de un nuevo gobierno provisional, el cual debía organizar elecciones democráticas. Para entonces el Estado se encontraba en medio de una crisis fiscal, a pesar de los elevados ingresos de los años recientes. Por su parte, la industria petrolera venezolana estaba floreciendo como consecuencia de la crisis del canal de Suez de 1956–7. En 1957 los niveles de ganancia habían subido, en promedio, a 32 por ciento. Así, la solución más fácil de la crisis bajo comentario era hacer pagar a las compañías petroleras. Como no había un Congreso elegido, el gobierno provisional legislaba por decreto, y elaboró secretamente una reforma de la Ley del Impuesto sobre la Renta. El Presidente Edgar Sanabria promulgó la reforma en diciembre, pocos días después de las elecciones generales, y justo a tiempo para aplicarla al año fiscal que estaba por finalizar. Las compañías petroleras fueron tomadas completamente por sorpresa. La tasa máxima del impuesto sobre la renta se aumentó de 28,5 a 47,5 por ciento. En consecuencia, los ingresos fiscales petroleros sumarían US\$ 914 millones en 1958, y las ganancias netas US\$ 523 millones. De esta manera el reparto de la ganancia pasaba entonces a ser 64:36 a favor del gobierno.

El presidente de la Creole, H. W. Haight, indignado, inmediatamente envió una carta al Ministro de Minas e Hidrocarburos, quejándose porque las compañías no habían sido consultadas. También reclamó que tampoco se había tomado en consideración ‘el equilibrio que se ha buscado obtener entre la participación del gobierno y la de la industria petrolera, mediante la fórmula del 50:50’, y pidió al gobierno que reconsiderara su actuación. Mientras tanto, se le daría a conocer ‘las medidas que gradualmente tengamos que tomar, en resguardo de los intereses de la Compañía, para contrarrestar los efectos de un aumento impositivo que no se compadece con la situación actual de un excedente enorme de ca-

pacidad productiva mundial’ (citado en Mejía Alarcón 1972: 122ss). Ese mismo día, el Presidente de la Creole dejó el país por las vacaciones de Navidad e hizo la siguiente afirmación en el aeropuerto:

Con esta acción Venezuela se convierte en el primer país del mundo que rompe con el llamado 50:50, principio que divide igualmente los beneficios de la industria, no tomando en consideración los derechos adquiridos e ignorando la obligación moral, si no legal, de negociar esta ruptura con las partes interesadas. Algunos países productores de petróleo recientemente han llegado a algunos acuerdos petroleros que se apartan del 50:50, pero en ningún caso las concesiones existentes o los convenios fiscales han sido modificados. (World Petroleum 1959: 16)

El Ministro de Minas e Hidrocarburos respondió inmediatamente que la reforma fiscal ‘no daña ningún derecho adquirido, ni modifica ningún convenio existente con las empresas petroleras, pues el llamado régimen del 50-50 emana de la propia ley y no de ningún convenio formalizado al respecto’. Más aún, ‘la reforma mantiene, en toda su integridad, el régimen contractual en materia de concesiones’. Todo lo que había sucedido era una modificación de la ley del impuesto, ‘que afecta por igual a todos los contribuyentes y que como reforma tributaria, compete única y exclusivamente a la soberanía nacional’ (citado en Mejía Alarcón 1972: 22ss).

Haight no regresó de sus vacaciones de Navidad. Para el gobierno entrante – una vez más presidido por Rómulo Betancourt – reconsiderar el incremento de los impuestos estaba fuera de cuestión. Por el contrario, el nuevo gobierno hubo de enviar una delegación al Medio Oriente para persuadir a todos los países exportadores de petróleo en la región de la necesidad de seguir el ejemplo venezolano. El régimen conciliatorio del petróleo internacional, tan cuidadosamente elaborado, centrado en el reparto de la ganancia 50:50 y respaldado por la referencia estadounidense, estaba a punto de colapsar.

5 LOS TERRATENIENTES SOBERANOS

5.1 Los precios del petróleo y el control de la producción

El límite inferior de largo plazo para los precios del petróleo en los EEUU venía dado, históricamente, por los costos de producción marginales más la renta de la tierra consuetudinaria. Los precios en el mercado mundial, por otra parte, giraban alrededor de los precios estadounidenses debido a la importancia de este país como productor. Mientras los EEUU fueron un exportador neto de petróleo – hasta 1947 – y el Golfo de México era su centro principal de exportación, la fórmula que el cártel petrolero internacional acordó para calcular los precios, igualaba los precios cif¹ en todas partes del mundo a los precios fob² en el Golfo de México más los costos de transporte, sin importar la procedencia real del petróleo. En consecuencia, el petróleo estadounidense era competitivo en cualquier parte del mundo. Empero, una vez que los EEUU se convirtieron en importadores, se adoptó una nueva fórmula según la cual los precios fob del petróleo en los países exportadores habrían de ser igual a los precios petroleros domésticos cif Nueva York, el principal centro de importación, menos los costos de transporte desde los países exportadores a Nueva York. En otras palabras, los precios de las importaciones, cualquiera fuese su origen, eran fijados competitivamente con relación al mercado estadounidense. Por ejemplo, en marzo de 1959 el precio cotizado de un barril de West Texas Sour, 36^o API, era US\$ 2,83; la fórmula de precios en cuestión producía un precio fob para un barril de petróleo Árabe Ligero de US\$ 1,94 (Frank 1966).³

Para mantener la integridad de esta estructura de precios se requería del control de la producción. En los EEUU, éste se basaba en el prorrateo estatal de los principales estados productores de petróleo, coordinado nacionalmente después de 1935 por la Interstate Oil Compact Commission (IOCC).⁴ Oficialmente, el prorrateo no tenía relevancia para los precios sino sólo para la conservación. Era ésta una ficción legal, pero de gran importancia, ya que sin ella el prorrateo nunca habría sido convalidado por la Corte Suprema de los EEUU. Desde comienzos de la década de los años cincuenta, los gobiernos canadiense y venezolano asistieron a las reuniones de la IOCC como observadores, pues es-

¹ *Cost, insurance, freight* (costo, seguro, flete).

² *Free on board* (libre a bordo).

³ Estas estructuras de precios se conocen como ‘sistemas de puntos básicos’. (Machlup 1949)

⁴ Posteriormente renombrada Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC).

tos países eran los principales proveedores de petróleo importado. Canadá era de hecho un importador neto – importando en el este, exportando en el oeste – basándose a su vez en Venezuela como su principal proveedor. Siguiendo el ejemplo de los EEUU, en Canadá la producción también estaba sujeta al prorrateo en las provincias productoras. Y el cártel internacional del petróleo controlaba la producción en Venezuela y en los demás países exportadores (United States Senate 1952: *passim*).

Pero el cártel se debilitó cuando la competencia se intensificó luego de la Segunda Guerra Mundial. Así, en 1945, existían 28 compañías estadounidenses participando de manera significativa en el negocio petrolero en el Medio Oriente; en 1958, la cifra ya ascendía a 190 (Frank 1966: 91). En Venezuela, en la ronda de licitación de 1956–7, se les otorgó importantes concesiones a unas treinta compañías, la mayoría de las cuales eran compañías estadounidenses independientes (Vallenilla 1973: 220ss). Y en aquel entonces Venezuela todavía era el mayor exportador de petróleo del mundo. Al mismo tiempo, la producción de petróleo crudo estadounidense fue perdiendo importancia rápidamente. En 1945, representaba todavía el 61 por ciento del total mundial, pero en 1959 ya no representaba sino el 36 por ciento. Más aún, la producción estadounidense se estaba acercando a su máximo, y los costos de producción de los pozos marginales se iban al alza, mientras en los países exportadores de petróleo los costos promedios estaban cayendo. En el Medio Oriente, este promedio, en 1959, era alrededor de US\$ 0,20 por barril; en Venezuela, era el doble; pero en los EEUU los pozos marginales producían a costos por encima de los dos dólares.

Así, mientras el porcentaje de la producción mejor controlada se estaba reduciendo, la estructura internacional de los precios se hallaba expuesta a tensiones crecientes por las enormes diferencias en los costos de producción y en la rentabilidad. La solución de mercado habría sido, desde luego, precios menores, pero éstos amenazaban la existencia misma de los pozos petroleros marginales en los EEUU. De un total aproximado de 600 mil pozos petroleros, 400 mil estaban clasificados como pozos marginales exentos del prorrateo. Aunque ellos representaban dos tercios de los pozos, sólo contribuían con un quinto de la producción doméstica; pero estos pozos eran de enorme importancia política y económica en los Estados productores. Por otra parte, unos precios menores habrían traído aparejados, para los países exportadores de petróleo, pérdidas sustanciales de ingresos fiscales. En consecuencia, tanto el gobierno de los EEUU como los gobiernos de los países exportadores de petróleo tenían buenas razones para intervenir en el mercado.

En respuesta al debilitamiento del cártel petrolero internacional, el gobierno estadounidense ya estaba promoviendo, desde mediados de los años cincuenta, un programa voluntario de restricciones a las importaciones (Shaffer 1968; Bohi y Russell 1978). Sin embargo, al incrementarse el número de compañías importadoras, la cooperación voluntaria iba pronto a dejar de funcionar. En 1954 eran dieciséis las compañías que importaban petróleo crudo a los EEUU, pero en 1958 ya ascendían a 61 (Shaffer 1968: 23). En particular, algunos de las recién llegadas a Venezuela desecharon abiertamente las restricciones voluntarias y, con el fin de penetrar el mercado estadounidense, ofrecían descuentos de hasta US\$ 0,70 por barril. Así, mientras la producción doméstica de petróleo crudo sufrió restricciones de 7,2 millones de barriles diarios en 1957 a 6,7 millones en 1958 para mantener los precios, las importaciones se elevaron de un millón de barriles diarios a 1,4 millones. En un esfuerzo por contener la crisis que se aproximaba, los gobiernos de los EEUU y Canadá enviaron una delegación conjunta a Caracas para explicarle al gobierno provisional la importancia de la restricción voluntaria de importaciones. La delegación también llamó la atención del gobierno venezolano en relación con los descuentos ofrecidos por las nuevas concesionarias (Acosta Hermoso 1969, 1971a, 1971b; Tugwell 1975). Pero fue en vano, pues el interés del gobierno venezolano no se concentraba en la cuestión de los precios, sino en los ingresos fiscales. Y ya estaba muy ocupado preparando el importante incremento en las tasas del impuesto sobre la renta, con el cual puso fin al reparto 50:50 de las ganancias en diciembre de ese año.

Como los precios continuaban debilitándose, en marzo de 1959 el Presidente Eisenhower introdujo cuotas de importación obligatorias y, en represalia al decreto de Sanabria, Venezuela perdió su acceso tradicionalmente privilegiado al mercado estadounidense. La estructura internacional de los precios del petróleo se estaba dividiendo. En los EEUU y el Canadá los pozos petroleros marginales continuarían determinando precios altos; en el resto del mundo, incluida Venezuela, los precios continuarían cayendo durante la década siguiente. Dado el bajo nivel de los costos de producción en los países exportadores de petróleo, había razones para temer una caída fuerte, y Venezuela en particular corría el peligro de quedarse atrapada entre niveles mayores de la renta de la tierra y precios declinantes. El gobierno recién electo – otra vez encabezado por Betancourt – estableció a toda prisa una Comisión Coordinadora de la Conservación y el Comercio de Hidrocarburos (CCCCH) con el fin de procurar la ‘conservación del petróleo y del gas, riquezas naturales no renovables y también medidas de restricción de la

producción y del comercio, con miras a una razonable estabilidad de precios y mercados’ (citado en Pérez Alfonso 1967: 175ss).

La premura obedecía a la proximidad del Primer Congreso Árabe de Petróleo, al cual también habían sido invitados, como observadores, Venezuela e Irán. Los países exportadores de petróleo, Arabia Saudita incluida, ya se habían reunido en 1951, con ocasión del Primer Congreso Nacional de Petróleo en Caracas. Se reunieron por segunda vez en abril de 1959, en El Cairo, menos de tres años después de la nacionalización del Canal de Suez en 1956. Éste fue el trasfondo político propicio para el encuentro secreto de algunos de los jefes de delegación –entre ellos Pérez Alfonso de Venezuela, Farmanfarmayan de Irán, Tariki de Arabia Saudita, Omar de Kuwait– el cual culminó en el denominado ‘Pacto de Caballeros de El Cairo’. Los jefes de delegación ‘se comprometieron a llevar a sus respectivos gobiernos la idea de constituir, tan pronto como fuese posible, una *Comisión Petrolera de Consulta*, en el seno de la cual se podrían discutir problemas comunes para llegar a soluciones concurrentes’. Más específicamente, se acordó que ‘debían tratar de mantener la estructura de los precios, ya que los precios tienen que influenciar el nivel de participación de los países productores en los beneficios petroleros’, y que ‘cualquier cambio [de precios] debía ser discutido con antelación y ser aprobado por todas las partes interesadas’. Por último, pero no menos importante, los signatarios también reconocieron la ‘necesidad de establecer en cada país organismos para coordinar, desde el punto de vista nacional, la conservación, producción y explotación del Petróleo’ (citado en Acosta Hermoso 1969: 17ss. *Itálicas en el original*).

Regresando a Venezuela, el gobierno siguió adelante con la idea del prorrateo. En un cambio de política con respecto a los gobiernos previos, el Ministro de Minas e Hidrocarburos, Pérez Alfonso, declaró su hostilidad hacia las compañías recién llegadas en 1956–7: ‘Si ellas tuvieran que cerrar o vender sus haberes por verse cada vez más acosadas entre los crecientes costos de los impuestos venezolanos, mano de obra y otros, y las restringidas oportunidades de venta en los mercados, ello contaría con el beneplácito del gobierno’ (Pérez Alfonso 1960: 143ss). De hecho, la CCCCH negó repetidamente permisos de exportación de embarques a precios fuertemente descontados. Pérez Alfonso también invitó al país a expertos de la Texas Railroad Commission para preparar un sistema de prorrateo. Sin embargo, su esperanza de que el gobierno estadounidense reconsiderara su posición con respecto al acceso privilegiado de Venezuela al mercado estadounidense – el slogan era *Trato Hemisférico* – no se materializó,

ni tampoco la esperanza del gobierno estadounidense y de las compañías internacionales de que el gobierno de Betancourt reconsiderara el decreto de Sanabria. Peor aún, en el Pacto de Caballeros de El Cairo, Venezuela urgía a los demás países exportadores a aumentar también su participación en las ganancias a un mínimo de 60 por ciento, con el fin de ‘ponerse en paridad con la reciente actitud venezolana y con la tendencia de los nuevos contratos en otros países’ (citado en Acosta Hermoso 1969: 17ss).

El Pacto de Caballeros condujo a la fundación de la OPEP en septiembre de 1960, luego de una nueva caída de los precios en el mercado mundial, caída que ya no afectaba a los protegidos mercados domésticos estadounidenses. Empero, en la resolución fundadora de la OPEP no se hallaba un sentimiento de gran entusiasmo por la regulación de la producción, la cual sólo se mencionó ‘entre otros medios’ para estabilizar los precios (OPEP, Res. I.1).⁵ En realidad, el prorrateo era un problema urgente sólo para Venezuela. En 1960, este país contribuía con un 30 por ciento al total de las exportaciones mundiales, ya disfrutaba de una renta de la tierra por barril relativamente alta, y se estaba acercando a su madurez como país productor. La relación de la producción anual a las reservas probadas era de 1:17, mientras que en los otros países exportadores de petróleo esta relación oscilaba entre 1:33 (Qatar) y 1:111 (Arabia Saudita). Por consiguiente, las exportaciones venezolanas durante los años sesenta se incrementarían en promedio sólo 2,7 por ciento anualmente, mientras que las exportaciones del Medio Oriente crecerían en un 10,9 por ciento. En conclusión, en esta región, incluso con ingresos fiscales por barril decrecientes bien se podían generar ingresos fiscales totales crecientes y, más todavía, aún quedaba espacio para ingresos fiscales crecientes por barril a pesar de que los precios estuvieran cayendo. En otras palabras, aunque el Pacto de Caballeros afirmó que ‘los precios tienen que influenciar el nivel de participación de los países productores’, bajo las circunstancias dadas ello no era necesariamente el caso.

Además, existía también una importante diferencia política. En Venezuela, país soberano, las concesiones estaban sujetas a la jurisdicción y legislación nacionales, mientras en el Medio Oriente éstas se hallaban sujetas a leyes y arbitraje internacionales. Por lo tanto, las cuotas de producción de la OPEP requerirían o bien el consentimiento de las compañías – e, indudablemente, también el consentimiento de

⁵ Los números romanos se refieren a la Conferencia, los números árabes se refieren a la Resolución.

los países consumidores – o bien la voluntad de los países productores de petróleo de imponerlas unilateralmente. De manera que cuando la OPEP, ante la insistencia de Venezuela, finalmente adoptó cuotas de producción durante 1965–6 y 1966–7, las compañías internacionales amenazaron con arbitrajes internacionales y, como se demostró entonces, estos países todavía no se encontraban en posición de poder imponerlos unilateralmente. Ello no era en verdad sorprendente, pues las cuotas representaban lo último que las compañías petroleras, o los países consumidores, podrían aceptar jamás. Como los señaló un antiguo Secretario General de la OPEP:

La capacidad de las grandes compañías de manipular la producción en el Medio Oriente constituía y constituye un arma poderosa que ha sido usada contra países individuales de esta región, y que sin duda seguirán usando. La aceptación de éstas a operar dentro de un programa conjunto de producción de la OPEP, habría significado, efectivamente, deshacerse de un arma que les había permitido soportar muchas tormentas en el pasado, ya que el programa de producción es esencialmente un instrumento con el cual la OPEP misma se hace cargo, en vez de las compañías petroleras, de la responsabilidad del nivel de producción para toda el área de la OPEP así como de cada país miembro. (Lutfi 1968: 68)⁶

A pesar de que para aquel entonces todas las partes involucradas se habrían sentido felices de poder mantener la vieja estructura de precios, el conflicto de fondo sobre la propiedad del recurso natural no permitió la cooperación en el control de la producción. Los Estados terratenientes estaban firmemente determinados a incrementar su participación económica y política, esto es, a poner fin al viejo régimen que toleraba, por decirlo así, los terratenientes privados y públicos sólo como ‘socios durmientes’. Por su parte, las compañías y los países consumidores también estaban determinados a evitar que aquéllos se convirtieran en participantes activos. Inevitablemente, pues, los precios continuaron declinando en los años sesenta, pues la competencia entre las compañías, en su condición de productoras, se intensificó. Pero esta competencia entre las compañías en cuanto arrendatarias, fortaleció la posición de los países exportadores de petróleo. Las recién llegadas, a pesar de que sólo obtuvieron los remanentes de las grandes concesiones otorgadas entre las dos guerras mundiales, demostraron que podían y que estaban dispuestas a aceptar condiciones económicas y políticas que fueran más favorables para los Estados terratenientes.

⁶ Lutfi fue secretario general de la OPEP en 1965/6.

5.2 Regímenes fiscales y precios del petróleo

El Pacto de Caballeros de El Cairo condujo a la creación de la OPEP, siendo el hecho desencadenante la decisión de las compañías arrendatarias internacionales de reducir los precios cotizados. En agosto de 1960, la Aramco rebajó el precio cotizado del petróleo Árabe Ligero de US\$/b 1,94 a US\$/b 1,80. Aunque no se trataba de una reducción dramática, sí era alarmante pues el vínculo histórico con los precios domésticos en los Estados Unidos de América se había roto. Los países petroleros temieron que siguieran reducciones mucho más severas. Así, unas pocas semanas más tarde, los Ministros de Petróleo de Arabia Saudita, Venezuela, Irak, Irán, y Kuwait se reunieron en Bagdad, fundando la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Países Miembros de la OPEP

1960	Irán, Iraq, Kuwait, Saudi Arabia, Venezuela
1961	Qatar
1962	Indonesia, Libya
1967	Emiratos Árabes Unidos ^a
1969	Argelia
1971	Nigeria
1973	Ecuador ^b
1975	Gabón ^c

a. Hasta 1974 Abu Dhabi.

b. Ecuador abandonó la OPEP en 1992.

c. Gabón abandonó la OPEP en 1995.

Los precios de realización, los precios cotizados y los precios de referencia fiscal

La resolución con la que se funda la OPEP, por razones obvias, centró su atención especialmente en los precios. Ella urgía a los países miembros a que trataran ‘de restablecer los precios actuales, por todos los medios a su alcance, a los niveles prevalecientes antes de las reducciones’ (OPEP Res. I.1). Ya Venezuela estaba haciendo todo lo posible a través de la recientemente creada CCCCH. Y no deben haber dudas de que intentó restaurar los precios de mercado o, como se llamaban en Venezuela, los precios de realización. Por lo demás, éste era el único país miembro donde el impuesto sobre la renta se basaba en dichos precios. En el Medio Oriente se basaba en los precios cotizados, es decir, en los precios publicados por las compañías y aplicados en ventas a terceros. (De hecho, previamente a la intro-

ducción del reparto 50:50 de la ganancia, en el Medio Oriente no existían precios cotizados). Por consiguiente, los cuatro Estados del Golfo simplemente notificaron a las compañías petroleras que en su opinión las recientes reducciones en los precios cotizados no se justificaban; su problema consistía en presionar a las compañías para que, de una manera u otra, restauraran los precios cotizados a su nivel anterior (Acosta Hermoso 1969: 18).

Pero las compañías se negaron rotundamente a cooperar con la OPEP e incluso a reconocer su existencia. Sin embargo, en lo concerniente a los precios cotizados, éstos no se ajustaron de nuevo hacia la baja, aun cuando los precios de mercado sí continuaron cayendo. Pero para la OPEP ello no era suficiente, y en su IV. Conferencia, en abril y junio de 1962, se decidió a actuar. Como ‘las compañías petroleras no han tomado hasta ahora ninguna medida para restaurar los precios a los niveles existentes antes de agosto de 1960’, la Conferencia recomendó que los países miembros deberían asegurarse que los impuestos ‘se paguen con base en los precios cotizados, no inferiores a los establecidos antes de agosto de 1960’. Y si dentro de un período razonable no se hubiera logrado algún arreglo satisfactorio, ‘los Países Miembros se consultarán entre sí con el fin de tomar aquellas medidas que juzguen necesarias para restaurar los precios del petróleo crudo al nivel que prevalecía antes del 9 de agosto de 1960’ (Res. IV. 32). La OPEP hablaba ahora, como se ve, de precios cotizados que serían transformados en precios de referencia fiscal, con independencia de los precios de mercado decrecientes. Por consiguiente, la caída de los precios de mercado ya no tenía porqué afectar los ingresos fiscales.

La regalía

En su IV. Conferencia, la OPEP retomó de nuevo la cuestión de la participación mínima de 60 por ciento en las ganancias, lo cual debía lograrse por la vía que ya se había señalado en el Pacto de Caballeros de El Cairo. ‘Los impuestos, preferentemente el de la renta, debían tratarse como elementos separados de las participaciones’ (citado en Acosta Hermoso 1969: 17ss). Efectivamente, el reparto 50:50 de la ganancia era una cosa rara, pues se refería a la suma de la regalía, la renta de la tierra emblemática en la minería, y el impuesto sobre la renta, en propiedad un impuesto que tenía que pagar cualquier empresa – petrolera y no petrolera por igual – que obtuviese ganancias. Por lo tanto, la OPEP arguyó que siendo el petróleo ‘una riqueza no renovable’, ‘de conformidad con los principios reconocidos y la práctica generalmente observada en el mundo’, los países miembros tenían derecho a una compensación ‘por el valor

intrínseco' de ese petróleo, 'aparte de sus obligaciones con respecto al impuesto sobre la renta'. Sin embargo, bajo los arreglos actualmente vigentes, 'no se paga en general ninguna compensación por el valor intrínseco del petróleo', ya que las regalías establecidas 'son tratadas como créditos contra las obligaciones del impuesto sobre la renta'. Sin lugar a dudas, tal como estaba estructurado el impuesto adicional del 50 por ciento, el pago de regalía era irrelevante; pues sin regalía, el resultado todavía habría sido una participación en la ganancia de 50 por ciento. En consecuencia, los países miembros deberían dirigirse a las compañías 'con la finalidad de elaborar una fórmula por medio de la cual se fijarán pagos por regalía a una tasa uniforme que los Miembros consideren equitativa, y que no se tratará como un crédito contra obligaciones del impuesto sobre la renta' (Res. IV.33).

Además, un memorando que acompañó esta resolución profundizó aún más en las diferencias conceptuales entre regalía e impuesto sobre la renta:

La regalía tiene que pagarla el arrendatario al propietario del yacimiento en explotación. (...) Puede considerársele bien como renta o como compensación por el consumo de un recurso no renovable entregado a disposición del arrendatario, o bien como un pago por el valor intrínseco de la materia prima producida. (...) El impuesto sobre la renta, por otro lado, es (...) un tipo distinto de obligación con el gobierno del país con respecto a las ganancias netas. (...) Cuando el propietario del yacimiento no es el gobierno, la separación de la regalía del impuesto sobre la renta no constituye ningún problema ya que el acreedor es distinto en cada caso. Sin embargo, cuando sucede que el gobierno es el propietario de los yacimientos arrendados, la diferencia fundamental mencionada más arriba puede hacerse poco clara ya que tanto la regalía como el impuesto sobre la renta deben pagarse a la misma persona. (Citado en Rouhani 1971: 222ss)

Eso es lo que, se suponía, había ocurrido en el Medio Oriente. Aunque 'se supone que las compañías pagan impuestos sobre la base del 50 por ciento de su ingreso neto, su práctica actual de deducir las regalías de las sumas debidas bajo las estipulaciones de las leyes de impuesto sobre la renta, significa que o bien no pagan toda su parte de impuestos sobre una base de 50 por ciento, o bien que pagan correctamente los impuestos pero están evadiendo por completo el pago de las regalías'. Más aún, la tasa de un octavo establecida en los contratos de concesión fue juzgada insatisfactoria:

[En los EEUU] las regalías por pagar varían del 12,5 por ciento a 25 por ciento y son del todo distintas del impuesto sobre la renta y otros impuestos. En Venezuela, la tasa más baja es de 16,67 por ciento, mientras la más alta es de 25 por ciento.⁷ Una tasa del 20 por ciento se aplica en el caso de los acuerdos recientes en Arabia Saudita y Kuwait. (...) Constituye una considera-

⁷ En realidad, en Venezuela la tasa de regalía más alta fue de un tercio – y no de un cuarto – pagada por la Sinclair en una concesión adquirida en 1944.

ción de importancia sobresaliente el hecho de que en los EEUU y en el Canadá la tasa de regalía pagable a veces se incrementa proporcionalmente a las esperanzas de un descubrimiento de petróleo y a la producción efectiva de un pozo. Tomando en cuenta que las reservas existentes en el Medio Oriente son abundantes y que la producción efectiva por pozo es abrumadoramente alta, parece que un mínimo de 20 por ciento sería una tasa justa y equitativa de aplicar a la regalía en la región. (Citado en Rouhani 1972: 222ss)

Obviamente, una regalía del 20 por ciento, más un impuesto sobre la renta de 50 por ciento, siempre garantizaría una participación en la ganancia, como mínimo, de 60 por ciento. Venezuela, país soberano, había dado término al reparto 50:50 de la ganancia aumentando el impuesto sobre la renta. En el Medio Oriente, los países exportadores tenían que recurrir a la negociación, y estos argumentos sobre la contabilidad de la regalía como costo y sobre las tasas de regalía les proveían con un buen punto de partida.

Las negociaciones

Las negociaciones se iniciaron inmediatamente después de la IV. Conferencia. Sin embargo, las compañías petroleras seguían insistiendo en no reconocer a la OPEP y, por lo tanto, insistieron en negociar con cada país individualmente. Así, las compañías asociadas en el Consorcio Internacional que operaba en Irán conversaron con el entonces Secretario General de la OPEP, Fouad Rouhani, sólo en su calidad de representante del gobierno iraní (Acosta Hermoso 1971b: 91ss; Rouhani 1971: 217ss; Skeet 1988: 30ss). Luego, en estas conversaciones las compañías se mostraron dispuestas a llegar a compromisos con respecto a asuntos especiales que sólo concernían a Irán, pero no en lo referente a las Resoluciones de la OPEP. Ocurrió lo mismo, *mutatis mutandis*, con otros países miembros. Esta táctica fue bastante exitosa y, así, en la V. Conferencia, en noviembre de 1962, la Organización estuvo cerca de la división. Ante la imposibilidad de llegar a un acuerdo sobre una estrategia común, la VI. Conferencia tuvo que posponerse hasta diciembre de 1963, aunque los estatutos estipulaban dos conferencias anuales. Finalmente, Arabia Saudita, Qatar, Kuwait, Irán, y Libia se mostraron dispuestos a aceptar la oferta de las compañías, pero Irak, Indonesia, y Venezuela siguieron negándose. Pero, de estos tres países, sólo Irak estaba afectado directamente, ya que Indonesia y Venezuela se habían asegurado por iniciativa propia una participación mínima en la ganancia de 60 por ciento. Sea como fuere, no había unanimidad en la materia, tal como lo requerían los Estatutos de la OPEP. Así las cosas, no hubo otra salida que ponerse de acuerdo sobre el desacuerdo. Todos los países miembros fueron autorizados para proceder indivi-

dualmente según su mejor parecer, pero, al mismo tiempo, renovaron su compromiso de encarar conjuntamente y unidos el futuro (Res. VIII.49).

La propuesta final de las compañías fue la siguiente: (1) los precios cotizados se mantendrían al nivel actual, a pesar de los precios de mercado decrecientes, y no se restablecerían a los niveles previos al mes de agosto de 1960; (2) la exigencia de un impuesto sobre la renta de 50 por ciento, contabilizándose la regalía como un costo, fue aceptada en principio, pero la tasa de regalía permanecería en un octavo; (3) en 1964 – que sería el primer año de vigencia de la propuesta – los países afectados concederían un descuento sobre estos precios de referencia fiscal del 8,5 por ciento, que sería reducido paulatinamente a 6,5 por ciento para 1966; (4) posteriormente, en el caso de que los precios del mercado hubieran aumentado, se reiniciarían nuevas negociaciones.

Esta propuesta fue aceptada por los cinco países miembro arriba mencionados. Un ejemplo numérico puede ayudar a clarificar sus consecuencias prácticas: desde 1960 el precio cotizado de un barril de petróleo Árabe Ligero era US\$ 1,80. Si suponemos que los costos de producción eran todavía de US\$ 0,20, con el reparto 50:50 de la ganancia la renta de la tierra por barril era entonces de US\$ 0,80. Con el nuevo arreglo, la renta de la tierra por barril se incrementaría a US\$ 0,83 en 1964 y hasta US\$ 0,85 en 1966. La demanda original de la OPEP, por otro lado, era un precio de referencia fiscal de US\$ 1,94, una regalía de 20 por ciento, contabilizada como costo, y un impuesto sobre la renta de 50 por ciento. En este caso la renta de la tierra por barril se hubiera incrementado a US\$ 1,064. Desde esta perspectiva – comparando la realidad con la meta teórica de estas negociaciones – el resultado no fue muy impresionante que digamos.

Tampoco era muy impresionante desde el punto de vista legal y político, pues los acuerdos se redactaron de una manera que sólo se trataba de correcciones formales, manteniéndose, en lo esencial, las relaciones contractuales establecidas. Así, no se reconoció de manera formal la transformación de los viejos precios cotizados en los nuevos precios de referencia fiscal; éstos seguían llamándose ‘precios cotizados’. Por la misma razón, se mantuvo la apariencia de que la contabilidad de la regalía como costo no era un cuestionamiento esencial del reparto 50:50 de la ganancia, sino sólo un asunto de una contabilidad correcta. Finalmente, estos acuerdos se concibieron como ‘acuerdos complementarios’ a los ‘acuerdos principales’ (los contratos de concesión existentes) y, como tales, también estaban sujetos al

derecho y al arbitraje internacionales. Fue sobre esas bases políticas y legales que Irak rechazó la propuesta de las compañías (Rouhani 1971: 232).

En 1966, la OPEP exhortó a los cinco países miembros afectados a reabrir las negociaciones con las compañías petroleras internacionales, a fin de seguir buscando la reducción de aquellos descuentos (Res. XI.71). Las compañías, señalando la tendencia persistente hacia la baja en los precios de mercado, se negaron a cualquier nuevo trato. Pero entonces, en 1967, estalló la tercera guerra árabe-israelí y, como consecuencia, quedó cerrado el Canal de Suez. Toda vez que la mayoría de los países miembros de la OPEP eran países árabes, esta guerra creó una nueva realidad política. En 1968, las compañías aceptaron seguir con la paulatina disminución de los descuentos sobre los precios de referencia fiscal, hasta eliminarlos por completo en 1975. La renta por barril, en nuestro ejemplo, se habría incrementado hasta US\$ 0,87 en 1970, y a US\$ 0,91 en 1975.

Es conveniente, en resumen, ver en conjunto los resultados de estas negociaciones durante los años sesenta. El precio de mercado del petróleo Árabe Ligero, a comienzos de 1970, había caído desde US\$ 1,80 a casi US\$ 1,30, pero la renta de la tierra se había incrementado desde US\$ 0,80 hasta US\$ 0,87. Por otra parte, los costos de producción en las viejas concesiones habían caído durante esta década de US\$ 0,20 a US\$ 0,12, aproximadamente. En consecuencia, las ganancias de las compañías habían bajado de US\$ 0,80 a US\$ 0,30 (véase Mikdashi 1972: 113). En otras palabras, mientras que la renta de la tierra se había incrementado en siete centavos, las ganancias netas de las compañías arrendatarias habían caído en cincuenta centavos. Con todo, la tasa de ganancia de las principales compañías petroleras internacionales en el Medio Oriente debe haber promediado todavía cerca de un 50 por ciento, pues con el incremento de la productividad el capital invertido por barril también había disminuido (Amuzegar 1975). En Venezuela, las cifras para 1969 eran las siguientes: el precio de mercado promedio del petróleo crudo era de US\$ 1,79, y la renta de la tierra por barril era de US\$ 0,95; los costos de producción eran de US\$ 0,39, y las ganancias netas de las compañías también eran de US\$ 0,39. Por lo tanto, las ganancias por barril eran mayores en Venezuela que en el Medio Oriente, pero las tasas de ganancia eran menores, alcanzando en promedio el 29 por ciento (Venezuela, *Ministerio de Minas e Hidrocarburos* 1970: 140, 189). Por otra parte, en Venezuela la participación del gobierno en las ganancias se había incrementado de 50 a 71 por ciento, pero esta cifra era del 75 por ciento en el Medio Oriente.

Los terratenientes soberanos

Desde la perspectiva así expuesta, el logro de la OPEP en los años sesenta fue impresionante. La OPEP tuvo éxito no sólo en estabilizar, sino en incrementar su renta de la tierra por barril a pesar de los precios descendentes. Aunque al principio la política de las grandes compañías petroleras internacionales de dividir la OPEP surtió sus efectos, más tarde la Organización tuvo éxito en dividir a las compañías petroleras internacionales. Ello fue especialmente cierto en el caso de Libia, país que otorgó su primera concesión en 1955 bajo un esquema de reparto 50:50 de las ganancias basado en los precios de mercado. Además, allí las compañías independientes controlaban cerca del 50 por ciento de la producción. Pues bien, el gobierno libio logró imponer los acuerdos sobre los precios cotizados o de referencia fiscal antes referidos a las compañías independientes, aunque éstas no habían tomado parte en las negociaciones respectivas. Finalmente, Venezuela también adoptó el sistema de precios de referencia fiscal, los cuales fueron incorporados a la Ley de Impuesto sobre la Renta en 1966. Al mismo tiempo, se aumentó la tasa relevante del impuesto sobre la renta al 52 por ciento.

A nivel mundial había surgido una nueva estructura de precios, con el Golfo Árabe-Pérsico como su punto básico y con la participación fiscal en esta región como el componente principal de los precios fob. En el resto del mundo los precios eran más altos, beneficiándose de costos de transporte menores, y ajustándose el piso fiscal de los precios de manera correspondiente. En este último ajuste se tomaba debida cuenta, claro está, de las diferencias en calidad y en costos de producción.

5.3 Declaración de los Países Miembros sobre Política Petrolera

La simple fundación de la OPEP implicó un cambio significativo en el poder de negociación de los países miembros. La capacidad de las compañías internacionales de poner a competir a los países exportadores de petróleo para lograr sus propósitos se había reducido. Dondequiera que las compañías arrendatarias internacionales iban a negociar, fuera con Venezuela ya experta en el tema petrolero, o con Libia apenas comenzando en esas lides, sus equipos negociadores se veían confrontados con un equipo de expertos de los Estados terratenientes no menos calificados y bien informados.

En 1968, la OPEP finalmente resumió su experiencia práctica y conocimiento teórico en la Declaración sobre política petrolera de los países miembros (Res. XVI.90). Sus principios más importantes

se referían a la renuncia de áreas ociosas, a los precios de referencia fiscal, a la participación en el capital y, finalmente, a la soberanía.

Renuncia de áreas ociosas

Ni las concesiones originales en Irán, Kuwait, Bahrein, Qatar y Arabia Saudita, ni la concesión revisada de la IPC, contenían provisiones sobre la renuncia de áreas ociosas. Tampoco existía presión económica alguna para renunciar a éstas, puesto que no se pagaban rentas superficiales. Por consiguiente, las compañías petroleras internacionales monopolizaban, sin costo alguno, enormes áreas cerrando el paso a sus competidores, aunque en realidad sólo explotaban un modesto porcentaje del total de áreas a su disposición. Pero cuando Irán renegoció la concesión D'Arcy en 1933, el área original de 500 mil millas cuadradas se redujo a 100 mil. Similarmente, en Arabia Saudita la Aramco aceptó, en 1948, un programa de reducción de su concesión de 500 mil millas cuadradas a 230 mil durante los próximos 22 años, a cambio de lo cual le fueron concedidos nuevos derechos sobre áreas submarinas en el Golfo Árabe-Pérsico. Pero es en Irak donde se llegó al enfrentamiento decisivo en 1961, y donde el contrato original de la concesión sí había considerado la renuncia de áreas ociosas.

Así, luego de largas e infructuosas negociaciones, el gobierno iraquí decretó la devolución del 99,5 por ciento de la superficie de la concesión, dejándole a la IPC sólo aquellas 750 millas cuadradas donde realmente operaba (Stocking 1971: 200ss). La IPC exigió un arbitraje internacional, a lo que el gobierno se negó por razones de soberanía. Aunque esta disputa no llegó a resolverse durante la siguiente década, y la producción petrolera iraquí fue objeto de un castigo que la llevó a tener la tasa de crecimiento más baja dentro de la región, en Kuwait, escasamente seis meses después, la KOC acordó devolver el 50 por ciento de su área para 1962, y en 1963 la Aramco aceptó una reducción inmediata del área de concesión a 125 mil millas cuadradas. Más aún, la Aramco también acordó seguir reduciéndola a lo largo de los próximos treinta años, hasta llegar a 20 mil millas cuadradas (Cattan 1967: 11ss). Cabe decir que unos acuerdos similares siguieron en todas las demás grandes concesiones. Y todos los nuevos contratos aguas arriba en los años cincuenta y sesenta abarcaron, desde el principio, superficies mucho más reducidas, además de que estipulaban también la renuncia progresiva de áreas ociosas.

La renuncia de áreas ociosas, de acuerdo con la referida Declaración Política, iba a convertirse en la regla general, tanto para los nuevos como para los viejos contratos aguas arriba. Hacia fines de los años sesenta, el cártel internacional del petróleo había perdido ya la mayor parte del poder de bloquear-

les a sus competidores el acceso a las riquezas petroleras del Medio Oriente. Ese poder había sido recuperado por los Estados propietarios.

Precios de referencia fiscal

Los impuestos, o cualquier otro pago al Estado, habrían de basarse en adelante en ‘precios cotizados o precios de referencia’.⁸ Sin más, así, la OPEP reclamó que estos ‘precios’ habrían de ser ‘determinados por el gobierno’. Es cierto, sin embargo, que el gobierno podía, ‘a su discreción, dar a los operadores una garantía de estabilidad fiscal para un período razonable de tiempo’. Con todo, ‘a pesar de cualquier garantía de estabilidad fiscal que haya sido concedida al operador, éste no tendrá el derecho de obtener ganancias netas excesivamente altas después de los impuestos.’ De modo que ‘las provisiones financieras de los contratos que actualmente resulten en ganancias netas excesivamente altas, serán abiertas a la renegociación’. Pero si el caso fuera que tal renegociación no tuviera éxito ‘dentro de un periodo razonable de tiempo’, ‘el gobierno hará su propia estimación del monto por el cual las ganancias netas del operador, después de los impuestos, son excesivas, y esa cantidad será pagada entonces por el operador al gobierno’.

Cabe entonces preguntarse por el significado de las ‘ganancias netas excesivamente altas’. La referida Declaración Política daba una definición precisa en estos términos: se trata de aquellos ‘beneficios netos que después de los impuestos sean significativamente excesivos, durante cualquier período de doce meses, en relación con el nivel de ganancias netas cuya expectativa razonable hubiera sido suficiente para inducir al operador a correr el riesgo empresarial necesario’.

Participación accionaria

En el petróleo del Medio Oriente, la presencia de los gobiernos como accionistas había sido siempre más bien la regla y no la excepción. En la concesión más antigua de la región, la concesión D’Arcy, al gobierno iraní se le dieron acciones de un valor de UK£ 20.000, y en 1914 el gobierno británico se convirtió en el accionista mayoritario de la APOC. El gobierno francés se involucró en el negocio petrolero en toda la región durante el período de entre-guerras, a través de su compañía petrolera nacional, la CFP. De acuerdo con el contrato de la concesión original de la TPC, al gobierno iraquí se le iba a dar

una participación del 20 por ciento en la compañía, aunque las compañías internacionales se las arreglaron para hacer dicha cláusula nugatoria, pues ésta sólo se aplicaría en el caso de que la compañía emitiera acciones públicamente, lo que, desde luego, nunca fue su intención. Con todo, esta cláusula se mantuvo en algunos contratos de concesión en la región.

Fue sólo después de la Segunda Guerra Mundial cuando la participación en el capital de los Estados otorgantes de las concesiones hubo de convertirse en una característica importante de los nuevos contratos aguas arriba, y ello se debió a la agudización de la competencia entre las compañías arrendatarias. En la zona neutral entre Arabia Saudita y Kuwait, en 1948/9, las participaciones variaban entre 15 y 25 por ciento. En 1957, la ENI – la compañía petrolera nacional italiana – ofreció al gobierno iraní un 50 por ciento. Además, a pesar del fracaso de la nacionalización en Irán, este país había tomado la delantera entre los países exportadores de petróleo para fundar una compañía petrolera nacional. Debe tenerse presente, además, que la creación de una compañía petrolera nacional fue una de las recomendaciones incluidas en el Pacto de Caballeros de El Cairo de 1959. Pues bien, hacia finales de la década de los sesenta, en el Medio Oriente, los nuevos contratos aguas arriba, como regla general, incluían una participación del Estado en el capital de un 50 por ciento, y de esta participación se encargarían sus compañías nacionales (Schurr y Homan 1971: 127ss).

Como agentes de los Estados terratenientes, las compañías petroleras nacionales no compartían el riesgo exploratorio. Su participación sólo se haría efectiva si la exploración resultase exitosa. Además, huelga decir, la participación en el capital era adicional a la regalía de un octavo y de un impuesto sobre la renta de 50 por ciento. Aparte de contadas excepciones, en breve, el marco legal de estos contratos aguas arriba todavía era el mismo que en las viejas concesiones. Ellos también se basaban en la legislación y el arbitraje internacionales, y los impuestos se fijaban contractualmente. Pero sobre la base de su participación en el capital, los Estados terratenientes obtuvieron voz y voto en todas las decisiones empresariales de sus arrendatarios.

Además de servir como un mecanismo de recaudación de renta, éste era un enfoque evolutivo de la cuestión de la soberanía. Dicho enfoque, además, se fortalecería con la Declaración Política, pues

⁸ Únicamente Irán, hasta 1969, todavía ofrecía nuevas concesiones basadas en precios de mercado y no en precios cotizados o de referencia fiscal. Empero, lo hizo a cambio de una elevada participación en el capital además de otras ventajas.

los países miembros buscarían ‘explorar y desarrollar sus recursos de hidrocarburos directamente’ aunque, de ser necesario, entrarían en contratos ‘sujetos a los presentes principios, con operadores del exterior por una remuneración razonable’. Y, ‘en cualquier caso, los términos y condiciones de tales contratos estarán abiertos a la revisión durante intervalos predeterminados, según lo justifiquen los cambios en la situación’. Es digno de notar que tal revisión, de darse, también debería aplicarse a las viejas concesiones. En otras palabras, las pautas las marcarían los contratos aguas arriba más recientes y más ventajosos. En consecuencia, con respecto a las viejas concesiones, ‘el gobierno puede adquirir una participación razonable sobre la base del principio de los cambios en la situación’. En la práctica, esta condición de ‘razonable’ se definió como una participación en el capital del 20 por ciento – tal y como había sido prometido por el Acuerdo de San Remo en 1920 – aunque este porcentaje sólo serviría de mera referencia, como lo dejó bien claro el principal promotor de esta política, a saber, el Ministro de Petróleo de Arabia Saudita, Ahmed Yamani (Yamani 1970).

Soberanía

En 1965, Petromin, la compañía petrolera nacional de Arabia Saudita, negoció un contrato con la Auxirap, una compañía francesa con participación estadounidense, en el cual la tasa de impuesto sobre la renta de 50 por ciento no era fijada por contrato, sino que estaba sujeta a las leyes impositivas de Arabia Saudita. En general, la ley aplicable a este contrato era la ley nacional, y las disputas tenían que solucionarse por medio de arbitraje nacional. En 1967, se firmaron dos contratos similares con la AGIP (Italia) y la Sinclair-Natomas (EEUU). Estos eran, fuera de Venezuela, los primeros tres contratos aguas arriba que estarían sujetos a la legislación y jurisdicción nacionales (El-Sayed 1967: 72ss). En adelante, pues, ello habría de convertirse en la norma: ‘cuando no se establezca lo contrario en el sistema legal de un país miembro, todas las disputas que surjan entre el gobierno y los operadores caerán exclusivamente dentro de la jurisdicción de las cortes nacionales competentes’. La Declaración Política también consideró la opción de que las disputas estuvieran sujetas a ‘cortes regionales especializadas, si el caso fuera de que éstas se establezcan’.

Por consiguiente, aunque la Declaración Política reconocía, en principio, obligaciones y derechos contractuales, al mismo tiempo también afirmaba los derechos soberanos del Estado. Esta posición, inspirada en la doctrina de ‘la soberanía permanente’ – entonces avalada por una gran mayoría, si es que no por todos los países del Tercer Mundo – fue reafirmada en su Preámbulo, donde ‘el derecho

(...) de todos los países a ejercer una soberanía permanente sobre sus recursos naturales’ era considerado ‘inalienable’, toda vez que es ‘un principio de derecho público universalmente reconocido y ha sido reafirmado repetidamente por la Asamblea General de las Naciones Unidas’.

El cambiante poder de negociación

No podían caber dudas de que a esta Declaración Política le seguirían acciones cada vez más significativas. Por una parte, en los años sesenta las exploraciones a nivel mundial confirmaban, en la práctica, el monopolio de los países exportadores de petróleo sobre el recurso natural. En 1970, la OPEP contaba con un 73 por ciento de las reservas probadas del mundo, para entonces montantes a 546,3 billones de barriles. Durante esa década la producción mundial se había incrementado significativamente – los bajos precios habían estimulado la demanda – desde 20,9 millones b/d a 45,7 millones b/d, elevando la OPEP al mismo tiempo su participación desde 41,5 por ciento en 1960 a 51 por ciento en 1970. La USSR y el ‘resto del mundo’ también incrementaron levemente su participación, desde 14,1 a 15,4 por ciento la primera, y desde 10,8 a 12,5 por ciento el segundo. Por el contrario, la participación de los EEUU se había reducido desde 33,6 a 21,1 por ciento.

También fue muy favorable a la OPEP el desarrollo político internacional, pues la lucha de los países del Tercer Mundo por la independencia y la soberanía nacional experimentó un impulso extraordinario. De especial importancia para el petróleo fue el conflicto árabe-israelí, ya que la mayoría de los países miembros de la Organización eran países árabes, a lo que debe sumarse el hecho de que los países de origen de las principales compañías arrendatarias internacionales – EEUU, Gran Bretaña, Holanda y, en menor medida, Francia – apoyaban fuertemente a Israel. Por si fuera poco, la tercera guerra árabe-israelí había terminado con la ocupación de nuevos territorios árabes.

5.4 La revolución de la OPEP

Hacia finales de los años sesenta, Venezuela era todavía un ejemplo aislado y algo distante de un país exportador de petróleo soberano (véase Lutfi 1968: 72). Sin embargo, una combinación única y sorprendente de hechos geológicos, del nivel de actividades económicas y de acontecimientos políticos, habrían de desencadenar una ráfaga de sucesos que permitiría en pocos años que los otros países miembros se equipararan con Venezuela.

En primer lugar, la producción estadounidense de petróleo crudo finalmente alcanzó su cima, en 1970, de 9,6 millones b/d. (A pesar de los grandes incrementos de precios en los años siguientes, la producción estadounidense declinó desde entonces). Las sobrecapacidades en los EEUU desaparecieron, y las importaciones netas de petróleo, que habían subido de cero en 1947 a 2,8 millones b/d en 1970, ahora se dispararon hasta 5,7 millones b/d en 1973. De manera simultánea, luego de una década de precios declinantes y políticas restrictivas, también dentro de la OPEP iban a desaparecer rápidamente las sobrecapacidades. Por último, una economía mundial en auge causó un crecimiento vertiginoso de la demanda. Es así como, en 1973, la producción de la OPEP aumentó en un impresionante 14 por ciento.

En los auges anteriores – durante los años de la Segunda Guerra Mundial y la Guerra de Corea – el gobierno estadounidense había congelado los precios domésticos, y con el apoyo de las compañías internacionales el congelamiento de los precios se extendió, de hecho, a los mercados mundiales. En 1973, el gobierno estadounidense recurrió de nuevo a la congelación de los precios domésticos, pero esta vez fue en vano. Ahora la situación se había invertido y los precios domésticos estadounidenses tuvieron que ajustarse finalmente a los precios internacionales.

Políticamente, la tercera guerra árabe-israelí de 1967 condujo a un fortalecimiento del nacionalismo en el mundo árabe. Durante esta guerra hubo un primer intento de un embargo petrolero selectivo en contra de los EEUU, Gran Bretaña, y Alemania Occidental (Mikdashi 1972: 84ss). Este intento fracasó, de una parte, porque todavía existían sobrecapacidades significativas fuera de los países árabes exportadores de petróleo, e incluso en los mismos EEUU. De la otra parte, falló porque existían suficientes sobrecapacidades también en los medios de transporte marítimos, causa por la cual el cierre del Canal de Suez – una consecuencia del conflicto militar – no tuvo un efecto dramático inmediato. Las exportaciones petroleras del Golfo Árabe-Pérsico hacia Europa y la Costa Este de los EEUU simplemente se re-orientaron por una ruta mucho más larga dando la vuelta alrededor de África.

Pero de mayor importancia fue el factor político. Fueron las repúblicas dentro de la Liga Árabe las que promovieron el embargo, mientras que las monarquías – Arabia Saudita, Kuwait, y Libia – sólo participaron con reservas. Ahora, en 1968, estas últimas, luego de haberse visto en el peligro de perder el control sobre su política petrolera debido a una guerra en la cual ni siquiera eran partícipes directos, fundaron la Organización de los Países Árabes Exportadores de Petróleo (OPAEP). En esta organiza-

ción pensaban mantener en jaque la influencia de las fuerzas republicanas por medio de condiciones restrictivas de admisión. Por ello, Argelia e Irak intentaron, sin éxito, establecer una organización paralela. Pero en los años siguientes los dos bandos se fueron acercando debido al golpe de Estado de 1969 en Libia, que debilitó el frente de las monarquías, pero también por la evolución política en el Egipto republicano, lo que condujo a su acercamiento con Arabia Saudita. Como resultado, la OPAEP flexibilizó sus condiciones de admisión a partir de 1970, y ocho nuevos miembros se unieron a la organización durante los dos años siguientes: Abu Dhabi, Argelia, Bahrein, Dubai, Qatar, Egipto, Irak, y Siria. De esta manera los países árabes exportadores de petróleo habían creado una plataforma institucional diseñada para usar el petróleo en aras del desarrollo económico, pero que también jugaría un papel importante en la previsible cuarta guerra árabe-israelí.

Finalmente, el punto culminante del auge económico mundial en otoño de 1973, coincidió – ciertamente no por accidente – con esta guerra, y una de sus consecuencias inmediatas fue la revolución de la OPEP. Sobre el trasfondo de un embargo petrolero de la OPAEP y el alza de los precios, los países miembros de la OPEP pasaron del ámbito de las negociaciones a la adopción de decisiones soberanas. Se produjo entonces un crecimiento explosivo de los precios de referencia fiscal y, por ende, la nacionalización de las compañías arrendatarias internacionales.

Primera Ronda (1970–1)

La ventaja geográfica del petróleo con salida al Mediterráneo se había visto ampliada debido al cierre del Canal de Suez. Por esta razón las compañías petroleras aceptaron eliminar en el Mediterráneo, con efecto inmediato y mientras el Canal permaneciera cerrado, los descuentos sobre los precios cotizados que habían sido negociados con la OPEP. En Libia, por ejemplo, la renta de la tierra se incrementó así en US\$ 8,5 por barril. También se benefició de esta medida aquel petróleo saudita e iraquí que se transportaba al Mediterráneo por oleoductos. Empero, como el Canal de Suez permaneció cerrado y la OPEP en 1968 ya había logrado negociar una reducción general de tales descuentos, era de esperarse que este asunto volviera a plantearse pronto. Además, los franceses negaron a Argelia todo beneficio derivado del cierre del Canal, pues ellos todavía consideraban a este país como de su exclusivo dominio (Grimaud 1972). En efecto, previa a su adhesión a la OPEP en 1969, Argelia había reaccionado en una manera propia a la guerra árabe-israelí de 1967, asumiendo una participación accionaria del 51 por ciento en las compañías estadounidenses, británicas y holandesas. Por lo demás, éstas eran de una im-

portancia menor en este país dominado por Francia. Para 1970, algunas de estas compañías ya habían sido nacionalizadas por completo.

En 1969, Argelia (ya miembro de la OPEP), Irak y Libia acordaron renegociar conjuntamente los precios de referencia fiscal o cotizados en el Mediterráneo (Breton 1972), con el apoyo explícito de la OPEP (Res. XIII.80, XIII.81, XIX.105). Estas negociaciones fueron encabezadas por Libia y el momento escogido difícilmente podía haber sido más favorable, pues el poder de negociación de esos países mejoraba a diario al producirse una escasez de medios de transporte marítimo. Para 1970, el petróleo del Mediterráneo era ya irremplazable, y los fletes se estaban disparando. Con el Canal de Suez cerrado, pero con los fletes a niveles normales, la ventaja del crudo libio por su ubicación geográfica, comparado con el crudo del Golfo Árabe-Pérsico, cif Rotterdam, ascendía a US\$ 0,83 por barril. En septiembre de 1970, dicha ventaja había aumentado a US\$ 2,09. Por cierto, no todo se debió al mercado marítimo, sino también a un accidente, en mayo de este año, que interrumpió el oleoducto transarábigo, con lo que disminuyó la oferta en la parte oriental del Mediterráneo en 500 mil b/d de petróleo provenientes de Arabia Saudita. Y Siria negó a la Aramco el permiso para repararlo; como país de tránsito, en vista del cierre del Canal de Suez también exigía una renta mayor. Pocos días después, el gobierno libio ordenó una reducción en la producción, sobre la base de su legislación conservacionista diseñada por los expertos de la OPEP. Para septiembre de 1970, Libia había reducido la producción en 800 mil b/d. Así, la oferta en el Mediterráneo se había reducido en 1,3 millones b/d, y sólo podía sustituirse por fuentes distantes en el Golfo Árabe-Pérsico, pues ya no existían capacidades ociosas en ninguna otra parte. Con todo, las compañías francesas en Argelia creían que ellas podrían conservar sus privilegios coloniales.⁹ Sin embargo, en julio, Argelia recurrió a sus derechos soberanos para imponer sus exigencias; los franceses, en cambio, insistieron en el arbitraje internacional.

El gobierno libio aprovechó de nuevo las divisiones entre las compañías petroleras. Una compañía estadounidense independiente, la Occidental, fue la primera en capitular a comienzos de septiembre de 1970. Las otras siguieron pronto. El nuevo acuerdo, siguiendo las pautas establecidas por Argelia, estipulaba un aumento inmediato de los precios de referencia fiscal de US\$ 2,23 a US\$ 2,53, además

⁹ Argelia representa un ejemplo tardío de un régimen colonial. Constitucionalmente, en la IV. República, Argelia era parte integral del territorionacional francés. Por ello, el país tenía un sistema de concesiones moderno sujeto, desde

de otros dos centavos por año hasta 1975 y, al mismo tiempo, un aumento en la tasa de impuesto sobre la renta al 55 por ciento. (Un acuerdo similar se firmó en Lagos con Nigeria, país éste que todavía no pertenecía a la OPEP). El paso siguiente fue que las grandes compañías petroleras internacionales anunciaron un incremento en los precios cotizados en todos los puertos de exportación de petróleo al Este del Canal de Suez, desde el Mediterráneo Oriental hasta Nigeria. Luego, en noviembre de 1970, también en los EEUU aumentaron los precios cotizados en alrededor de US¢ 25 por barril. Había llegado el momento para un incremento general de los precios. Pocos días después, bajo la presión del gobierno iraní, el Consorcio Internacional aumentó en US¢ 9 el precio cotizado del Iraní Pesado de 31 °API, aceptando además un aumento de la tasa de impuesto sobre la renta a 55 por ciento. Tales beneficios también fueron concedidos inmediatamente a Kuwait y Arabia Saudita (Rouhani 1971:3ss).

Aunque estos acontecimientos tomaron a la OPEP completamente por sorpresa, la Organización estaba bien preparada. En su Conferencia en Caracas, en diciembre de 1970, la OPEP acordó (1) que a partir del 1° de enero de 1971, desaparecerían todos los descuentos sobre los precios de referencia fiscal; (2) que la tasa de impuesto sobre la renta se elevaría, como mínimo, a un 55 por ciento; y (3) que los precios de referencia fiscal se aumentarían uniformemente en todos los países miembros. Las negociaciones estarían a cargo de los países del Golfo Árabe-Pérsico, tendrían lugar en Teherán y no durarían más de un mes. Dentro de otras dos semanas más, se llevaría a cabo una Conferencia Extraordinaria de la OPEP para evaluar los resultados. Además, en caso de que tales negociaciones fracasaran en alcanzar su propósito, ‘la Conferencia dictará y pondrá en ejecución un procedimiento que permita cumplir y alcanzar las metas señaladas en esta resolución, mediante una acción conjunta y simultánea de todos los países miembros’ (Res. XX.120). La Conferencia de Caracas todavía no había finalizado cuando el parlamento venezolano aprobó una reforma a la Ley de Impuesto sobre la Renta, aumentando la tasa relevante de 52 a 60 por ciento. Al mismo tiempo se otorgó al Ejecutivo la facultad de fijar por decreto, en adelante, los precios de referencia fiscal.

Las compañías internacionales, tomadas por sorpresa como todo el mundo, rápidamente unieron sus fuerzas, con el consentimiento del gobierno estadounidense – consentimiento necesario debido a las leyes anti-trust de ese país – y con el apoyo diplomático de todos los países miembros de la OECD

luego, a la soberanía del gobierno: en París. Empero, Francia, en su repliegue, convirtió los contratos de concesión

(Duclos 1972). De manera que fueron 22 las compañías petroleras que enfrentaron al comité negociador de la OPEP. De hecho, fue esta la primera vez que las compañías internacionales reconocieran oficialmente a la Organización. A principios de febrero de 1971, en su Conferencia Extraordinaria en Teherán, las amenazas de la OPEP se hicieron aún más explícitas. De ser necesario, los países del Golfo implementarían los objetivos acordados en Caracas a través de ‘medidas legales o legislativas pertinentes’. Además, ‘en caso de que cualquier compañía afectada dejara de cumplir con estas medidas legales o legislativas dentro de los siete días siguientes a la fecha en que se adopten en todos los países interesados’, todos los países miembros – con la excepción de Indonesia – ‘dictarán disposiciones pertinentes al respecto, incluso el total embargo sobre los despachos de petróleo crudo y productos petroleros de dicha compañía’ (Res. XX.131). Las compañías petroleras capitularon el 14 de febrero. Según el nuevo acuerdo, bajo el supuesto de que iba a durar cinco años, el precio de referencia fiscal de un barril de Árabe Ligero, fob Ras Tanura, aumentaría en los próximos cinco años de US\$ 1,80 a US\$ 2,62. De esta manera, la renta de la tierra aumentaría de US\$ 0,91 a US\$ 1,53. Siguió luego una nueva ronda de negociaciones en Trípoli, en marzo de 1971, para alinear de nuevo los productores del Mediterráneo, incluyéndose ahora también una fórmula para ajustar el precio cotizado cada tres meses de acuerdo con las variaciones en los fletes.

Participación accionaria en las antiguas concesiones (1972–3)

En febrero de 1971, el gobierno argelino anunció que asumiría una participación accionaria del 51 por ciento también en las compañías francesas. Para ese momento el auge de 1970 ya estaba retrocediendo, y Francia intentó un boicot internacional contra el petróleo argelino. Sin embargo, el apoyo internacional para semejante medida fue, en el mejor de los casos, muy precario. Fue así como, seis meses más tarde, los franceses tuvieron que aceptar tal participación accionaria y también los ajustes en los precios y en materia fiscal que se derivaban de los acuerdos de Teherán y Trípoli. Argelia controlaba ahora un 75 por ciento de su producción de un millón b/d.

Ya en la Conferencia de Caracas, la OPEP había formado un Comité Ministerial al cual encomendó estudiar la implementación de su política de participación accionaria de acuerdo con la Resolución XVI.90. En la Conferencia de julio de 1971, la OPEP recurrió de nuevo a la amenaza de ‘acciones

existentes en otros, de tipo colonial, limitando los derechos soberanos del nuevo gobierno argelino.

conjuntas' (Res. XXV.139) en caso de que las negociaciones fracasaran. Los países árabes del Golfo – Abu Dhabi, Irak, Kuwait, Qatar, y Arabia Saudita – nombraron al Ministro de Petróleo de Arabia Saudita, el Jeque Yamani, como su representante. Las compañías, a su vez, designaron un comité negociador compuesto por sendos representantes de la Exxon (anteriormente Esso, SONJ), la Texaco, y la Shell. Mientras tanto, en diciembre de 1971, Libia nacionalizó la subsidiaria de la BP en este país – que controlaba 7 por ciento de la producción nacional, entonces alrededor de 3.3 millones b/d –, en represalia por la falta de apoyo británico a los Emiratos Árabes Unidos (EAU) en su reclamo en contra de Irán por las islas Tumb.¹⁰

En marzo de 1972, Yamani anunció que la Aramco había aceptado, en principio, una participación accionaria mínima del gobierno de 20 por ciento. Por su parte, Nigeria y Libia ya estaban exigiendo una participación inmediata de 51 por ciento, y en junio de 1971, Irak – tras más de once años de continuas disputas – nacionalizó la IPC, que entonces controlaba dos tercios de la producción nacional, de alrededor de 1,5 millones de b/d. Por última vez, las compañías arrendatarias internacionales trataron de imponer un boicot internacional, pero ahora fue Francia quien no quiso participar. Irak también disfrutaba del apoyo de la OPEP, la cual nombró incluso un comité para prevenir que el petróleo iraquí boicoteado pudiera ser reemplazado por otro proveniente de la OPEP (Res. XXVIII.146). El auge en el mercado petrolero mundial, que se renovó a finales de 1972, hizo finalmente el resto: las compañías aceptaron la nacionalización de la IPC en febrero de 1973.

Por otra parte, las negociaciones encabezadas por Yamani finalizaron exitosamente en Nueva York en diciembre de 1972. Los países árabes del Golfo adquirirían, a partir del 1 de enero de 1973, una participación accionaria del 25 por ciento en todas las concesiones. Esta participación se aumentaría paulatinamente hasta alcanzar el 51 por ciento el 1º de enero de 1983 (Al-Otaiba 1975: 169ss). Con este acuerdo, estos países tendrían una voz poderosa tanto sobre la inversión como sobre los volúmenes de exportación y su destino. 'Como socio accionista, que al mismo tiempo representa al soberano, ellos poseen todo el poder necesario para controlar y dirigir las compañías en todas las fases de las operaciones en los países productores y probablemente también en muchas fases de sus operaciones fuera del

¹⁰ En 1971, cuando las negociaciones para la creación de los EAU estaban por terminar, todavía estaba en disputa, entre el Irán y los EAU, la soberanía sobre las islas Tumb. Irán ocupó las islas el día anterior a la fundación de los EAU cuando Gran Bretaña era todavía, por lo menos técnicamente, responsable de las mismas.

país, reteniendo en calidad de empeño sus intereses locales en la producción petrolera' (Levy 1973: 169). Con todo, este acuerdo fue rechazado por el parlamento kuwaití, el cual insistió en una participación mayoritaria inmediata del 60 por ciento. Y el Cha de Irán anunció, en marzo de 1973, la disolución del Consorcio Internacional, cuyas operaciones serían asumidas por la compañía petrolera nacional iraní (NIOC), mientras que las antiguas compañías integrantes del Consorcio en el futuro sólo asumirían el papel de compañías de servicio, con contratos de compra por 20 años (Stobaugh 1978: 221). A comienzos de 1973, con el apoyo de la OPEP (Res. XXXV.159), Libia empezó nuevamente a atacar a las compañías una por una, imponiendo a todas una participación accionaria gubernamental del 51 por ciento. Mientras tanto, en junio de 1973, Nigeria había asumido una participación accionaria inicial de 35 por ciento en todas las concesiones. Y entonces, en octubre de 1973, estalló la cuarta guerra árabe-israelí.

Segunda ronda (1973)

Luego de los acuerdos de Teherán, Trípoli y Lagos, no se les dio tregua a las compañías arrendatarias internacionales. No sólo progresaba rápidamente la participación accionaria gubernamental, sino que la OPEP también respondió con nuevas demandas luego de las devaluaciones de la divisa estadounidense en diciembre de 1971 y febrero de 1973. En ambos casos, los países exportadores de petróleo negociaron un aumento de los precios de referencia fiscal, establecidos en dólares estadounidenses (Res. XXXI.122). Luego, en 1973, el auge del mercado mundial sobrepasó con creces las expectativas en las cuales se habían basado los acuerdos sobre los precios de referencia fiscal o cotizados. Así, en septiembre, la OPEP exigió su revisión (Res. XXXVI.160). El inicio de las negociaciones estaba previsto para el 8 de octubre, pero el 6 de octubre estalló la cuarta guerra árabe-israelí. No obstante, las negociaciones empezaron como se había previsto, pero el 15 de octubre algunos países árabes decidieron un embargo selectivo en contra de los EEUU y otros países más, además de una reducción progresiva de la producción petrolera. El 16 de octubre el Comité de Negociación de la OPEP anunció el fin de las negociaciones, aumentando de manera autónoma y soberana el precio de referencia fiscal del Árabe Ligero de US\$ 3,01 a US\$ 5,12. La renta de la tierra se incrementó así, aproximadamente, de US\$ 1,74 a US\$ 3,01. Las compañías internacionales protestaron en vano, y los consumidores entraron en pánico. En efecto, los cortes en la producción petrolera árabe durante los meses siguientes alcanzaron un 20

por ciento.¹¹ En diciembre, algunos cargamentos de petróleo iraní puestos en subasta por el gobierno, se vendieron a un precio tan alto como US\$ 17,43. Luego de la subasta iraní, la OPEP elevó los precios de referencia fiscal nuevamente, de US\$ 5.12 a US\$ 11.65; la renta de la tierra por barril aumentó entonces a US\$ 7,00 (Taki Rifāi 1974: 372ss).

Los ingresos fiscales y la nacionalización

Aunque en 1974 los precios de referencia fiscal, en lo esencial, permanecieron estables, había llegado el momento de una reestructuración fundamental del sector petrolero. Con respecto al régimen fiscal, Arabia Saudita incrementó su tasa de regalía de 12,5 a 20 por ciento – de acuerdo con la Res. IV.33 – y su tasa de impuesto sobre la renta de 55 a 85 por ciento. Ello se tradujo en un aumento de los ingresos fiscales por barril, hacia finales de 1974, a US\$ 9,80, monto que cabe comparar con sus costos de producción de sólo US\$ 0,12. De este modo, los costos de producción comparados con los ingresos fiscales cayeron desde un ya modesto 25 por ciento en 1960, a un insignificante 1,2 por ciento en 1974. Además, los Estados terratenientes ahora habían adquirido también una participación accionaria. En Arabia Saudita, esta participación era de 25 por ciento en 1973, pero se aumentó a 60 por ciento en 1974.

Al mismo tiempo, junto con la participación accionaria se convinieron ‘precios de recompra’, es decir, los precios que los socios privados pagarían por el petróleo correspondiente a la participación accionaria del gobierno, pero que ellas continuarían comercializando. Hacia finales de los sesenta, los precios de mercado habían caído, aproximadamente, al 71 por ciento de los precios cotizados o de referencia fiscal, mientras que ahora los precios de recompra fueron establecidos en 93 por ciento de los precios de referencia fiscal. Si suponemos que las compañías privadas vendían efectivamente el petróleo a esos últimos precios, en 1973/4 éstas disfrutaban de una ganancia generosa. Pero ello no iba a durar.

El incremento en las tasas de la regalía y del impuesto sobre la renta redujeron las ganancias de nuevo a los niveles prevalecientes antes, hacia fines de los años sesenta, es decir, a alrededor de US\$ 0,22 por barril producido; ¡en 1960 todavía habían sido US\$ 0,80! Así, mientras que en 1960 las ganancias netas fueron iguales al ingreso fiscal, en 1974 no representaban más de 2,2 por ciento del mismo

¹¹ Irak no tomó parte en estos recortes. En lugar de ello, prefirió nacionalizar el resto de su industria petrolera. El embargo selectivo fue relajado luego de seis meses y finalizó definitivamente en agosto de 1974.

(ver Cuadro 5.1). Aun en el caso de países exportadores con altos costos como Venezuela, los ingresos fiscales representaban ahora un 85 por ciento del ingreso bruto. Sin duda alguna, el negocio petrolero en los países exportadores se había transformado en un negocio de los terratenientes. La renta de la tierra era ahora, definitivamente, demasiado importante como para permitir a los arrendatarios el determinar volúmenes y precios; éstos, de aquí en adelante, se fijarían por los países exportadores, mientras que los arrendatarios se convirtieron en simples proveedores de servicios de producción.

Cuadro 5.1: Ingresos fiscales, costos, y ganancias por barril del Árabe Ligero 1960–1974 (US\$)

US\$	1960 10/08	1970 01/09	1971 01/06	1973 01/10	1973 16/10	1974 01/01	1974 01/11
Precio de referencia fiscal	1,80	1,80	2,29	3,01	5,12	11,65	11,25
<i>Tasa de regalía</i>	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	20,0%
Regalía	0,23	0,23	0,29	0,38	0,64	1,46	2,25
Costos	0,20	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Ganancia bruta	1,38	1,46	1,88	2,51	4,36	10,07	8,88
<i>Tasa del IslR</i>	50:50	50%	55%	55%	55%	55%	85%
Impuesto sobre la Renta	0,58	0,73	1,03	1,38	2,40	5,54	7,55
Ingresos fiscales	0,80	0,95	1,32	1,76	3,04	7,00	9,80
<i>Costos/Ingresos fiscales</i>	25,0%	12,6%	9,1%	6,8%	4,0%	1,7%	1,2%
<i>Participación accionaria</i>	0%	0%	0%	25%	25%	60%	60%
Precio de recompra	1,80	1,29	1,63	2,80	4,76	10,84	10,46
Ganancia neta	0,00	0,00	0,00	0,92	1,60	3,72	0,54
Part. gub. ttl./Bl. producido	0,80	0,95	1,32	1,99	3,44	9,23	10,13
Gan. neta priv./Bl. producido	0,80	0,21	0,19	0,69	1,20	1,49	0,22
<i>Ganancia priv./part. gub.</i>	100%	22,4%	14,6%	34,7%	35,0%	16,1%	2,2%

Fuentes: Véase el texto.

Arabia Saudita, por ejemplo, aumentó su participación accionaria a 100 por ciento en 1980, pero al mismo tiempo las ex-concesionarias establecieron una compañía de servicios de producción. Esta compañía seguía explorando y produciendo, pero ahora se le pagaba una remuneración determinada por barril producido de aproximadamente US\$ 0,21 por barril, que era la misma cantidad que obtuvieron como concesionarias hacia finales de los sesenta. Las antiguas concesionarias también tenían el derecho de

comprar una cierta cantidad de petróleo producido al precio oficial, eliminándose así cualquier diferencia entre los precios de referencia, los precios cotizados, y los precios de mercado.

Las compañías internacionales, de facto, habían sido nacionalizadas en cuanto arrendatarias, hacia finales de 1973, aunque los arreglos legales tomarían su tiempo y tomarían una forma diferente de un país a otro. El régimen fiscal fue ajustado por doquier, pero sin que se siguieran necesariamente las mismas pautas. Libia y Venezuela, por ejemplo, mantuvieron regímenes fiscales basados en precios de referencia fiscal. Libia mantuvo una participación accionaria del 51 por ciento; Nigeria de 60 por ciento. Con todo, a pesar de las diferencias formales, en todas partes era la potestad exclusiva de los gobiernos soberanos la determinación de los precios y los volúmenes.

5.5 Conclusiones

El control del acceso a las provincias petroleras del mundo había estado en la mente de las compañías petroleras internacionales desde el comienzo mismo. En las vísperas de la Primera Guerra Mundial, los participantes en la TPC convinieron en no competir entre sí dentro de los confines del imperio turco, sino solicitar conjuntamente concesiones con el fin de monopolizar efectivamente toda el área a un bajo costo. Un esquema similar se estaba discutiendo entonces en México, donde su efectividad requería superar la fragmentación de la propiedad mineral privada. En 1913, el Ministro de Relaciones Exteriores de México propuso conferir todos los intereses existentes en una agencia del Estado. Respetando los derechos adquiridos, la riqueza petrolera de México se hubiera entonces explotado bajo el control de esa agencia en cooperación con los inversionistas privados (Knight, 1986: 96–7). Propuestas similares se discutieron de nuevo después de la Primera Guerra Mundial y de la Revolución allí sucedida, aunque nunca llegaron a prosperar. En 1928, los asociados de la IPC renovaron aquel acuerdo de la TPC, el cual se conoció, como ya mencionamos, como el ‘Acuerdo de Línea Roja’. Fue la piedra angular del cártel internacional del petróleo, del cual se hicieron miembros las siete compañías petroleras internacionales más grandes. Éstas, apodadas las ‘Siete Hermanas’, extendieron su control de hecho a Kuwait e Irán, que eran vecinos, pero también a Venezuela e Indonesia en tierras distantes. Lo hicieron mediante la propiedad conjunta de algunas de las concesiones más grandes, propiedad que fue reforzada mediante la creación de empresas conjuntas aguas abajo. Con este montaje disponían de los vínculos ne-

cesarios para el control efectivo de la producción mundial. Simultáneamente, en los EEUU se superó el obstáculo de la propiedad mineral privada mediante el prorrateo.

Las compañías internacionales finalmente lograron el control del acceso, aunque fuera con diferentes medidas, a todas las provincias petroleras importantes del mundo fuera de los EEUU y, claro está, de la Unión Soviética. Sin embargo, ello sólo fue posible porque tales provincias estaban sujetas a regímenes coloniales o se encontraban localizadas en países débiles, atrasados y dependientes. Ningún país soberano moderno habría entregado a unas pocas compañías privadas el control de sus recursos naturales. El cártel era más débil donde los países afectados eran más fuertes, y aquél se iba a debilitar continuamente luego de la Segunda Guerra Mundial, cuando la era del colonialismo se fue acercando a su fin. Un ejemplo temprano de un país independiente y soberano, aunque débil, era Venezuela, donde las grandes compañías internacionales no obtuvieron grandes concesiones, ni pudieron impedir que el gobierno organizara rondas de licitación que favorecieran a sus competidores. Un caso tardío es Libia, que ya era un país independiente cuando otorgó sus primeras concesiones. Pero en todos los países exportadores de petróleo, aun en aquéllos donde se habían otorgado concesiones cubriendo en principio todo el territorio nacional, algunas partes del territorio – y, sobre todo, de aguas territoriales – habían escapado por la razón que fuera, y finalmente se abrieron a la competencia.

El desarrollo de la economía mundial y la creciente independencia de los países del Tercer Mundo traería aparejado, inevitablemente, el desarrollo de un mercado mundial competitivo, con la particularidad, en el caso del petróleo, de que este desarrollo también traería aparejado una competencia creciente para ganar acceso a los yacimientos, con lo cual se incrementó su costo. La riqueza petrolera – un capricho de la naturaleza – se encontraba en buena medida concentrada en unos pocos países del Tercer Mundo, donde la OPEP reemplazó al cártel decadente de las compañías. El interés de éste yacía en la maximización de la ganancia, de modo que era frecuente la queja de los consumidores, y con buenas razones, por los precios monopólicos que tenían que pagar. Pero, en realidad, dentro del régimen concesionario los intereses de los consumidores sí estaban representados sistemáticamente mientras que las compañías, procurando el máximo de sus ganancias hicieran todo lo posible por mantener baja la renta de la tierra. Es decir, las compañías internacionales, cuando cobraban precios monopólicos, también mantenían sin embargo en jaque a los terratenientes. La OPEP, en cuanto asociación de terratenientes soberanos, en cambio estaba interesada en maximizar la renta de la tierra. Por todo lo dicho an-

tes, a la luz de los precios que el mundo habría de conocer aquellos precios monopólicos de antaño pronto lucirían más bien modestos.

La OPEP, aparte de los cambios estructurales de largo plazo que la favorecían, también disfrutó de la ventaja de haber tomado por sorpresa tanto a las compañías petroleras internacionales como a los gobiernos de los países consumidores, por no decir a sí misma. Aunque las compañías internacionales, en los años sesenta, respondieron a las crecientes presiones de la OPEP con la exploración de áreas nuevas y más costosas – notablemente en Alaska y el Mar del Norte –, también fueron muy activas con su propaganda que le restaba importancia a la OPEP. Después de todo, hacer creer y desinformar era parte del negocio. Empero, el resultado fue contrario al designio, porque los políticos, dirigentes de las compañías internacionales, abogados y economistas terminaron por engañarse a sí mismos. Valga el caso, los políticos y dirigentes de las compañías internacionales habían convenido en referir la participación 50:50 en las ganancias allí en el pasado más remoto, sugiriendo así que no representaba más que un ajuste en línea con los contratos originales; se trataba, en breve, de un acto de deferencia a contratos que tenían un valor simbólico sacrosanto. Similarmente, la OPEP en los sesenta presentó el fin del reparto 50:50 de la ganancia así como la transformación de los precios cotizados en precios de referencia fiscal sólo como el resultado de enfrentar un problema contable de manera correcta. Ambas partes y sus abogados presentaron los nuevos acuerdos como simples interpretaciones de los acuerdos existentes previamente. Por ende, todo el mundo aseguraba, de la manera más celosa y pulcra, que nada había cambiado ni iba a cambiar.

Además, los economistas expertos en la cuestión petrolera proclamaron unánimemente que la OPEP nunca podría ser un actor relevante: Ricardo *dixit*. Todavía en 1969, Edith Penrose¹² opinaba que ‘la OPEP en general nunca ha sido tan poderosa en la industria internacional como lo fueron las grandes compañías internacionales en sus mejores días’. Decía, además, ‘las compañías fracasaron en mantener por un período prolongado la tasa de oferta efectivamente en equilibrio con la tasa de demanda a los precios existentes; la OPEP, hasta ahora, ha fracasado del todo en esta tarea. Pero, como al mismo tiempo ha tenido un éxito brillante en su otra tarea’, es decir, la de incrementar los ingresos fiscales, ‘es obvia la contradicción que probablemente provocará en un futuro no demasiado lejano un cam-

bio aún más profundo en la estructura de la industria: ingresos monopólicos crecientes no se compadecen con un poder monopólico decreciente' (Penrose 1970: 235). De acuerdo con su modelo, el incremento de los ingresos fiscales, durante los años sesenta – desde cincuenta a alrededor de setenta por ciento de las ganancias –, era un hecho irrelevante. Los precios de mercado estaban cayendo, y ése era en su juicio el único criterio verdadero. En su concepción unidimensional de los precios petroleros, no era posible concebirlos como las resultantes de dos fuerzas diferentes e independientes. Lo mismo vale para Adelman,¹³ a quien ya citamos en la primera parte de este libro. En su estudio más importante, concluyó él que 'al menos por otros 15 años podemos contar, y debemos aprender a vivir, con una abundancia de petróleo que puede extraerse de los campos ya en operación en el Golfo Árabe-Pérsico a un costo entre 10 y 20 céntimos por barril' (Adelman 1972: 77). La competencia garantizaría entonces precios menores. Aferrándose dogmáticamente a su modelo ricardiano de la renta, recurrió sin más a teorías conspirativas una vez que los hechos tomaron un giro distinto e inesperado (Adelman 1972: Cap. VII). Desde luego, Adelman no se hallaba solo con esta reacción. Los consumidores, perplejos en todas partes del mundo, dentro y fuera de los EEUU, siempre se mostraban dispuestos, como una cuestión de costumbre, a imputarle culpas a los agentes del pasado: el gobierno estadounidense y el desaparecido cártel internacional del petróleo.

Por último mas no menos importante, los países miembros de la OPEP también fueron sorprendidos. No tenían la menor idea de que sus tácticas de regateo por las que sumaban centavos de dólares, e incluso fracciones de centavos a sus rentas por barril, iban a desembocar en una 'revolución'. En Venezuela, el Presidente Rafael Caldera fue tomado por la más radical de las sorpresas cuando se le informó, el 27 de diciembre de 1973, que la nacionalización estaba en la agenda. Hasta ese momento, nadie en Venezuela había sugerido semejante cosa. 'Yo tengo que admitir que nunca se me había ocurrido la posibilidad o conveniencia de nacionalizar la Creole, rama de la Standard Oil, la Shell de Venezuela, rama de la Shell Petroleum' (El Nacional 28-12-1973). Al día siguiente, los presidentes de la Creole (Exxon) y de la Shell de Venezuela, luego de una visita de cortesía de fin de año al Presidente Caldera, confirmaron a la prensa que los esperaba con premura, que la nacionalización era, en efecto,

¹² Edith Penrose era probablemente la economista más destacada para la época en esta materia en el ámbito del Gran Bretaña.

inminente. Aludiendo a la situación internacional – el embargo petrolero árabe y la duplicación de los precios – confirmaron que eran inevitables cambios radicales. También expresaron su convicción de que ellos continuarían jugando ‘un papel muy importante’ en el futuro (El Nacional 29-12-1973).

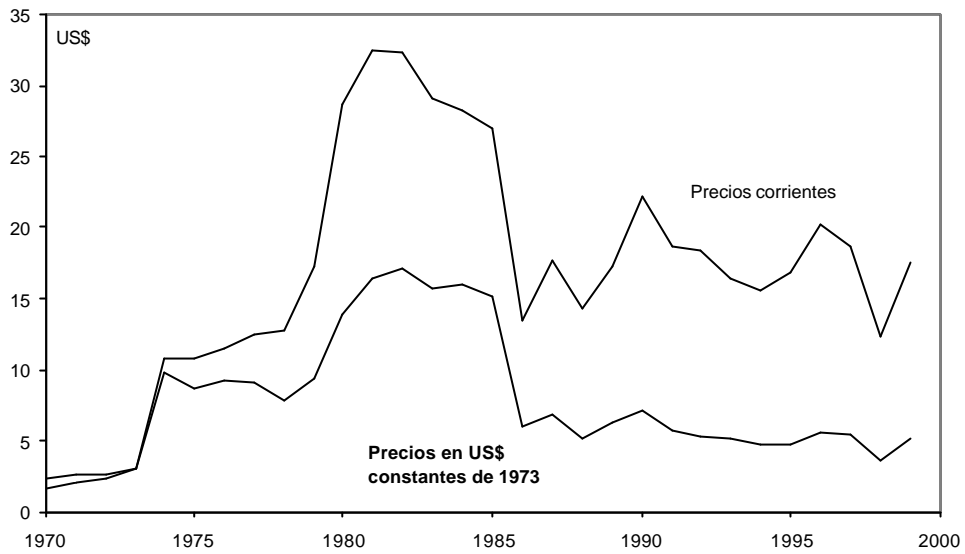
De improviso, la OPEP confrontaba al reto de consolidar e institucionalizar sus conquistas revolucionarias. En su avance, había cruzado la vieja y claramente definida línea divisoria entre los países miembros y las compañías petroleras extranjeras. Ahora tenía que encarar a los países consumidores o tratar directamente con ellos. Los puntos cruciales en cuestión eran los precios y los volúmenes, y la OPEP, luego de su ‘revolución’, nunca más tendría una materia distinta de ésta sobre la cual debatir y acordar. Los países miembros ya no estaban unidos en una lucha por arrancar sus derechos soberanos de las manos de un oponente común (un puñado de compañías petroleras internacionales que los había sometido a un mismo régimen concesionario). A partir de entonces, sólo estaban unidos por el accidente natural del petróleo, sujeto a sus propios y diferentes regímenes nacionales, luchando con un oponente cuyas manos eran invisibles, valga decir, el mercado. Tampoco les proveerían sus compañías nacionales con vínculo alguno entre ellos; los países miembros de la OPEP debatirían en adelante sólo sobre volúmenes y precios, pero su lazo de unión era su posición de confrontación frente a los consumidores. Todo ello fue así sin pasar por alto que durante los próximos veinte años tres de sus países miembros, a saber, Irak, Irán, y Kuwait, sostendrían entre sí prolongados y amargos conflictos bélicos.

El efecto sorpresa iba a desvanecerse pronto. En el ínterin, mientras tanto, muchos economistas, especialistas en energía, vaticinaron precios continuamente al alza: Ricardo había cedido su lugar a Hotelling. Se suponía que la escasez era el principio motor detrás de los precios petroleros en el largo plazo. En el mercado, sin embargo, la consecuencia de la ‘revolución de la OPEP’ – o del primer ‘shock petrolero’ como los países consumidores lo denominaron – fue una caída inmediata y repentina en la tasa de crecimiento de la demanda de petróleo crudo y, en particular, la demanda de petróleo proveniente de la OPEP se estancó. Libia, después de 1970, y Kuwait después de 1973, recortaron su producción sobre bases conservacionistas y para lograr precios mayores. En Venezuela, la producción de sus campos envejecidos alcanzó su máximo en 1970 y ya se hallaba en franco descenso. Otros países, entre los que destacan Irak, Irán y Arabia Saudita, incrementaron su producción.

¹³ Para la época, Morris Adelman era probablemente el economista más destacado en los EEUU, en el tema bajo co-

Luego vino el ‘segundo shock petrolero’, asociado con la revolución iraní, así como la guerra entre Irak e Irán. Los consumidores entraron de nuevo en pánico, y algunos países miembros de la OPEP decidieron de nuevo aprovecharse de la situación. Debe decirse que no pocos lo hicieron sin mayor convencimiento. El aumento radical de los precios generó, otra vez y en el corto plazo, sustanciales ingresos fiscales adicionales. Empero, ahora la demanda de petróleo crudo hubo de caer y la OPEP, para mantener los precios, recortó su producción, mientras los países consumidores incrementaban la suya exprimiendo de sus yacimientos hasta el último barril posible. En 1982, veintidós años después de su fundación, la OPEP estableció por fin un sistema de cuotas. Arabia Saudita habría entonces de asumir en la Organización el papel del productor residual, es decir, de absorber tanto las bajas como los aumentos de la demanda. Mientras tanto, se mantenía la política de precios cotizados oficiales. Pero tres años después, en 1985, la producción de la OPEP había caído a 15,4 millones b/d, es decir, a la mitad de su nivel de 1974; su participación en el total de la producción mundial había bajado de 56 a 29 por ciento. Y, por lo tanto, también los ingresos fiscales iban a bajar. Tomando en cuenta la inflación, el ingreso fiscal en 1985, efectivamente, era menor que en 1974. Arabia Saudita, mientras tanto, luego de recortar su producción desde 9,9 millones b/d en 1980 hasta 3,2 millones b/d en 1985, ya no era capaz ni estaba dispuesta a mantener su papel como productor residual. Siguió entonces la crisis de los precios de 1986, la cual condujo a su baja en alrededor de un 50 por ciento. La OPEP abandonó entonces su política de precios cotizados oficiales, y cambió definitivamente a cuotas de producción, es decir, a cuotas que serían impuestas a todos los países miembros, pero que implicarían niveles de precios mucho menores (Skeet 1988: *passim*). La demanda por el petróleo de la OPEP aumentó de nuevo. Aunque en años recientes los niveles de producción han crecido de manera sustancial, los correspondientes a 1979 no se volvieron nunca a alcanzar. (Gráficos 5.1, 5.2, y Cuadro 5.2)

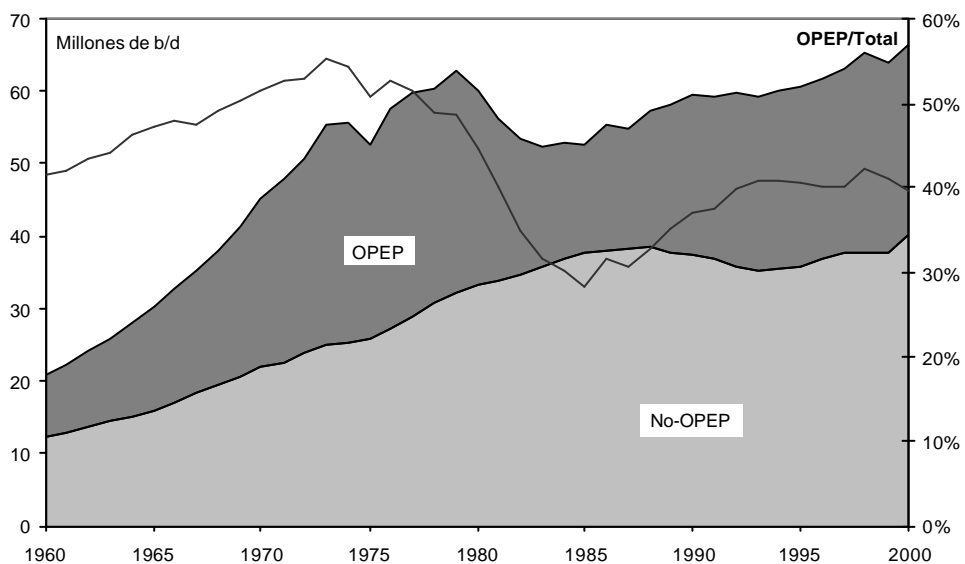
Gráfico 5.1 Precios del petróleo de la OPEP 1970–1999



De 1970 a 1981, se trata del precio oficial del Árabe Liviano. A partir de 1982, se trata del precio de la Cesta de Referencia de la OPEP en el mercado abierto.

Fuente: OPEP, *Annual Statistical Bulletin*.

Gráfico 5.2 Producción de petróleo crudo: OPEP y No-OPEP 1960–2000



Fuente: OPEP, *Annual Statistical Bulletin*.

Cuadro 5.2: Ingresos fiscales de la OPEP, años seleccionados

Miles de Millones de US\$	1970	1974	1980	1985	1986
Exportaciones	14,4	110,3	282,6	128,9	76,6
Ingresos Fiscales					
Dólares corrientes	7,6	91,8	274,9	121,2	68,9
Dólares constantes de 1973	10,7	84,0	133,6	68,1	30,7

Fuente: OPEC, *Annual Statistical Bulletin*.

Los economistas expertos en energía ahora le dieron la espalda a Hotelling y regresaron a Ricardo. Bajo tal contexto, así, es como puede escribirse algo en estos términos: ‘la ciencia económica no tiene nada que decir acerca del precio del petróleo, a no ser más que señalar (...) un piso bajo definido por los costos y un (...) techo alto determinado por los costos de los sustitutos. Las fluctuaciones del precio responden al mercado, los *niveles* de los precios responden a variables políticas’ (Mabro, 1991; *italicas en el original*). O, alternativamente, gracias a las cuotas, por fin se pudo concebir a la OPEP como un cártel de productores. En realidad, como cártel de terratenientes, su desempeño no ha sido tan bueno como el de la Interstate Oil Compact Commission, cuando en sus mejores días cooperaba con el cártel internacional del petróleo. En el marco presente de cosas, las cuotas deben acordarse y ponerse en práctica por un conjunto de países soberanos, sin que exista una autoridad supranacional. Pero, además, los países consumidores utilizan su base de recursos para alcanzar fines contrarios a los de la OPEP. En todo caso, estos países soberanos no sólo controlan la producción, sino que también son los propietarios del recurso natural. Así las cosas, la OPEP es capaz de restringir los flujos de inversión, con lo cual se determina el nivel de producción en el largo plazo. Este último objetivo, por lo demás, era algo imposible para la Texas Railroad Commission y sus semejantes, y si el caso fuera referir el cártel internacional del petróleo, lo cierto es que tal logro sólo fue posible de manera imperfecta. En breve, el poder de la OPEP radica en su subsuelo, y las cuotas de producción son nada más que un instrumento de ajuste coyuntural.

Aunque la OPEP en los años siguientes a su ‘revolución’ promocionó la idea de un diálogo entre productores y consumidores, y llevó a cabo algunos encuentros internacionales de alto nivel, no hubo aquí resultados significativos, y su carácter, en el mejor de los casos, fue secundario. La OPEP no tenía ni la capacidad ni la voluntad de lograr un compromiso. Simplemente continuó aferrándose a su mono-

polio natural. Es decir, sigue controlando tres cuartas partes de las reservas mundiales de petróleo, pero ésta es la única cuenta con un saldo favorable para la OPEP. En cualquier otro aspecto el balance es favorable a los países consumidores, que tampoco estaban interesados en compromiso alguno. En verdad, sus cartas se juegan en contra de la OPEP. La primera de estas cartas que viene a la mente es la tecnología, aunque a decir verdad cuando se trata de la cuestión del régimen petrolero en general, el poder político y económico es mucho más importante. Había llegado el turno de los gobiernos de los grandes países consumidores de pasar a la ofensiva.

6 EL NUEVO ROL DE LOS PAÍSES CONSUMIDORES

6.1 La Agencia Internacional de Energía

La revolución de la OPEP fue un evento lo suficientemente significativo como para causar no sólo una desaceleración del crecimiento de la demanda de petróleo, sino también de la economía mundial en general. El alza de los precios de 1973 a 1974 y de 1978 a 1980, costó a los países de la OECD el equivalente de 2,6 y 3,7 por ciento del PIB, respectivamente (IMF 2000: 41), y la transferencia de estas cantidades requería un oneroso ajuste estructural. Además, para mantener a la OPEP en jaque se invirtieron enormes cantidades de dinero en la costosa producción doméstica de petróleo y de gas, o de fuentes alternas de energía. No cabe duda de que los dos shocks petroleros jugaron un papel muy importante en la abrupta desaceleración de la economía mundial en 1974–5 y en 1980–3. Pero también, y no menos importante, los países consumidores hubieron de hacer frente al problema de la seguridad de suministros energéticos.

Pues bien, las compañías arrendatarias internacionales ya no podían más ni garantizar la seguridad del suministro ni asegurar unos niveles estables de los precios. Los gobiernos de los países consumidores debían, pues, tomar estos problemas en sus propias manos. Empero, en el corto plazo, la verdad era que no había mucho que hacer, toda vez que la derrota de las compañías arrendatarias internacionales también era una derrota de los países consumidores, según se había hecho evidente con el último acto de la revolución de la OPEP que tuvo lugar en el medio de un embargo petrolero árabe.

Los países consumidores desarrollados – los países miembros de la OECD – asumieron el liderazgo en la confrontación con la OPEP. En respuesta a una iniciativa del gobierno estadounidense fundaron en 1974 la Agencia Internacional de Energía (AIE).¹ Ésta adoptó primero un Programa Internacional de Energía con status de tratado internacional, para confrontar conjuntamente posibles emergencias futuras. Los países miembros se comprometieron a almacenar cantidades de petróleo suficientes para cubrir sesenta días de consumo – más tarde noventa –, y a preparar programas de contingencia para restringir la demanda, si es que fuera necesario. Se estableció, además, un Sistema de Emergencia

¹ Sin embargo, la membresía de la OECD y de la AIE no es idéntica. Francia entró a la AIE solamente en 1992, y Noruega es sólo un miembro condicional. México se hizo miembro de la OECD en 1994, pero no de la AIE.

Compartida para enfrentar conjuntamente embargos selectivos, y todo el arreglo, en suma, debía funcionar sobre la base de una estrecha colaboración con las compañías petroleras internacionales.

Siguió luego, en 1976, un Programa de Largo Plazo, cuyo objetivo era minimizar la dependencia del petróleo importado. Ello se lograría, por un lado, mediante la reducción de la demanda – o, al menos, la desaceleración de su crecimiento –, la mejora de la eficiencia en el consumo a través de la conservación y de nuevas tecnologías, pero también mediante impuestos mayores sobre el consumo de los derivados del petróleo. Por otro lado, se buscaría estimular el uso de fuentes alternas de energía (petróleo doméstico, carbón, gas natural, energía nuclear, etc.) y la restricción del consumo de los derivados del petróleo para aquellos usos donde eran irremplazables, es decir, esencialmente para el transporte. En cuanto a la generación de energía, al carbón se lo consideró como la alternativa más obvia frente al fuel-oil luego del segundo shock petrolero en 1979 y de que la AIE acordara minimizar el consumo de este último. Los países miembros se comprometieron a una planificación de sus políticas energéticas nacionales que previniera la construcción de ‘nuevas capacidades básicas quemando petróleo, sea de forma exclusiva o como posible alternativa’, y a confinar progresivamente el petróleo al uso en momentos de demanda ‘mediana o alta’, haciendo ‘un uso máximo de combustibles distintos al petróleo en todas aquellas capacidades con sistemas duales’ (Scott, 1995: V.3, 224). Por lo demás, en los años noventa, y de un modo inesperado, fue finalmente el gas natural, y no el carbón, el que sirvió a este propósito.

Hacia finales de la década, el énfasis de la AIE se desplazó hacia el incremento de la oferta doméstica. Los países miembros fueron invitados a aprovechar todas las oportunidades económicamente viables, ‘para minimizar la caída en su producción petrolera doméstica’. Por lo tanto, los otorgamientos de licencias o concesiones, así como los regímenes fiscales, debían revisarse ‘para promover el desarrollo oportuno’ de los yacimientos (Scott, 1995: V.2, 169). El mismo principio habría de aplicarse, claro está, a las fuentes alternas de energía tales como el carbón, que era relativamente abundante en los países de la OECD. Más aún, los países miembros deberían asegurar ‘que los regímenes fiscales, por ejemplo, las regalías y los impuestos de producción (*severance taxes*) del gobierno, (...) no afectaran negativamente la viabilidad de la minería del carbón’ (Scott 1995: V.3, 227).

Había llegado para los países consumidores el turno de cuestionar la referencia estadounidense, aunque hubieran de hacerlo desde una perspectiva opuesta a la de los países exportadores. La OPEP lo había hecho transformando el régimen fiscal estadounidense, de carácter conciliatorio, en un régimen

propietal radical. Los países consumidores se movieron en la dirección contraria, desarrollando un régimen fiscal no-propietal igualmente radical con el fin, así, de maximizar la producción. Hasta ese entonces, la regalía había sido omnipresente y no sujeta a cuestionamientos, fuese en los regímenes petroleros privados o públicos. En las oportunidades excepcionales en que los economistas estadounidenses especialistas en el tema de la energía abordaron el tema de las regalías, mantuvieron, en contra de toda evidencia, que se trataba de un mecanismo de recaudación de rentas ricardianas. Empero, en Europa no existían intereses creados importantes sobre esta última cuestión, y los economistas especialistas en el tema gozaban de libertad, políticamente hablando, para criticar la regalía en cuanto mecanismos no ricardianos recaudadores de rentas de la tierra, y condenarlas como una obstrucción al libre flujo de la inversión. De mayor importancia práctica aún fue lo que sucedió en Gran Bretaña donde la regalía, esa emblemática renta de la tierra, se abolió a principios de los años ochenta (para nuevas licencias) dándole paso a un mecanismo ‘más flexible’, es decir, a un mecanismo recaudador de ganancias por encima de las ordinarias, tal y como correspondía a un régimen no-propietal.

A los países miembros también se les exhortó con insistencia ‘a promover inversiones diversificadas en la producción a lo largo del mundo’ (Scott 1995: V.2, 169). En efecto, para fines del siglo el consumo de los países no miembros de la OECD representaba ya más de la mitad de la energía mundial. De especial interés eran, desde luego, ‘los países en desarrollo con un potencial futuro significativo de oferta de hidrocarburos, en los cuales la AIE ‘apoyaría las actividades de las organizaciones internacionales orientadas a mejorar los regímenes de inversión’ (Scott, 1995: V.2, 347).

Las compañías petroleras nacionales en los países consumidores

Los gobiernos de los países europeos, tempranamente en el siglo veinte, fueron los primeros en involucrarse como accionistas en el negocio petrolero, lo cual no hizo sino reflejar el desarrollo del sistema de concesiones en el Medio Oriente.² Por otra parte, la mayoría de las compañías petroleras nacionales en los países consumidores latinoamericanos se establecieron en el período de entre-guerras. Se suponía que estas compañías explorarían, producirían y refinarían petróleo para el mercado doméstico, en el

² El gobierno británico se convirtió en accionista mayoritario de la Anglo-Persian Oil Company (British Petroleum) en 1914. El gobierno francés promovió la fundación, para luego convertirse en el accionista mayoritario de la Compagnie Française des Pétroles en los años veinte, y así participar en las actividades petroleras del Medio Oriente conforme al Acuerdo de San Remo.

marco de una política general de sustitución de importaciones y de desarrollo económico nacional. Los países exportadores comenzaron a establecer sus compañías petroleras nacionales solamente en los años cincuenta. Concebidas como agencias del Estado terrateniente, se activaron realmente sólo después de las nacionalizaciones en los años setenta. La última ola de creación de tales compañías en los países consumidores, relativamente ricos en recursos naturales, fue provocada por la revolución de la OPEP. Fue así como Canadá y Gran Bretaña, por ejemplo, preocupados por la seguridad de suministro y los altos precios, establecieron PetroCanada y la British National Oil Company (BNOC). Por lo demás, hacia finales de los años setenta, entre los países consumidores, EEUU era el único productor significativo de petróleo sin una compañía nacional.

Esta última ola en cuestión de compañías petroleras nacionales duró poco, toda vez que la AIE/OECD se hicieron cargo, a título colectivo y dentro de un contexto pronunciadamente liberal, del problema de la seguridad de suministro a precios razonables. Las nuevas compañías nacionales representaron una respuesta nacional y limitada a la revolución de la OPEP, mientras que la agenda liberal era una respuesta esencialmente global. En consecuencia, dichas compañías nacionales fueron desmanteladas y privatizadas entre la segunda mitad de los años ochenta y la primera mitad de los noventa. Al mismo tiempo, las compañías europeas más antiguas también habían perdido, con sus concesiones en los países exportadores, su razón de ser y también fueron privatizadas. Debe notarse que en ambos casos Gran Bretaña encabezó el movimiento privatizador.

En lo que toca a las compañías petroleras nacionales latinoamericanas, las mismas tuvieron un destino similar. La vieja idea de que las compañías internacionales no estaban interesadas en el desarrollo de yacimientos nacionales, sino más bien en importar petróleo desde concesiones altamente rentables en otra parte del mundo, ahora era obsoleta. Más aún, el modelo latinoamericano de desarrollo económico – proteccionista y de sustitución de importaciones – se encontraba en una profunda crisis, y bajo una presión externa creciente los países del área también se volcaron, en los años noventa, hacia la privatización y la liberalización. La compañía Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina (YPF), la más antigua de América Latina, ya se ha privatizado del todo; en el caso de Brasil, Petrobrás, que es la más joven del grupo, la privatización hasta el momento sólo ha sido parcial. Al presente, pues, sólo existe un grupo importante de compañías petroleras nacionales: las de los países exportadores, esto es, las agencias de los Estados terratenientes.

Una agenda global

Hagan lo que hagan los países consumidores dentro de su área, su acción nunca será suficiente puesto que su base de recursos naturales es insuficiente: 76 por ciento de las reservas mundiales de petróleo crudo se encuentran dentro del área de la OPEP, y otro 6 por ciento se encuentran en la ex-Unión Soviética; en el caso del gas natural – una fuente de energía de importancia potencial similar al petróleo crudo, con reservas mundiales equivalentes a un trillón de barriles en números aproximados – la OPEP y la ex-Unión Soviética controlan, respectivamente, 42 y 39 por ciento del total. El carbón es la única fuente de energía abundante dentro de la OECD, pero en un mundo cada vez más consciente del medio ambiente, su uso lleva el estigma de ser la más sucia de todas. Por último, la energía nuclear nunca llegó a satisfacer las expectativas que con ella se habían creado.

Con vista en lo anterior, y aun con precios altos, son escasas las posibilidades de los países de la OECD para limitar su dependencia respecto del petróleo de la OPEP. Con una demanda creciente y una producción doméstica declinante, dichos países tendrán que importar, para el año 2010, el 70 por ciento de sus requerimientos, que se estiman en 45 millones b/d. Por lo demás, cabe suponer que la demanda en el ‘resto del mundo’ crecerá a una tasa aún mayor. Este incremento, muy probablemente, ‘será cubierto en primer lugar por los productores de petróleo más importantes del Medio Oriente y Venezuela’ (Scott 1995: V.2, 64), a pesar del consumo generalizado de carbón y, en fecha más reciente, de gas natural en la generación de energía eléctrica.

Ahora bien, todo lo anterior hace propicio algún arreglo con la OPEP. Cabe entonces preguntarse, ¿no valdría la pena tratar de incorporar a la OPEP o, al menos a algunos de sus países miembros, al nuevo régimen petrolero internacional no-propietal? Desde la revolución de la OPEP, el desempeño de los países miembros ha sido muy pobre. Aparte de guerras entre algunos países miembros, disturbios militares y civiles en otros, y el endeudamiento externo de la mayoría, ninguno ha cumplido con el desarrollo económico y político prometido. En 1989, algunos países miembros se encontraban en una situación interna precaria, de gran debilidad y de división, y comenzaron a ceder ante la presión creciente para abrir de nuevo la exploración y explotación de petróleo a la inversión privada. Luego vino la caída del Muro de Berlín y el colapso y desintegración de la Unión Soviética, para entonces el segundo exportador de petróleo del mundo. Con esa victoria del capitalismo sobre el comunismo y el fin de la guerra fría, nuevos territorios ricos en hidrocarburos se abrieron, sorpresiva e inesperadamente, a los inver-

sionistas extranjeros. Este nuevo contexto político internacional brindó una oportunidad única a los países consumidores de avanzar en su agenda en una escala verdaderamente global. El naciente régimen petrolero liberal internacional, es decir, no-propietal, aunque todavía limitado al ámbito de los países consumidores, de súbito se convirtió en una parte integral, o incluso en un modelo ideal, para el nuevo mundo del capitalismo global.

6.2 Tratados de inversión y recursos naturales

Con el fin de contener y enfrentar la política de ‘soberanía permanente sobre los recursos naturales’, luego de la revolución de la OPEP, los países consumidores desarrollados – primero los europeos, luego los EEUU y otros miembros de la OECD – comenzaron a negociar una serie de tratados bilaterales de inversión (TBI). Ahora bien, puesto que las naciones del Tercer Mundo representaban una amplia mayoría en las Naciones Unidas, los países desarrollados no consideraron viable un enfoque multilateral. De manera que en general estos tratados (TBI) se firmaron, según lo dicho, de forma bilateral, esto es, entre un país desarrollado y otro subdesarrollado, por lo que los flujos de inversión, previsiblemente, habrían de moverse en una sola dirección. No debe sorprender, entonces, que las reglas acordadas complacieran los deseos de los países desarrollados exportadores de capital, reviviéndose así las pautas del derecho internacional tradicional sobre estas materias con la anuencia de unos cuantos países del Tercer Mundo.

Después de la desaparición de la Unión Soviética, el riachuelo de los TBI, para hablar en estos términos, se transformó en un torrente. Fue así como un gran número de tratados se firmó entre los países miembros de la OECD, por una parte, y Rusia, las Nuevas Repúblicas Independientes y los países europeos del este, por la otra. Pero ahora la Unión Europea (UE), con su mirada puesta en las riquezas de hidrocarburos de la antigua Unión Soviética, aprovechó la oportunidad para iniciar negociaciones multilaterales. El primer resultado, en diciembre de 1991, fue la Carta Europea de la Energía, una declaración no-vinculante de principios, pero que sirvió de punto de partida para las negociaciones subsiguientes del Tratado sobre la Carta de la Energía (TCE) que concluyeron en diciembre de 1994.

En este contexto merece destacarse también el Tratado de Libre Comercio EEUU–Canadá de 1989, en el que se incluyen también los temas relativos a la materia de la inversión (Cap. XVI). Dicho acuerdo se amplió en 1993, convirtiéndose de este modo en el Tratado de Libre Comercio de Norte

América (TLCAN), que incluye también a México. Más aún, la Ronda de Uruguay del GATT concluyó exitosamente, en 1994, con la fundación de la Organización Mundial del Comercio (OMC). Cabe decir, de nuevo, que aunque la OMC era solamente un tratado de comercio, no dejó de tener gran significación para la cuestión de la inversión. En resumen, en los cinco años que van de 1989 a 1994, los países consumidores lograron avances significativos en el establecimiento de un régimen de inversión internacional, en cuyo centro se colocó ese nuevo régimen petrolero no-propietal.

La definición de ‘inversión’

Todos los tratados bajo escrutinio definen el término ‘inversión’ en un sentido muy amplio. Por ejemplo, el firmado entre EEUU y Azerbaijón califica como inversiones todos los derechos emanados de ‘los contratos de producción compartida, de ingresos compartidos, concesiones, u otros contratos similares’, además de ‘los derechos conferidos de acuerdo con la ley como licencias y permisos’. En consecuencia, los contratos de exploración y explotación petrolera no son más que ‘acuerdos de inversión’ (TBI EEUU–Azerbaijón 1997: Art. I). Una definición similar se encuentra en el TBI Canadá–Venezuela (1996), o en el TCE, aunque este último sólo se refiere a la inversión en el sector energético (TCE 1994: Art.1.6). Por lo tanto, con estos tratados se define un marco legal para la explotación de los recursos naturales, ignorando por completo la posible existencia de una relación terrateniente-arrendatario y, por consiguiente, considerando exclusivamente los derechos de los ‘inversionistas’.

Requisitos de desempeño de la inversión relacionados con el comercio

El tratado EEUU–Azerbaijón proscribía los requisitos de desempeño de la inversión relacionados con el comercio de un modo aún más radical que lo hecho por el GATT/OMC. Así, ninguna de las partes, bien se trate de un nacional o de una compañía estadounidense o azerbaijana, deberá ‘obligar o hacer valer como una condición para el establecimiento, adquisición, expansión, gerencia, conducción u operación de una inversión cubierta, ningún requisito que incluya obligaciones o promesas en relación con el otorgamiento de un permiso o de una autorización del gobierno’, con el fin de ‘alcanzar un nivel o porcentaje específico de contenido local, o para comprar, usar o dar preferencia de un modo u otro a productos o servicios de origen doméstico’, o para ‘transferir tecnología, procesos de producción u otras patentes a un nacional o a una compañía nacional en el territorio de la parte correspondiente’, o incluso ‘para llevar a cabo un tipo particular de investigación o de alcanzar un nivel o porcentaje de investiga-

ción y de desarrollo dentro del territorio de la parte correspondiente' (TBI EEUU–Azerbaiján 1997: Art. II.1, VI). Cada parte deberá también 'asegurarse que sus empresas públicas, en su aprovisionamiento de bienes o servicios, concede a las inversiones cubiertas un trato nacional y de nación más favorecida'. Por último, este tratado también insiste en que las disposiciones gubernamentales en materia de otorgamiento de permisos, licencias, concesiones – o cualquiera fuese la forma de garantizar el acceso al recurso natural – no deberían discriminar en favor de ciudadanos o compañías nacionales. Y es más, con vista en la posible privatización de compañías estatales, los gobiernos no deberían favorecer a sus nacionales. En otras palabras, el gobierno estadounidense, por ejemplo, sólo tiene la opción de otorgar o no concesiones en tierras públicas, o de privatizar o no sus compañías estatales, pero no puede discriminar en contra de los inversionistas de Azerbaiján en los EEUU.

El tratado entre Canadá y Venezuela contiene las mismas cláusulas, con la diferencia de que no prohíbe una política al estilo de 'compre venezolano' por parte de las empresas estatales, además de que no cubre la fase de pre-inversión, valga decir como ejemplo, el otorgamiento de concesiones. Similarmemente, el TCE estipula que 'una parte contratante no deberá aplicar ningún requerimiento de desempeño de la inversión relacionada con el comercio, que sea inconsistente con (...) el GATT'. Ahora bien, aunque el TCE, con la ambigüedad típica de este género de acuerdos multilaterales, añade excepciones y cláusulas por las que se permite a los signatarios el no aplicar esta última regla, también incorpora otras que, por el contrario, están diseñadas para mantener la presión sobre los signatarios reacios de moverse en la dirección deseada (TCE 1994: Art. 5 y 10). Con respecto a la fase de pre-inversión, el TCE sólo establece principios que no son jurídicamente vinculantes, y la razón puede hallarse en que en sus negociaciones participaron países menos desesperados que Azerbaiján por atraer inversiones extranjeras. Es así como se dice que cada parte contratante, por ejemplo, sólo 'se esforzará en acordar' que tal trato no sea discriminatorio. Con todo, sí se mantuvo la presión sobre aquellos signatarios que se negaron a aceptar un compromiso firme sobre este punto, por la vía de un 'tratado suplementario' que aún debe negociarse. (TCE, 1994: Art.10.2, 3, 4)

La solución de controversias

En el tratado entre EEUU y Azerbaiján se otorga a los inversionistas privados – mas no a los gobiernos – un menú de opciones para solucionar 'controversias en relación con la inversión', desde los tribunales nacionales al arbitraje internacional, con independencia de lo que se hubiera pautado en el 'acuerdo de

inversión’ o en las leyes de inversión extranjera (EEUU–Azerbaiján, Art. IX.3). Algo similar se aplica al tratado entre Canadá y Venezuela. Las previsiones para la solución de las controversias en el ámbito del TCE, que es muy influenciado por los precedentes creados con el Tratado de Libre Comercio EEUU–Canadá y con el TLCAN, se redactaron de un modo casi idéntico (TCE 1994: Art. 26). Más aún, estas disposiciones debían entrar en vigencia inmediatamente luego de firmarse el tratado, incluso antes de que fuera ratificado por los países miembros. Sin embargo, y de modo peculiar, se abría de nuevo la posibilidad de no someterse a esta disposición.

Impuestos

En lo que concierne a los impuestos soberanos, el TBI EEUU–Azerbaiján señala que ‘ninguna disposición deberá imponer obligaciones en materia impositiva’. Empero, existen algunas excepciones, entre las cuales destaca por su importancia la que se refiere a ‘las controversias sobre la inversión’ basadas en ‘un acuerdo de inversión o en una autorización de inversión’ (EEUU–Azerbaiján, Art. XIII). Las autorizaciones, en términos sencillos, son concesiones o licencias; mientras los acuerdos cubren todo los tipos de contratos de exploración y explotación, incluyendo aquéllos firmados entre las compañías petroleras nacionales e inversionistas extranjeros: un punto muy importante sobre el cual volveremos más adelante.

En todo caso, ¿dónde se originan las posibles ‘controversias sobre la inversión’? De acuerdo con el tratado, éstas pueden originarse en un incremento de los impuestos al que cabe considerárselo como equivalente a una expropiación o nacionalización *indirectas*, lo cual se denomina en el texto simplemente ‘expropiación’. Por lo tanto, si un nacional o una compañía nacional afirman ‘que un asunto impositivo implica una expropiación’, entonces se ‘podría someter tal controversia al arbitraje’ siempre y cuando se cumplan dos condiciones: una, que ‘el nacional involucrado o la compañía involucrada se hayan dirigido en primer lugar a las autoridades impositivas competentes de ambas partes para que juzguen si ese asunto impositivo implica una expropiación’; y, segundo, que ‘*ambas* autoridades competentes en materia impositiva no hayan determinado, dentro de los nueve meses contados a partir de que el nacional o la compañía les remitieran el asunto, que éste no implica una expropiación’ (EEUU–Azerbaiján, Art. XIII.2; *itálicas nuestras*). En consecuencia, incluso a los inversionistas sin relación contractual alguna se les otorga, así, la opción de un arbitraje internacional en materia impositiva, siempre y cuando una de las partes – el gobierno de EEUU o de Azerbaiján – no haya dictaminado, dentro de un plazo de nueve meses, que el aumento impositivo o un nuevo impuesto ‘no implica una expropiación’. El

TBI Canadá–Venezuela establece el mismo procedimiento, si bien en este caso los dos gobiernos tienen sólo seis meses para pronunciarse. El TCE, con sus salvedades diplomáticas usuales, en general adoptó las mismas pautas.

‘Soberanía sobre los recursos energéticos’

El único país exportador desarrollado de petróleo, Noruega, también tomó parte en las negociaciones del TCE.³ Su presencia explica porqué la cuestión de la soberanía llegó a plantearse, antes que haberla dejado simplemente de lado. En todo caso, sólo se la trató bajo el título de ‘soberanía sobre los recursos energéticos’ y ya no de ‘soberanía permanente sobre los recursos naturales’ (Naciones Unidas 1962).

La soberanía estatal y los derechos soberanos sobre ‘los recursos energéticos’ fueron reconocidos aunque sólo si eran ejercidos ‘con arreglo a las disposiciones del Derecho Internacional, y con sujeción a las mismas’. Del mismo modo, si bien ‘las disposiciones de las partes contratantes que regulan el régimen de propiedad de los recursos energéticos’ no estaban en juego, éstas no deberían afectar el ‘objetivo de fomentar el acceso a los recursos energéticos y su prospección y explotación en condiciones comerciales’. También se acordó que las ‘partes contratantes habrán de facilitar el acceso a los recursos energéticos concediendo, de forma no discriminatoria y basándose en criterios públicos, autorizaciones, licencias, concesiones y contratos de prospección y exploración para explotar o extraer recursos energéticos’, todo lo cual sugiere que el próximo paso podría ser obligar al poder soberano, de un modo u otro, a colocar esos ‘recursos energéticos’ en el mercado. Es un hecho notable que tal posibilidad se la negó explícitamente ante la insistencia de Noruega:

Los Estados conservan (...) el derecho de determinar (...) las zonas geográficas que han de destinarse a la prospección y explotación de recursos energéticos, a optimizar su extracción, a decidir cuál ha de ser su tasa de extracción o explotación, a establecer y recaudar impuestos, regalías u otros pagos financieros pagables en virtud de tal prospección y explotación, y a regular los aspectos ambientales y de seguridad de dicha prospección, desarrollo y recuperación dentro de su territorio, y a participar en la prospección y explotación mediante, entre otras, la participación directa del gobierno o la participación de empresas estatales. (TCE 1994: Art.18)

En este Art. 18 es notorio el esfuerzo desesperado por evitar cualquier sugerencia de que pudiera existir algún vínculo entre energía y recursos naturales, y especialmente entre energía y recursos naturales no-

renovables. Pues, por una parte, los recursos naturales como tales siempre son una materia que cae bajo el ámbito de la soberanía y, por la otra, en el caso de los recursos naturales no-renovables la soberanía se extiende a la regulación de la producción, o al ‘prorrato’ para utilizar el término técnico que viene al caso. Prevalece, entonces, el derecho a la regulación estatal de la producción sobre cualquier legislación contra los cárteles de compañías productoras. Así, por ejemplo, el Art. 20 del GATT – que data de 1947, y en el presente forma parte íntegra de la OMC – confirma expresamente el derecho del Estado a regular la tasa de explotación de los recursos naturales no renovables; y así lo confirmó, una vez más, el TLCAN, además de que incorpora una definición más amplia del término al referirse ‘a la conservación de recursos naturales no-renovables, *vivientes o no*’ (TLCAN 1993: Cáp. XXI, Art. 2101; *itálicas nuestras*).

Sin embargo, a pesar del lenguaje confuso, sí se terminan por reconocer no sólo los derechos soberanos del Estado, sino también sus derechos como propietario: el derecho a negar a los inversionistas el acceso a unas ‘áreas geográficas’ particulares; a obtener una regalía por sus ‘recursos energéticos’ a cambio de conceder tal acceso; a regular los niveles de producción de esos ‘recursos energéticos’; y a participar con sus compañías petroleras nacionales en la exploración y producción. Difícilmente todo ello podía ser más contrario al espíritu, y aun a la letra del resto del TCE. Su propósito esencial, tan sistemática y cuidadosamente redactado, era el de erradicar de la mente de los signatarios ricos en recursos naturales la idea de que pudiera existir algo como una relación internacional de negocios entre arrendatarios y terratenientes, antes que sólo una relación entre el Estado y el contribuyente. Este artículo extraño, que debía incorporarse en el tratado, tenía que aceptarse, puesto que sin él las complejas negociaciones multilaterales habrían fracasado. Cláusulas comparables no se encuentran, desde luego, en los tratados de EEUU y Azerbaijón o de Canadá con Venezuela. Tampoco se lo halla en el tratado entre EEUU y Canadá. Y en cuanto al TLCAN, el hecho es que México sí consiguió que su sector petrolero no fuera cubierto por las pautas de este tratado (TLCAN 1993: Cap. VI).

³ También Gran Bretaña es un exportador significativo pero, como veremos, este país está firmemente comprometido con el régimen liberal no-propietal.

Presente y futuro del nuevo régimen

El régimen petrolero internacional no-propietal que los países desarrollados consumidores buscan desarrollar en respuesta a la revolución de la OPEP de comienzos de los años setenta, ha evolucionado hasta convertirse en un pretencioso sistema internacional de tratados de comercio e inversión y en un intento por crear una sola economía global, unida por el libre flujo de las mercancías y de los capitales. En esta economía global, por lo demás, los recursos minerales estarían sujetos al soberano global: los consumidores.

El TLCAN y el TCE promovieron también nuevas reglas y normas entre los países desarrollados mismos. En ambos tratados, las reglas y normas aplicables al arbitraje internacional fueron mucho más allá de lo que jamás habían acordado anteriormente la Unión Europea o la OECD. En la euforia que siguió al éxito de la TCE, la OECD lanzó la idea de un Acuerdo Multilateral sobre la Inversión (AMI), intento éste que fracasó en buen parte debido a la resistencia de Francia. Desde entonces el TCE y la OMC han avanzado más lentamente.

En 1998, el TCE entró en vigencia luego de su ratificación por treinta signatarios.⁴ Empero, no todo transcurrió sin problemas, pues si bien los EEUU habían presionado fuertemente para formar parte de las negociaciones, y con el fin de prevenir que el TCE se convirtiera en un tratado 'europeo', finalmente se negó a firmarlo. Este país consideró el trato dado a la fase de pre-inversión como demasiado condescendiente si se comparaban sus estándares con los ya establecidos en los TBI estadounidenses, y no estaba dispuesto a admitir el artículo sobre la soberanía. Más aún, estaba EEUU convencido de que el TCE crearía precedentes negativos para futuros tratados bilaterales de inversión (por ejemplo con Rusia), y multilaterales (por ejemplo con los países latinoamericanos).⁵ Sin embargo, es a la presencia de los EEUU en esas negociaciones que se debe, entre otras cosas, las cláusulas de arbitraje de un alcance tan grande.

Rusia firmó, pero hasta ahora no lo ha ratificado, lo cual representa, desde luego, un fracaso mayor para el TCE. Después de todo, Rusia controla el 74 por ciento de las reservas probadas de pe-

⁴ Las únicas instituciones creadas bajo el TCE son el Secretariado y la Conferencia.

⁵ En diciembre de 1994, al mismo tiempo que se firmaba el TCE en Lisboa, tuvo lugar en Miami la Cumbre de las Américas, el encuentro más grande de Jefes de Estados jamás realizado en el Hemisferio Occidental. La Cumbre acordó crear un 'Área de Libre Comercio para las Américas', extendiendo el TLCAN a toda las Américas. Una parte integral de este diseño es la 'Iniciativa Energética de las Américas', con unas reuniones ministeriales anuales.

tróleo crudo de la antigua Unión Soviética, y el 85 por ciento del gas natural. ‘Las negociaciones, del lado ruso, en buena parte [fueron] conducidas por los grupos reformistas, y ellas y sus posibles resultados [eran] una estrategia, por parte de los reformadores, orientada a imponer el modelo de la economía de mercado, sobre el cual se basaba el tratado, en el debate político interno’ (Wälde 1996b: 316). No obstante, domésticamente varios grupos de intereses nacionales conservaban su influencia, en especial en el sector de petróleo y de gas, en el cual se origina más del 60 por ciento de las exportaciones y de los ingresos fiscales rusos.

Pues bien, desde una perspectiva nacional era muy difícil, y hasta imposible, aceptar el TCE. Desde la perspectiva de las Nuevas Repúblicas Independientes, las cosas lucían diferentes; en las palabras del Presidente de Kazajstán, Nursultan Nazarbayev: ‘Pienso que en el mundo actual las armas no pueden hacer nada para proteger el país. Por tanto, nuestra principal garantía de seguridad [en contra de Rusia] será una poderosa presencia de negocios occidentales en Kazajstán’ (Ögütçü, 1996: 78).

En la práctica, los inversionistas privados extranjeros no han tenido mucho éxito en acceder al petróleo ruso. En 1998, el gasto acumulado en los proyectos que involucraban a la ARCO, la BP, la ENI y la Shell, era todavía mínimo, y el panorama no era prometedor (TCE/AIE, 1998: 5). Aun así, el gobierno ruso se encuentra bajo presión continua para ratificar el TCE. Por ejemplo, en el Encuentro Ministerial de Energía del G8 en Moscú,⁶ en abril de 1998, la Secretaría del TCE y la AIE presentaron un texto conjunto sobre ‘inversión en energía’, basado principalmente en ‘valiosos estudios realizados o auspiciados por el Banco Mundial y el Banco Europeo para la Reconstrucción y el Desarrollo’ (TCE/AIE, 1998: 1). Sobre el asunto de la igualdad de oportunidades en la fase de pre-inversión, el texto conjunto afirma que ‘los beneficios económicos nacionales que se derivan de (...) una inversión, no se determinan por la nacionalidad de la compañía inversionista’. Por ello, las oportunidades de privatización deberían ‘estar abiertas a las compañías sin discriminación por causa de su nacionalidad. No debería haber limitaciones a la reventa y compra subsiguientes de acciones o de otros activos luego de la privatización’. En cuanto al comercio de energía, se recomienda que se sigan las normas de la OMC lo más estrictamente posible. Finalmente, el texto conjunto concluye en que Rusia ‘deberá perseguir,

⁶ Es decir, el G7 más la Federación Rusa.

con carácter prioritario, la ratificación del Tratado sobre la Carta de la Energía de 1994' (TCE/AIE 1998: 25–6).

En su resumen ejecutivo, el texto conjunto argumenta insistentemente en contra de los regímenes fiscales propietarios y a favor de los no-propietarios; es decir, en contra de las regalías y a favor de los impuestos a la ganancia extraordinaria. 'La experiencia ha mostrado que un sistema de impuesto inestable o desequilibrado, puede ser el factor más importante, tomado aisladamente, en disuadir a los inversionistas. Ello ha sido particularmente cierto donde los impuestos se han basado en ingresos brutos mas no en las ganancias, luego de deducirse los costos en los cuales se incurrió' (TCE/AIE 1998: ii). Se sostiene entonces que 'los sistemas basados en la ganancia se auto-ajustan mejor, y facilitan a los inversionistas la evaluación del impacto fiscal sobre el período de vida de sus proyectos de inversión (...). Encontrar la estructura correcta de impuestos es de particular importancia para Rusia, donde la industria petrolera representaba un 70 por ciento de los ingresos del gobierno federal en 1997' (TCE/AIE 1998: 21–2). La realidad, como vimos, es otra. La patria de los regímenes fiscales basados en regalías e impuestos de producción son los EEUU, país éste que es también la patria de la industria petrolera privada más grande, próspera y exitosa en el mundo, y en ninguna otra parte los regímenes fiscales han sido más estables que allí.

El texto conjunto recomienda poner en práctica regímenes fiscales en la exploración y explotación del petróleo basados en los impuestos a la ganancia extraordinaria, por encima y adicionalmente a los impuestos normales sobre los ingresos. Esto, sin embargo, contradice la tendencia mundial de las últimas décadas a favorecer impuestos sobre los ingresos brutos, tales como impuestos al valor agregado o, como ya discutimos en el capítulo 3, los impuestos sobre el ingreso personal (véase Gráficos 3.1 y 3.2), y en contra de impuestos más altos sobre las ganancias.

El G8 también se quejó del hecho de que 'los recursos energéticos de altos costos han sido y son desarrollados mundialmente, mientras los recursos más baratos permanecen en el subsuelo. Ésta es una consecuencia desafortunada de la concentración geográfica de los recursos y del comportamiento monopolístico, aunado a grandes incertidumbres políticas. Esta pérdida de recursos puede reducirse mediante una cooperación económica y política más estrecha, sustentada por tratados internacionales' (TCE/AIE, 1998: 18). En efecto, tanto los inversionistas como los consumidores podrían ahorrar cantidades muy significativas de dinero a través de precios y costos menores. Por ello, a los propietarios del

recurso natural se les exhorta a adoptar regímenes fiscales basados en la ganancia, con la elasticidad necesaria hacia abajo en cuanto a los precios y hacia arriba en cuanto a los costos. Pero no cabe duda de que los países exportadores de petróleo, con regímenes semejantes, habrán de salir perdiendo.

Michael Klein, economista jefe de la Royal Dutch–Shell en Londres, ha visualizado recientemente este mundo ricardiano ideal del siglo veintiuno. Supone él unos precios petroleros reales declinantes y, por lo tanto, espera que ‘la disputa sobre las rentas en la exploración y explotación continuará intensificándose’. Como ‘los países productores están abriendo todas las fases del negocio del petróleo y gas a los inversionistas extranjeros’, ‘revisarán los regímenes fiscales para atraer inversionistas. En particular, los países con yacimientos marginales abolirán las regalías’. Así, con el tiempo, ‘el diseño de las subastas se hará más eficiente y muchos contratos se adjudicarán a los postores que ofrecen la tasa marginal impositiva más alta y no un bono de firma por adelantado’. Al final, ‘para el año 2040 todas las compañías petroleras nacionales habrán sido privatizadas, y los sistemas fiscales en las actividades de exploración y explotación se estarán reduciendo a regímenes comunes y corrientes de los impuestos sobre los ingresos corporativos, ya que las rentas en la exploración y explotación disminuirán (Klein, 1999: 13–4).

En este escenario Klein supone precios petroleros reales declinantes, toda vez que la competencia, es decir, las fuerzas de mercado, genera en su pensar tal resultado, mas no admite él la acción de otras fuerzas, por ejemplo, las que en realidad *crean* los mercados. Pero, de hecho, el supuesto de los precios declinantes no es esencial para su escenario. Aun bajo el supuesto, quizás más realista, de una escasez creciente del recurso natural y, por lo tanto, crecientes costos reales de producción, los regímenes fiscales basados en los impuestos a la ganancia excesiva, por ser elásticos con respecto a unos costos crecientes, igualmente servirían para minimizar los precios y, de paso, los ingresos fiscales en los países exportadores de petróleo.

6.3 Con la mira en las compañías petroleras nacionales de los países exportadores

¿Por qué razón imaginable habrían los países exportadores de petróleo de suscribir políticas semejantes? Estos tratados bilaterales y multilaterales de ‘inversión’ representan la negación radical de ‘la soberanía permanente sobre los recursos naturales’ y, más específicamente, de los principios básicos de la

OPEP. Hasta donde se trata de las Nuevas Republicas Independientes, desesperadas por mantener a Rusia en jaque y, quizás, ignorantes de la economía política internacional del petróleo, se podría bien entender. La OPEP, en los años sesenta, ciertamente los habría advertido y aconsejado en contra de su aceptación, pero en los años noventa esa organización ya había perdido la mayor parte de su poderío político. Peor aún, algunos de sus países miembros – por ejemplo, Venezuela, un país petrolero con gran experiencia y relativamente desarrollado – suscribieron dichas políticas liberales. La explicación general puede encontrarse, desde luego, en el pobre desempeño de los países exportadores desde la nacionalización. En la mayoría, si no en todos ellos, existen ‘grupos reformistas’, deseosos de imponer un ‘modelo de economía de mercado en el debate sobre la política interna’.⁷

Pero ésta no es una explicación suficiente, dada la importancia abrumadora del sector petrolero en la mayoría de los países exportadores. Además, no basta con firmar y ratificar este tipo de tratados internacionales, pues su implementación efectiva requiere una agencia liberal poderosa. Si bien para este fin existen varios candidatos posibles, los dos candidatos más obvios son los ministerios de petróleo y las compañías petroleras nacionales. En la práctica, estas últimas han sido la opción preferida en los países exportadores. Dondequiera que éste es el caso, la privatización de las Compañías Petroleras Nacionales no encabeza la lista de prioridades de la agenda liberal. Así, típicamente, en el texto conjunto al gobierno ruso se le aseguró que:

Estudios muy importantes han observado que los arreglos existentes para otorgar una licencia a una empresa conjunta, se basan en un sistema administrativo que considera a la licencia del subsuelo como el documento supremo, mientras el acuerdo entre los socios de la empresa conjunta es sólo secundario. Ello expone al inversionista a diferentes riesgos significativos. Los términos de la licencia para usar el subsuelo están sujetos al cambio unilateral por la vía de una nueva legislación, y la licencia puede cancelarse por los gobiernos por diferentes razones. La licencia está sujeta a todos los impuestos aplicables y a todos los niveles de gobierno, y no se le otorga protección en contra de cambios adversos en las leyes impositivas o en otras leyes (...). Las controversias no están sujetas a arbitrajes imparciales porque no existe una relación contractual entre los socios de la empresa conjunta y el gobierno. (TCE/AIE 1998: 20)

De hecho, todos los países desarrollados otorgan concesiones o licencias exactamente del mismo modo como lo intentaba Rusia, incluso si tienen o tenían compañías petroleras nacionales (por ejemplo Noruega). Empero, en cuanto a los países exportadores y desde el punto de vista de los países consumi-

⁷ Para la cuestión petrolera y la OMC, véase Jiménez (2001).

res, el problema consiste en limitar sus derechos soberanos, más allá del solo acto soberano de otorgar el acceso a la tierra. Los tratados internacionales de inversión podrían hacer su parte, pero más podría lograrse mediante la combinación de tales tratados con los ‘acuerdos de producción compartida’ (TCE/AIE, 1998: ii) u otros contratos similares en la fase de exploración y explotación. Con ello se garantiza que las compañías petroleras nacionales se involucren directamente en el negocio; la importancia de este hecho reside, desde luego, no en el papel que éstas puedan desempeñar como socios, sino en su posible papel como ‘paraguas’ o ‘rehenes’. Ellas podrían garantizar contractualmente que habrán de absorber cambios legislativos desfavorables, y por encima de todo, cambios desfavorables en la legislación fiscal, ya fuese pagando ellas directamente, en representación de sus ‘socios’ extranjeros, o mediante el pago de indemnizaciones. Por lo tanto, en estos casos las compañías petroleras nacionales, a través de las llamadas ‘cláusulas de estabilización’, indirectamente entregan, en realidad, al Estado mismo como rehén. Más todavía, las mismas, con sus ventas internacionales, siempre tienen algo que sus ‘socios’ pueden embargar. Es en este contexto, desde luego, donde el arbitraje internacional es de importancia crucial.

Además, e incluso de mayor importancia, es el hecho de que las compañías petroleras nacionales pueden transformarse así en las nuevas agencias liberales de licitación y contratación. Aunque en el pasado habían sido los agentes recaudadores de la renta de la tierra de los Estados terratenientes, su papel se amplió enormemente con la nacionalización. Esto es, crecieron más allá de ser simples operadoras, hasta convertirse finalmente en compañías productoras con todas las de la ley y, como tales, en arrendatarias pagadoras de una renta de la tierra, renuentes a pagar sus altas cuentas impositivas y, en el caso de los países miembros de la OPEP, opuestas también a las cuotas. En este nuevo papel suyo, las compañías pueden resultar políticamente muy útiles, como caballos de Troya, revistiendo los regímenes no-propietarios con trajes nacionales, minimizándose así reacciones adversas dentro de los países afectados y, por lo tanto, cualquier peligro de que el transplante liberal pudiera ser rechazado. Aunque es indudable que al final del camino la privatización sí está en la agenda, la prioridad, por el momento, es la de asegurar que el régimen petrolero no-propietal se arraigue profundamente. Es así como el texto conjunto menciona a Azerbaiján como el ejemplo que Rusia debería de seguir.

7 PAÍSES CONSUMIDORES VS. PAÍSES EXPORTADORES: CASOS DE ESTUDIO

Este capítulo se inicia con el caso de Gran Bretaña, país que emergió como productor de petróleo en los años setenta convirtiéndose en exportador en los años ochenta. El mismo nos ofrece un ejemplo patente de un régimen no-propiedad. Pero esta nueva referencia en la escena petrolera internacional se ha encontrado con una fuerte resistencia dentro de los EEUU, país que fue la patria de los regímenes propietarios, y donde los intereses de los dueños de regalías son muy extendidos y están profundamente arraigados. En este caso nos concentraremos en el estado de Alaska, un nuevo actor en la escena, donde la producción petrolera se inició en 1978 luego de terminarse el Oleoducto Trans-Alaska. Se transformó entonces en un importante estado ‘exportador’ dentro de los EEUU, enviando casi toda su producción a los restantes 48 estados continentales de la unión. Por último, examinaremos el caso de Venezuela, un país del Tercer Mundo, exportador tradicional y miembro fundador de la OPEP, el cual nos proporciona el ejemplo mejor documentado de la transformación de un régimen petrolero a lo largo del siglo veinte.

7.1 Gran Bretaña

El régimen fiscal

Las primeras licencias en el Mar del Norte británico fueron otorgadas a mediados de los años sesenta.¹ Cada licencia cubría un bloque de 250 km², aproximadamente. Aparte de un pago modesto por matricular una licencia, había que pagar una regalía de un octavo, lo que estaba en línea con la referencia estadounidense. Empero, desde el mismo comienzo existió una importante diferencia en la manera como el gobierno británico administró el recurso natural de propiedad pública: las licencias se otorgaron con base en un proceso discrecional, lo cual permitió al gobierno, con gran éxito, maximizar la participación de las empresas nacionales en el desarrollo de esta nueva provincia petrolera. Las compañías extranjeras tenían que prometer ‘comportarse bien’ según lo establecido, y existían, además, fuertes incentivos para garantizar que así lo hicieran: su desempeño era tomado en cuenta en las subsiguientes rondas de licitación. De no haber sido por esta política y de una política similar por parte de Noruega, el desarrollo del

¹ Para el desarrollo del Mar del Norte británico en general, véase Mabro *et al.* (1986).

petróleo del Mar del Norte se hubiera manejado, posiblemente, desde el Golfo de México, para entonces la única provincia productora costa afuera plenamente desarrollada en el mundo.

Hasta el presente han tenido lugar dieciocho rondas de licitación y se han otorgado alrededor de mil licencias. Éstas fueron concedidas a través de un proceso de negociación, en el cual el gobierno estableció los niveles de inversión así como otras condiciones. Es un hecho digno de notar el que se haya hecho un uso de los bonos sólo muy excepcionalmente, y en los pocos casos en que sí se utilizaron, las sumas involucradas fueron muy modestas, aun después de que ya se sabía que el petróleo del Mar del Norte sería altamente rentable. El primer gran descubrimiento fue anunciado, en diciembre de 1969, por la British Petroleum (BP), seguido por otros a comienzos de los setenta. Es decir, muchos descubrimientos importantes precedieron la revolución de la OPEP, y para 1973 las expectativas ya eran de ganancias extraordinarias. Para recaudarlas, el gobierno británico tomó un nuevo camino, desarrollando un sistema esencialmente diferente del utilizado por la OPEP, pero también del viejo sistema estadounidense.

El gobierno laborista enfrentó el problema de las ganancias extraordinarias mediante la introducción, en 1975, de un Impuesto sobre el Ingreso Petrolero (IIP) (*Petroleum Revenue Tax*; PRT). Este impuesto se aplica al flujo de caja acumulado, tratándose las inversiones al igual que los costos corrientes. El IIP tiene que pagarse sólo después de que el flujo de caja acumulado se haya vuelto positivo, esto es, después de que los inversionistas hayan recuperado su inversión original, y que la tasa interna de retorno haya llegado a sobrepasar el 15 por ciento. Además, al gasto de inversión se le aplica un margen adicional (*uplift*), a saber, por cada libra esterlina de gasto de inversión, a los inversionistas se les acredita otros 35 peniques adicionales en compensación por los pagos de intereses más el efecto de la inflación. Finalmente, si alguna vez se ha pagado el IIP, pero el flujo de caja acumulado vuelve a decrecer en los años subsiguientes, entonces se le reintegra a la compañía la parte correspondiente con los intereses del caso. Este cálculo se lleva para todo el período de vida de las licencias, que es de 40 años prorrogables. En otras palabras, las ganancias excesivas no se definieron sobre una base anual, sino sobre el período de vida de un yacimiento.

Ahora bien, el IIP se aplica individualmente a cada yacimiento, en cuanto unidad de producción básica. Al mismo se aplica un cerco fiscal (*ring-fence*) para evitar que las ganancias excesivas sean reducidas, nacional o internacionalmente, mediante su ‘exportación’ a través de los precios de transferen-

cia o por la sub-contratación (*outsourcing*), o a través de la ‘importación’ de costos provenientes, en realidad, del transporte, de la refinación y distribución, o de cualquier otro negocio sujeto a niveles impositivos menores. En otras palabras, cada yacimiento se trata como un negocio individual y separado. Por la misma razón, a los efectos del impuesto sobre la renta corporativa, también se aplica un cerco fiscal a toda la plataforma continental de Gran Bretaña.

El IIP fue diseñado específicamente para recaudar las ganancias extraordinarias, o rentas ricardianas, en las actividades de exploración y explotación. En cuanto es un tipo de impuesto diseñado para cobrar la ‘renta del recurso’ (*resource rent tax*), no ha de obstruir el libre flujo de la inversión marginal o la extracción del proverbial barril marginal. Por el contrario, el sistema de subastas estadounidense, se concibió para recaudar las rentas ricardianas esperadas o ganancias extraordinarias mediante bonos, en tanto que el IIP las recauda sólo después de que se han materializado efectivamente. Los beneficiarios de las licencias tienen así la opción de gastar el dinero primero.

En 1975, la tasa aplicable del IIP se estableció en 45 por ciento, pero luego del segundo shock de precios (1979), se aumentó en varias oportunidades, alcanzando un 75 por ciento en 1983. Además, con la persistencia de precios del petróleo extraordinariamente elevados, en 1981 el gobierno introdujo un Impuesto Petrolero Suplementario (IPS) (*Supplementary Petroleum Duty*; SPD), que era en lo fundamental un impuesto de producción del 20 por ciento. Pero el IPS, que era un gravamen sobre el ingreso bruto, se abolió dos años más tarde. Simultáneamente, también se eliminó la regalía – un gravamen contractual – aunque sólo para nuevos campos. De modo que para 1983, el régimen fiscal en el Mar del Norte británico se había transformado en un régimen no-propietal, al menos en cuanto se refiere a los nuevos yacimientos y licencias.

Por otra parte, en 1975 el gobierno creó la British National Oil Company (BNOC), la cual, por ley, tenía el derecho a una participación de 51 por ciento en todas las licencias nuevas. En atención a la seguridad del abastecimiento, también se encargó a esta compañía del mercadeo del petróleo de regalía. Obviamente, la BNOC también hubiera podido contribuir de manera significativa a la capacidad del gobierno para recaudar efectivamente las ganancias extraordinarias. Pero el gobierno pronto redujo su papel y misión, y en 1982 se privatizaron sus activos en la exploración y producción. Aunque la BNOC continuó como una compañía comercializadora mayor, finalmente desapareció en 1986 (Hoopes 1997).

Por lo tanto, para 1983, una década después de la revolución de la OPEP, Gran Bretaña ya había desarrollado un contra-ejemplo de un régimen fiscal liberal y consistentemente no-propietal. Aunque Gran Bretaña ya era un exportador neto de petróleo, este país simplemente perseguía la maximización de la producción. En consecuencia, el debate político sobre el régimen fiscal se centró sólo en los riesgos, las ganancias normales y las extraordinarias, y en los incentivos y desincentivos a la producción e inversión. La idea de que debería pagarse algo por el recurso natural – es decir, una regalía – había desaparecido. En la cultura política que rige la cuestión petrolera británica en la actualidad, las regalías son simplemente ‘anticuadas’ (Kemp, Stephen y Masson 1997: 11).

Al mismo tiempo se abrió un primer gran boquete en el cerco fiscal: para incentivar la exploración en la totalidad del Mar del Norte británico, se permitió deducir los costos correspondientes de las ganancias de los campos más rentables, sujetos entonces al IIP en una tasa de 75 por ciento. Luego, en 1987, se introdujo un arreglo semejante en cuanto a los costos de desarrollo de los yacimientos. Finalmente, en 1993, esos boquetes en los cercos fiscales se taparon de nuevo, pero como parte de una transacción política, bajando el IIP a 50 por ciento y aboliéndolo por completo para los campos nuevos (Rutledge y Wright 2000). El argumento oficial era que, de todos modos, los nuevos yacimientos ya eran marginales, de manera que no valía la pena incurrir en los costos administrativos del IIP. Así, el desarrollo de la tasa de IIP siguió el mismo patrón que ya ha sido discutido en el capítulo 3, en el caso de las tasas de impuesto sobre la renta corporativa en los EEUU luego de la Segunda Guerra Mundial (véase Gráficos 3.1 y 3.2). De hecho, en Gran Bretaña la tasa de impuesto sobre la renta corporativa también siguió ese mismo patrón. Por ley se redujo, en 1984, la tasa del impuesto sobre la renta corporativa de 52 por ciento (en 1982–3) a 35 por ciento (para 1986–7), y se redujo aún más durante los años subsiguientes. Finalmente, en 1999, el gobierno llevó esa tasa a 30 por ciento, con lo cual Gran Bretaña pasó a tener una de las tasas del impuesto sobre la renta corporativa más bajas en el mundo.

En resumen, después de 1983, la participación fiscal marginal en los nuevos yacimientos era de 88 por ciento de las ganancias,² con lo cual se daba, obviamente, un problema de incentivos. Cada libra esterlina gastada adicionalmente, sólo le costaba, en realidad, 12 peniques al inversionista, y ello tenía que crear distorsiones muy serias. La tasa en cuestión, dicho en breve, era alta e insostenible. Se acu-

² $88\% = 75\% + (1-75\%)*52\%$.

mularon así presiones para reducir su tamaño: quince años más tarde se había reducido a 65 por ciento,³ y a 30 por ciento para campos desarrollados después de 1983. En el presente, además, también se está aboliendo ya la regalía en los campos viejos (Energy Exploration & Exploitation 2001: 86–7). Sin incurrir en demasiados riesgos de equivocarse, se puede predecir que el IIP pronto desaparecerá también, aunque ello requerirá de un arreglo más complejo por cuanto las compañías seguramente pedirán que se les devuelva una parte de los IIP pagados a los fines de cubrir los costos de desmovilización de los yacimientos definitivamente agotados.

El ingreso fiscal

El Gráfico 7.1 muestra el desarrollo de la producción de petróleo y gas desde el año fiscal 1977 (AF77) hasta el AF99,⁴ y los Gráficos 7.2 y 7.3 presentan la evolución correspondiente de los ingresos fiscales y de los ingresos brutos. El porcentaje efectivo de la regalía, hasta 1982, incluyendo pagos modestos por el otorgamiento de las licencias y de los bonos, no sólo modestos sino también raros, promediaron cerca de 10 por ciento,⁵ pero luego de esa fecha dicho porcentaje decrece por la producción de los nuevos campos, exentos de regalía; en el presente, el promedio es aproximadamente de 3 por ciento. Ya en el AF78 se comenzó a pagar el IIP; este impuesto creció vertiginosamente en términos absolutos y relativos, con los precios, volúmenes, tasas aplicables, y posteriormente con la desaparición del IPS y la regalía. Su nivel más alto se alcanzó en los años 1983–5, y, como cabe esperar, cayó drásticamente en 1986 con el colapso de los precios. Debe tenerse presente que el IIP fue diseñado para recaudar rentas en un mercado en alza, pero también para ser flexible hacia abajo con respecto a los precios.

En el AF91, el IIP en la producción del Mar del Norte británico, en su conjunto, fue negativo; en otras palabras, en ese año el gobierno devolvió a la industria parte de los IIP pagados en los años anteriores, pues dicho impuesto estaba diseñado también para ser flexible con respecto a los costos. El objetivo era incentivar a las compañías a producir un barril adicional en la medida de lo posible, e incluso con costos fuertemente crecientes. Y como hemos visto, esta práctica se extendió a todo el Mar del Norte británico con respecto a la exploración y, parcialmente al menos, también con respecto a los cos-

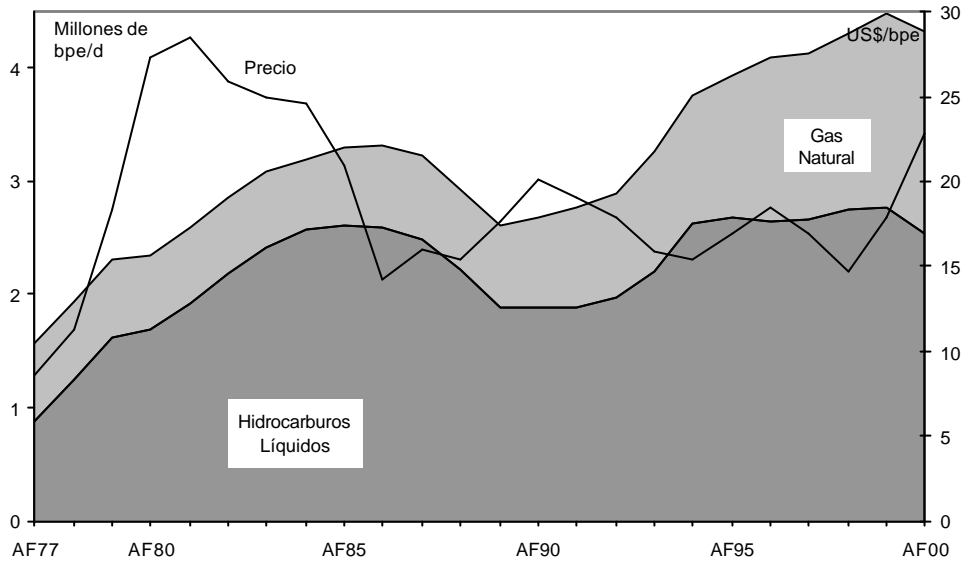
³ $65\% = 50\% + 50\% * 30\%$.

⁴ En Gran Bretaña, el año fiscal comienza el 6 de abril.

⁵ La regalía se paga a precios de boca de pozo. Sin embargo, el ingreso petrolero bruto es reportado a precios de desembarque en la costa. Por lo tanto, la regalía representa un porcentaje menor a estos precios que el 12,5 por ciento legal.

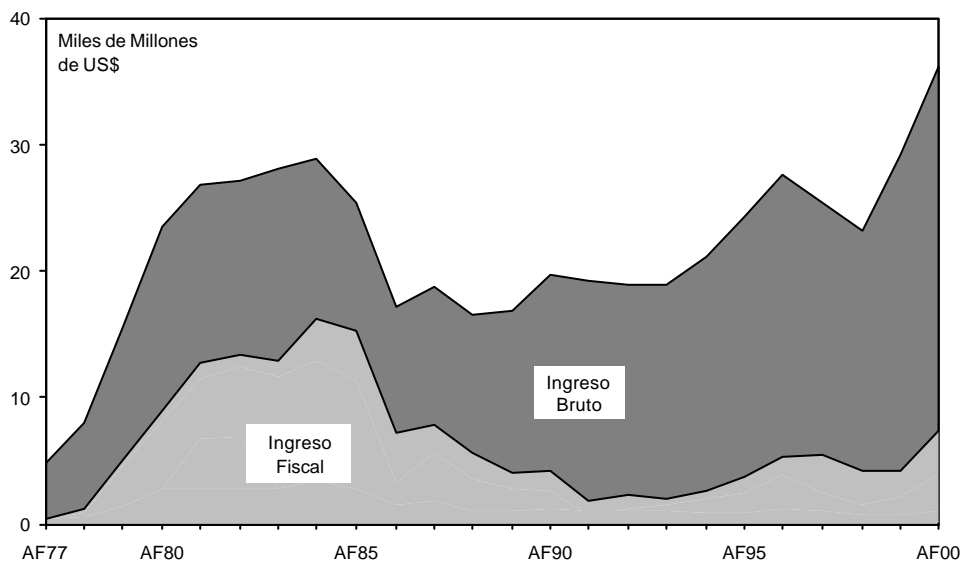
tos de desarrollo de los yacimientos. No es sorprendente entonces que el IIP, aun antes de su reforma en 1993, perdiera rápidamente importancia.

Gráfico 7.1 Gran Bretaña: precios y producción de petróleo y gas

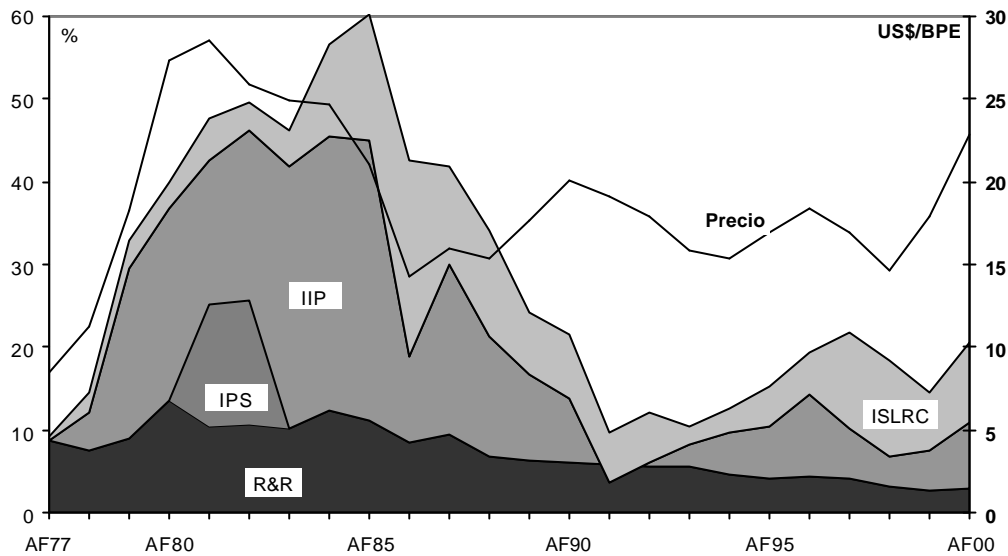


Fuente: Department of Trade and Industry: *Development of UK Oil and Gas Resources*, 2001.

Gráfico 7.2 Gran Bretaña: ingreso fiscal e ingreso bruto



Fuente: La misma del Gráfico 7.1.

Gráfico 7.3 Gran Bretaña: el ingreso fiscal como porcentaje del ingreso bruto

R&R: Rentas y Regalías; IPS: Impuesto Petrolero Suplementario; ISLRC: Impuesto sobre la renta corporativa; IIP: Impuesto sobre el Ingreso Petrolero

Fuente: La misma del Gráfico 7.1.

El impuesto sobre la renta corporativa fue de importancia más significativa en 1986 debido a la pronunciada caída del IIP, que es tratado como un costo, y cuando se le reembolsa, como un costo negativo. Después, este impuesto cayó continuamente hasta el AF93, cuando empezó a recuperar algo de su importancia previa, debido probablemente a la producción de los campos nuevos exentos del IIP. En general, la imagen que emerge de los Gráficos 7.2 y 7.3 es que, una vez que se implementó un régimen fiscal no-propietal, sigue una caída en los ingresos fiscales durante los años subsiguientes. El Mar del Norte Británico constituye en el presente, con creces, la provincia petrolera con los impuestos más bajos del mundo,⁶ y también es la más rentable. El régimen petrolero del Mar del Norte no sólo favorece al consumidor, en el sentido de que apunta a maximizar la producción partiendo del punto de vista de que el recurso natural es un don libre de la naturaleza para el consumidor, sino que también favorece al inversionista con su indulgencia en cuanto a la recaudación de las ganancias extraordinarias.

⁶ De acuerdo con Barrows (1996: 13), Gran Bretaña ocupó el sexto lugar entre los 144 sistemas fiscales analizados. Sin embargo, el análisis de estos sistemas se basa en un cálculo modelado, y ninguno de los primeros cinco países que ofrece condiciones aún más ventajosas producía petróleo en su momento. Para un estudio más específico y detallado, véase Rutledge y Wright (1998).

Incentivos a la producción

La producción de hidrocarburos líquidos en Gran Bretaña alcanzó un primer máximo en el AF85, con 2,62 millones de b/d (Gráfico 7.1). Luego, cayó a 1,88 millones de b/d, en 1988–9, seguido por una recuperación notable de la producción, la cual llegó a 2,82 millones de b/d en el AF99 (en general se cree que éste es el máximo definitivo). Dado que esta recuperación no era debida, obviamente, a los precios, cabría preguntarse si estuvo vinculada con los cambios en el régimen fiscal, introducidos en 1983 y en los años subsiguientes. Un estudio detallado sobre este tema concluyó, en 1995, que de una producción total de 2,67 millones b/d, alrededor de 355 mil b/d no se habrían producido de no haber tenido lugar tales cambios. Sin embargo, el ingreso fiscal generado por esta producción adicional durante toda la vida de los yacimientos en cuestión, se estimó en UK£ 2 mil millones, pero las rebajas impositivas concedidas a los yacimientos viejos fueron estimadas en UK£ 5,3 mil millones. En consecuencia, hubo una pérdida neta en ingresos fiscales de UK£ 3,3 mil millones (Martin 1997: ii–iv).

No cabe duda de que el menor nivel de tributación tuvo un impacto positivo sobre la producción, aunque un gobierno consciente de la propiedad no se habría sentido satisfecho con el resultado global. Empero, para la Gran Bretaña, de firme raigambre liberal, la maximización de la producción, sin tomar en cuenta los ingresos fiscales, era perfectamente aceptable. Desde el punto de vista de la propiedad, el curso alternativo de acción habría sido esperar por nuevos desarrollos tecnológicos o por precios mayores, sin sufrir durante la espera la pérdida de ingresos fiscales por los barriles producidos. En la práctica, de no haberse producido aquellos 355 mil barriles diarios adicionales, ello habría contribuido a conseguir unos precios mayores y a estimular así un aumento subsiguiente de la producción. En otras palabras, la alternativa no es simplemente ‘producir o no producir’, sino ‘producir ahora o producir más tarde’. Un régimen fiscal no-propiedad, sin embargo, favorece la producción de petróleo tan pronto como ésta es rentable para las compañías privadas, y éste es el único criterio que tal régimen considera relevante.

Un ejemplo de libro de texto

El régimen fiscal británico hace caso omiso de toda reivindicación de la propiedad del recurso natural. Los consumidores se benefician así de precios menores que en el caso contrario, debido a una oferta mayor, mientras que las compañías se benefician de una situación en la que son menores los niveles de recaudación de sus rentas posibles. Los perdedores son los contribuyentes británicos en general, quie-

nes de otro modo se beneficiarían de menores niveles de tributación sobre el ingreso o sobre el consumo.

El régimen liberal de petróleo británico es sólido y robusto. Por la manera como la política petrolera se ha estructurado, el hecho de que el país sea un exportador significativo de petróleo – pues llegó a acercarse al millón de barriles diarios – es simplemente irrelevante. En realidad es tan irrelevante que el público británico en general simplemente lo ignora; y el gobierno británico continúa considerando los elevados precios petroleros promovidos por la OPEP como una amenaza para el mundo, y por ende para la economía británica. Más aún, Gran Bretaña puede jactarse no sólo de niveles impositivos muy bajos en la producción, sino también de niveles impositivos de consumo muy altos sobre los derivados. En ninguna parte de Europa la gasolina es tan costosa como en Gran Bretaña. En 1999, los impuestos en la producción de hidrocarburos alcanzaron a UK£ 2,6 mil millones, los cuales deben compararse con UK£ 29,7 mil millones de los impuestos de consumo (Rutledge y Wright 2000: 3). Desde el punto de vista de los países consumidores en su forcejeo con la OPEP, el incremento de la participación fiscal en la producción es un mal ejemplo, mientras que el incremento de los niveles impositivos sobre el consumo de los derivados resulta ser un buen ejemplo. En suma, el caso de Gran Bretaña ofrece un ejemplo incomparable y claro de lo que es un régimen no-propietal.

7.2 Alaska

El régimen fiscal

En los EEUU, los regímenes fiscales petroleros se basan en contratos de arrendamientos que especifican las rentas y regalías. En Alaska, donde casi todo el petróleo es producido en tierras públicas, la ley define una tasa de regalía mínima de un octavo, que es la tasa consuetudinaria más común en los EEUU; un octavo fue también la tasa de regalía fijada para la ronda de subasta de 1969 en el North Slope, subasta ésta que arrojó unos US\$ 900 millones en bonos.⁷ Sin embargo, a partir de 1973, las rondas de subasta se basaron en una tasa de regalía de un sexto, y en un quinto a partir de 1979, siendo el bono el parámetro de licitación por excelencia.

⁷ Para aquel entonces, esta impresionante suma fue una sorpresa y, en retrospectiva, está claro que era el presagio de la crisis petrolera estadounidense ya en puerta.

Alaska también experimentó en estos años con una participación en la ganancia neta (PGN); ésta equivalía a una regalía adicional de escala móvil. Dicha regalía hay que pagarla tan pronto como los arrendatarios hayan recuperado sus gastos de exploración y desarrollo.⁸ Tanto la regalía como la PGN fueron usados, ocasionalmente, como parámetros de licitación; de hecho, en los años de precios extremadamente altos con sus correspondientes expectativas, se lograron tasas de regalía hasta de 43 por ciento y una PGN hasta de 93 por ciento. Empero, después de 1983, la regalía de un octavo se convirtió de nuevo en la tasa usual en los nuevos arrendamientos, adoptándose el bono como el parámetro de licitación (State of Alaska 2000a: 105–6). El mecanismo de la PGN fue abandonado definitivamente debido a sus problemas inherentes de incentivos, los cuales también acarrearán elevados costos administrativos y de supervisión.⁹

En Alaska hay que pagar también un impuesto de producción, el cual, de hecho, es otro tipo de regalía, con la diferencia de que la regalía está fijada en el contrato mientras que el impuesto de producción emana de la ley y, por lo tanto, su tasa está sujeta a la legislación estatal. En 1968, el legislador fijó su tasa en 3 por ciento; empero, con el alza de los precios petroleros, ésta fue aumentada, en 1977, a 10 por ciento para el gas natural y 12,25 por ciento para el petróleo crudo; luego, en 1981, la tasa para el petróleo crudo se aumentó de nuevo, ahora a 15 por ciento. Empero, se mantuvo la tasa de 12,25 por ciento para los primeros cinco años de cada nuevo desarrollo. Estos incrementos iban a la par, además, con la introducción, desde 1977, de una escala variable de acuerdo con un denominado Factor de Limitación Económica. Para el petróleo crudo, por ejemplo, ya no se paga impuesto de producción cuando la producción por pozo es de 300 b/d o menos; para el gas, el límite mínimo es 3.000 mpc (alrededor de 535 bpe) por pozo y por día. Si bien las tasas mayores se introdujeron para recaudar ingresos fiscales mayores en respuesta a precios mayores, al mismo tiempo la escala se hizo más flexible hacia abajo en cuanto a los volúmenes. La tasa mínima es ahora cero y no más tres por ciento como lo

⁸ Por lo tanto, estos arrendamientos eran muy similares a los acuerdos de producción compartida en otras partes, con la diferencia de que no estaba involucrada una compañía petrolera nacional.

⁹ De hecho, la PGN fue efectivamente pagada, por primera vez, tan sólo en el 2000. Por otra parte, no se deben subestimar los problemas que pueden presentarse incluso en la recaudación de las regalías. Alaska, en 1977, inició una controversia legal sobre los impuestos y las regalías, siendo la manzana de la discordia la manera de calcular los precios en boca de pozo. El gobierno ganó ese caso 17 años más tarde, en 1994. Las compañías tuvieron que pagar retroactivamente unos US\$ 3,7 mil millones. (*Platt's Oilgram News* 21-11-1994: 3).

era antes de 1973. Así, en el año fiscal 2000 (AF00),¹⁰ Prudhoe Bay pagó un impuesto de producción de 14 por ciento, Pt. McIntyre 9,6 por ciento y Kuparuk 9 por ciento. Estos tres yacimientos representaban entonces más del 99 por ciento de todos los ingresos por concepto de impuesto de producción (State of Alaska 2000b: 42–3).

Adicionalmente a las regalías y los impuestos de producción, existe un impuesto estatal sobre la renta corporativa, que es un impuesto sobre el ingreso neto, cuya tasa máxima se fijó en 1975 en 9,4 por ciento. Además, en 1978 las compañías petroleras fueron sujetas a un ‘cerco fiscal’ a los fines de poderse cuantificar con precisión sus ganancias originadas dentro de Alaska, y para evitar así que éstas se diluyeran nacional o internacionalmente. Esta medida enfrentó la más decidida resistencia de las compañías y, en efecto, el ‘cerco fiscal’ se derrumbó finalmente en 1981,¹¹ aceptándose ahora una contabilidad basada en la ‘renta mundial’. En realidad, este paso se hallaba en línea con lo que sucedía a nivel federal. Se suponía, entonces, que la pérdida implícita de ingresos fiscales se compensaría por el ya mencionado incremento del impuesto de producción para el petróleo crudo, de 12,25 a 15 por ciento. Finalmente, las compañías también pagan el impuesto federal sobre la renta corporativa, cuya tasa evolucionó tal como ya se discutió en el capítulo 3 (Gráficos 3.1 y 3.2).

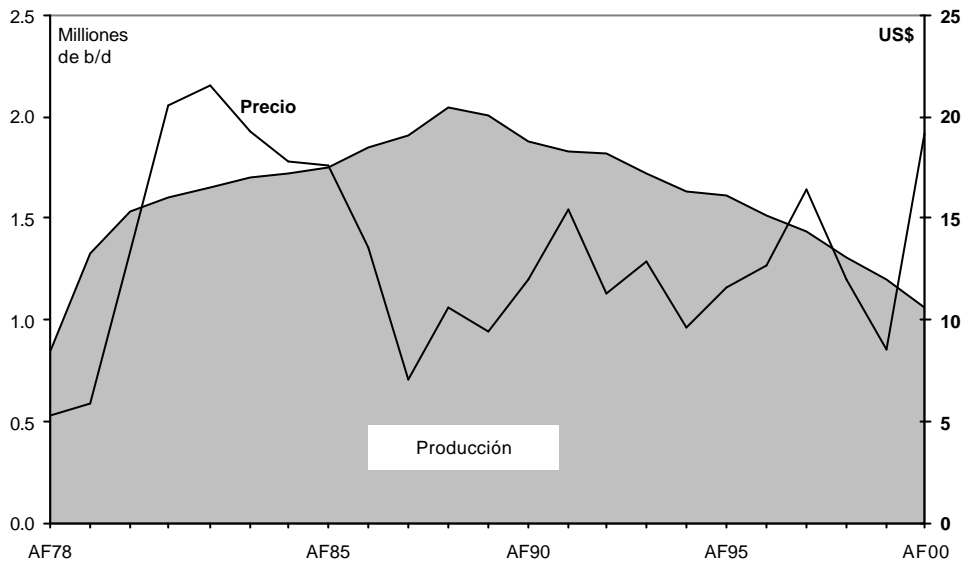
Ingreso fiscal

La producción de petróleo crudo en Alaska despegó el AF78, alcanzando su máximo de 2,05 millones b/d en el AF88. Los precios, desde luego, siguieron las pautas establecidas por el mercado mundial. El ingreso bruto – es decir, la producción de petróleo crudo multiplicada por los precios en boca de pozo – así como los ingresos fiscales alcanzaron un máximo en el AF82. En términos relativos, comparando los ingresos fiscales con los ingresos brutos, el máximo de 50 por ciento – correspondiendo 33 por ciento a ingresos estatales y 17 por ciento al impuesto federal sobre la renta corporativa – ya se alcanzó en el AF80. En ambos casos se produjo, después del AF82, una caída abrupta. Desde 1983, la participación fiscal estatal ha promediado 26 por ciento, y 34 por ciento cuando se incluye el impuesto federal sobre la renta corporativa (Gráficos 7.4, 7.5 y 7.6).

¹⁰ En Alaska el año fiscal comienza el 1º de julio.

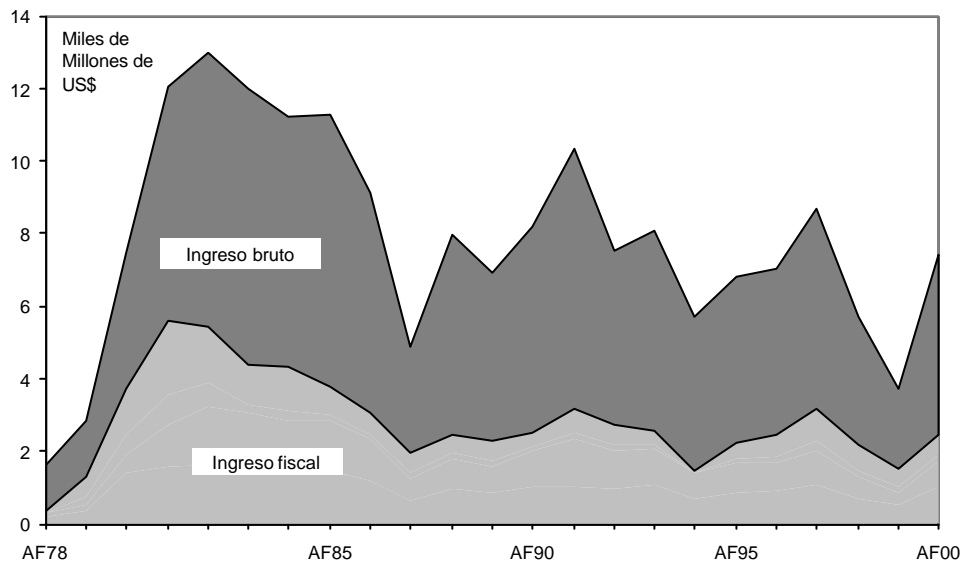
¹¹ Para mayores detalles sobre la confrontación acerca de los derechos de los Estados con respecto al impuesto sobre la renta corporativa, véase Strohmeier (1993: 209ss).

Gráfico 7.4 Alaska: precios y producción de petróleo crudo

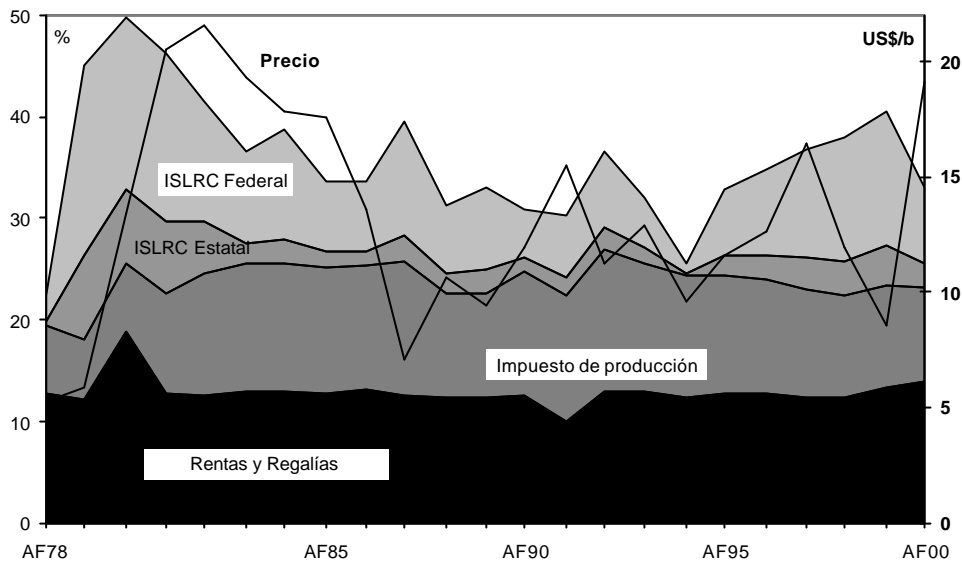


Fuente: State of Alaska (2000a)

Gráfico 7.5 Alaska: ingresos fiscales e ingresos brutos



Fuentes: State of Alaska (2000a) y (2000d).

Gráfico 7.6 Alaska: ingresos fiscales e ingresos brutos

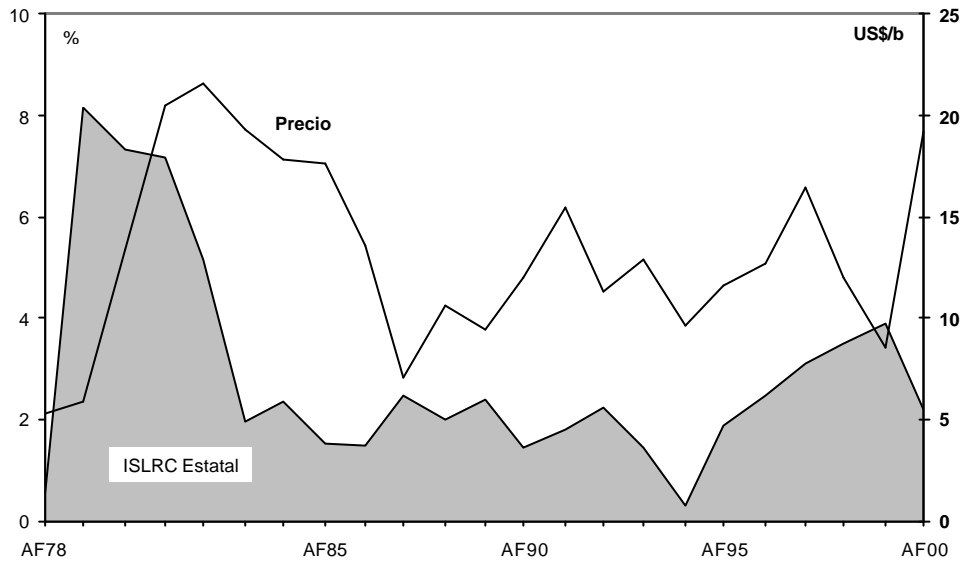
Fuente: Gráfico 7.5.

Las regalías, rentas y bonos – las regalías constituyen alrededor de 98 por ciento de ese total – representan un porcentaje muy estable del ingreso bruto, a saber, cerca de 12,9 por ciento. El impuesto de producción creció durante los primeros cinco años (1978–82), para declinar desde entonces. Ello es consistente con el perfil de la producción y la activación del factor de limitación económica en algunos campos. En el presente, estos gravámenes promedian alrededor del 23 por ciento del ingreso bruto.

La caída absoluta y relativa del ingreso fiscal observada a principios de los ochenta se debió enteramente al impuesto sobre la renta corporativa. Como demuestra el Gráfico 7.7, no se debió en absoluto a la caída de los precios. El acuerdo político poniendo fin al ‘cerco fiscal’ a cambio de un incremento del impuesto de producción en 2,75 puntos porcentuales, de 12,25 a 15 por ciento (State of Alaska 2000b: 30, 42–3), es obvio que se quedó corto. La pérdida real en ingresos fiscales para el estado de Alaska fue mucho mayor. Durante los años del ‘cerco fiscal’, del AF79 al AF81, los impuestos estatales sobre la renta corporativa promediaron 7,5 por ciento del ingreso bruto, pero luego cayeron bruscamente promediando alrededor de 2 por ciento. Por lo demás, ello sucedió antes del colapso de los precios en 1986. Una vez que estos impuestos se sujetaron a las mismas reglas como los impuestos federales sobre la renta corporativa y a la contabilidad basada en la ‘renta mundial’, las compañías se encontraron en una posición muy fuerte para minimizar los impuestos, tal y como se señaló en el capítulo

3. Alaska también sufrió las consecuencias del marcado descenso en las tasas efectivas del impuesto federal sobre la renta corporativa durante estos años, a las cuales se encontraban ahora directamente vinculados los impuestos estatales sobre la renta corporativa por medio de una fórmula sencilla.¹²

Gráfico 7.7 Alaska: ingresos fiscales e ingresos brutos



Fuente: Gráfico 7.5

Regímenes propietarios vs. no-propietarios

Al régimen petrolero en Alaska tiene que comprenderse en el contexto del régimen que prevalece en los EEUU en general, y que se halla profundamente arraigado en la tradición de la propiedad mineral privada. En el presente, se estima el número de propietarios de regalía en los EEUU en 4,5 millones, incluyendo individuos privados, fundaciones, entidades públicas locales tales como escuelas, y compañías productoras de petróleo (Rutledge 2001). En cuanto al dominio público, también existe una tradición legal y constitucional que vincula las regalías minerales provenientes de tierras públicas con la educación y otros programas sociales. Pero Alaska se destaca en comparación con otros estados productores de petróleo por dos razones. De un lado, prácticamente todo el petróleo y el gas se producen en

¹² No nos fue posible encontrar datos acerca de los impuestos federales sobre la renta corporativa, pagados sobre las ganancias originadas en Alaska. Por esta razón, para estimarlos utilizamos los datos sobre los impuestos estatales sobre la renta corporativa.

tierras públicas y, del otro, es un estado escasamente poblado – en 1999 su población residente era de 622.000 personas – pareciéndose, por lo tanto, a los Emiratos del Golfo Árabe-Pérsico. Cada ciudadano de Alaska está consciente de su participación en la propiedad mineral pública, una conciencia que es reforzada por la existencia de un fondo permanente. Este fondo de inversión fue creado y consagrado en la Constitución estatal, mediante un referéndum popular celebrado en 1976, y se alimenta con la transferencia anual de más del 25 por ciento de las rentas y regalías. El año 2001 pagó un dividendo de US\$ 2.000 a cada ciudadano de Alaska.

Con todo, las compañías y los consultores internacionales también han atacado al régimen petrolero de Alaska. En 1989, cuando la Legislatura aprobó una nueva legislación con respecto al Factor de Limitación Económica, con el propósito de incrementar los impuestos de producción en Prudhoe Bay y Kuparuk (los yacimientos más grandes), pero de reducirlos para los yacimientos más pequeños, la ‘industria reaccionó furiosamente y sugirió (...) que al poner fin al acuerdo de 1981, Alaska estaba enviando el mensaje equivocado a cualquier inversionista potencial’ (Logsdon 1997: 179).¹³ Cediendo a la presión, el gobierno encargó a algunos consultores internacionales – principalmente británicos – que estudiaran la ‘competitividad internacional’ de Alaska. Éste fue el primero de una serie de estudios que siguieron luego. No es de sorprender que en éstos se concluyera en que ‘los impuestos que gravan las ganancias, mas no los ingresos brutos de la producción, son más eficientes’ (Logsdon 1997: 180). En consecuencia, recomendaron que el impuesto a la producción y las regalías debían hacerse más flexibles (Cf. Kemp y Jones 1997), con lo que se inició un debate estratégico. En el presente, aun en las publicaciones gubernamentales que discuten los ‘sistemas fiscales petroleros’, los gravámenes sobre el ingreso bruto son calificados de ‘regresivos’ en tanto los que pechan el ingreso neto se los considera como ‘progresivos’, muy a tono con el debate británico sobre las virtudes del IIP (Cf. State of Alaska 2000c: 19–21).

El resultado práctico más importante de esta campaña ha sido, hasta ahora, que la Legislatura, en 1995, otorgó al Comisionado de Recursos Naturales una amplia autoridad para negociar regalías más bajas en arrendamientos estatales, ‘fomentando la producción que de otro modo no sería económicamente factible’, y para introducir en dichos arrendamientos regalías variables en función de los precios

¹³ Logsdon es el economista petrolero jefe del estado de Alaska.

(Alaska Statutes 38.05.180. *Oil and Gas Leasing*). Éste, sin duda, fue el primer paso hacia un régimen no-propietal, toda vez que tradicionalmente, en los EEUU, los arrendamientos en tierras públicas se han considerado como contratos estatales y, una vez otorgados a través de subastas públicas, no pueden renegociarse. En consecuencia, hasta este momento la única manera de cambiar las condiciones de un arrendamiento habría sido la de primero devolverlo para luego adquirirlo de nuevo en una próxima subasta y, posiblemente, en condiciones más favorables.

Así, por ejemplo, si en un arrendamiento marginal – es decir, un arrendamiento que sólo paga las rentas y regalías consuetudinarias – se hace un descubrimiento no rentable, y tal condición de no rentabilidad se mantiene hasta el final del período primario, tradicionalmente la única opción que tiene el arrendatario es la de renunciar al arrendamiento. Sin embargo, con el desarrollo de la productividad y de la tecnología, el descubrimiento en cuestión podría convertirse en rentable más adelante, y la misma compañía podría adquirir nuevamente el arrendamiento más tarde en otra subasta. O, tomando otro ejemplo, un arrendamiento puede haber sido adquirido en momentos de expectativas muy optimistas que, a la postre, resultaron poco realistas. Empero, el arrendatario tiene una sola opción: renunciar al arrendamiento y volver a adquirirlo, posiblemente bajo términos más favorables en una nueva subasta. Aunque, desde luego, el bono que puede haberse pagado estará perdido, la regalía podría reducirse a una tasa más acorde con la tasa consuetudinaria. En otras palabras, existe un mecanismo de mercado que tiende a ajustar los términos de los arrendamientos a las expectativas de largo plazo, lo cual explica la extraordinaria estabilidad de la renta consuetudinaria de la tierra en combinación con los bonos. Por diseño, entonces, y en respuesta a la creciente escasez, en el siglo veinte ha habido sólo un lento crecimiento de las tasas de regalía y de los impuestos de producción, si bien la Revolución de la OPEP les dio un fuerte impulso.

Sin embargo, en 1995 Alaska accedió a renegociar arrendamientos individuales, lo cual obviamente tenía que debilitar la integridad del proceso de subasta. Siguió entonces una ola de renegociaciones, entre las cuales se destacó la British Petroleum renegociando el arrendamiento de Northstar, con una Participación en la Ganancia Neta de 93 por ciento. Originalmente, este arrendamiento lo adquirió la Amerada Hess en 1979, cuando las expectativas iban al alza. La BP, a su vez, compró el arrendamiento en 1995 cuando las expectativas eran bajas, y con su renegociación en mente. La manera como se había estructurado el contrato de arrendamiento, le dio a la BP un poder de negociación excepcional:

al mantener la producción por debajo de cierto nivel, la Participación en la Ganancia Neta (PGN) nunca se activaría, y el gobierno sería embaucado con su regalía de veinte por ciento. En las negociaciones que siguieron, la PGN fue transformada en una regalía variable de 7,5 por ciento – además de la regalía de 20 por ciento – en función de los precios parcialmente ajustados por la inflación (Logsdon 1997: 182).

Cualquiera fuese la economía de un arrendamiento, no cabe duda de que en negociaciones individuales semejantes, el gobierno sólo puede perder y los arrendatarios sólo pueden ganar. Estos últimos están no sólo mucho mejor informados, luego de haber retenido y explorado los arrendamientos por varios años, sino que también tienen la última palabra sobre si seguir o no con el arrendamiento bajo las condiciones dadas. Por lo tanto, le es inherente al proceso de renegociación la idea de que el gobierno concederá incentivos más allá de los que serían realmente necesarios en la práctica (Berman 1997). Además, no solamente es el disimulo y la alharaca una parte importante del negocio, sino que también lo son las diferentes maneras de presionar un gobierno, por ejemplo, con la amenaza de campañas publicitarias internacionales acerca de políticas gubernamentales supuestamente hostiles a la inversión. Dicho de otra manera, si existen buenas razones, en primer lugar, para otorgar arrendamientos a través de subastas públicas, existen razones aún mejores para también someter nuevos términos contractuales a nuevas subastas públicas.

La puerta estaba ahora abierta para renegociar las tasas consuetudinarias de regalía, pues existen barriles marginales en cada yacimiento. Sin embargo, el primer paso en esta dirección no se dio en Alaska, sino en Washington. En 1995, se autorizó al Minerals Management Service (MMS) federal a ofrecer arrendamientos en las aguas profundas (más allá de 200m) del Golfo de México, esto es, en la plataforma continental mar afuera de los EEUU. Al efecto se ofreció la suspensión del pago de regalías, ya fuese por un período de tiempo limitado, o por un volumen limitado, o por un límite especificado para el valor bruto de producción acumulado, ‘ a los fines de hacer la nueva producción económicamente viable’ (US Government 1995). Esta legislación ha sido aplicada hasta ahora a cuatro grandes yacimientos. Con ello se dio también un paso significativo hacia un régimen no-propietal ya que, hasta entonces, la política establecida consistía en esperar circunstancias económicas más favorables y el desarrollo de nuevas tecnologías. En particular, el avance tecnológico, al permitir el progreso metro por metro hacia aguas más profundas, fue bien publicitado año tras año. Era sólo cuestión de tiempo antes que las aguas más profundas en el Golfo de México fueran capaces de pagar una renta consuetudinaria de la tierra.

Sin embargo, el gobierno federal decidió no esperar, sino más bien abandonar su derecho a una regalía consuetudinaria. Ello podría explicarse, por lo menos en parte, por el hecho de que sólo unas pocas compañías internacionales poseen la tecnología necesaria para explorar y producir en esas aguas y, por ello, se encontraban en una posición fuerte para exigir condiciones especiales. Además, en la plataforma continental mar afuera, las regalías no se comparten con los estados limítrofes; en consecuencia, estas compañías sólo estaban negociando con el gobierno federal, es decir, con el gobierno de un país consumidor.

Lo que tienen en común las aguas profundas del Golfo de México y Alaska, es que, en los EEUU, se encuentran tan lejos como es posible de propiedades minerales privadas. Aproximadamente el 40 por ciento del petróleo estadounidense todavía se produce en tierras privadas, y debe tenerse presente que se pagan regalías por todos los minerales, y no sólo por el petróleo. En consecuencia, implementar un régimen petrolero no-propietal podría resultar una tarea difícil, si no imposible, aun en las áreas submarinas de los estados ‘exportadores’ como Texas o Luisiana. Dondequiera que coexisten estrechamente la propiedad mineral pública con la privada, se hace difícil argumentar que los recursos naturales han de tratarse como un don libre de la naturaleza para los consumidores en el primero de los casos, pero no en el otro. Al fin y al cabo, poner en entredicho los derechos privados de la propiedad mineral está fuera de discusión tanto política como económicamente. Vistas las cosas desde este último punto de vista, desentrañar la madeja de los derechos de propiedad privada con el fin de nacionalizar las regalías, excedería con creces los posibles beneficios. Políticamente, en los estados productores de petróleo y de gas, los propietarios de regalía constituyen grupos de intereses muy fuertes y extendidos, y la naturaleza federal de la constitución estadounidense extiende el poder de estos grupos hasta el Congreso y la Casa Blanca.¹⁴

Aun hoy, las regalías y los ingresos por la propiedad mineral en general se benefician del privilegio, en relación al impuesto sobre la renta, de una ‘partida de agotamiento’. Este privilegio se basa en el reconocimiento de un ‘valor intrínseco’ de los minerales, lo cual se halla en clara contradicción con el credo liberal de la propiedad mineral como un don libre de la naturaleza para los consumidores. Es cierto que la partida de agotamiento para el petróleo fue reducida de 27,5 a 22 por ciento en 1969, y luego,

gradualmente, a 15 por ciento en 1984. Además, después de 1975 la partida de agotamiento fue limitada a los primeros dos mil b/d, lo cual a su vez se redujo a un mil b/d en 1985. Con todo, la partida de agotamiento todavía representa un privilegio económico muy importante, y no sólo para los productores más pequeños, que se cuentan por miles, sino aún para los propietarios de regalías, que pueden contarse por centenares de miles y hasta millones.

No cabe duda de que algunos principios del régimen liberal no-propietal hicieron avances en Alaska y en las aguas profundas del Golfo de México, pero nuevos avances serán más difíciles, aunque no puede excluirse categóricamente esta posibilidad (tal como ocurrió, según vimos en el capítulo 2, con el carbón británico). Empero, puede predecirse con seguridad que, suceda lo que suceda, cada uno de los pasos tomará muchos años.

7.3 Venezuela

Venezuela¹⁵ fue el mayor exportador de petróleo del mundo durante 43 años, desde 1928 cuando desplazó a México, hasta 1970, año en que fue superado, simultáneamente, por Arabia Saudita, Irán e Irak. Ese año la producción venezolana alcanzó su máximo histórico de 3,7 millones b/d. La caída que siguió fue el resultado tanto del agotamiento de los yacimientos envejecidos como de la falta de nuevas inversiones. La reversión de las concesiones más importantes estaba prevista para 1983–4, y el gobierno ya había anunciado, a principios de los años sesenta, que éstas no se renovarían. ‘*No más concesiones*’ fue la consigna. De modo que la caída de la producción no se debió a unos recortes voluntarios en aras de mantener precios más elevados, como sí fue el caso en Libia y Kuwait; Venezuela simplemente tuvo mucha suerte, pues su política petrolera de largo plazo arrojó los resultados esperados justo a tiempo para hacer coincidir la implosión de los volúmenes con la explosión de los precios (Gráfico 7.8).

La compañía petrolera nacional, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), inició sus actividades el 1° de enero de 1976. La compañía pronto emprendió un programa de inversión masiva para detener el deterioro de los viejos yacimientos, además de promover el desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco con su acumulación gigantesca de crudo extra-pesado.¹⁶ Empero, hubo un recorte de la produc-

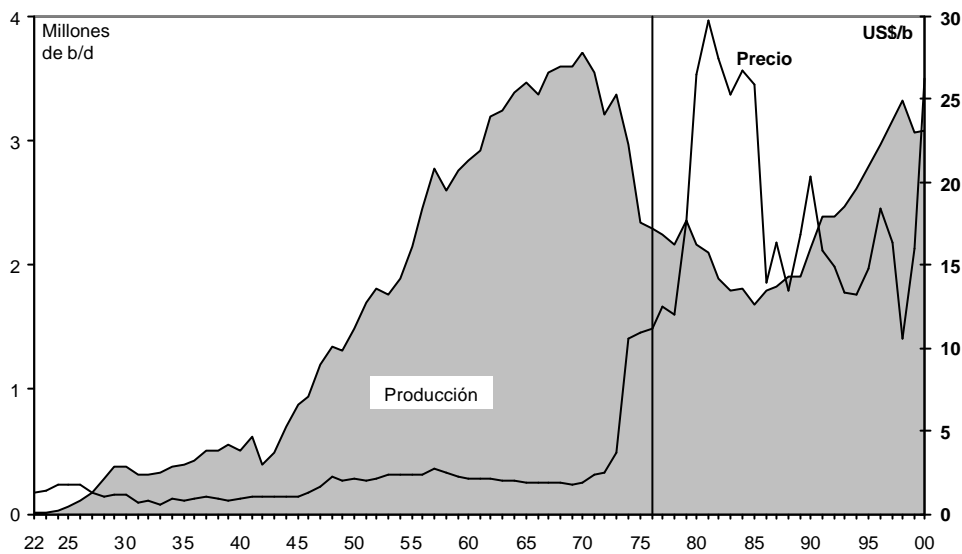
¹⁴ Hasta el presente, sólo la derecha libertaria en los EEUU se ha atrevido a cuestionar la propiedad mineral privada; véase Bradley (1996: 59–74).

¹⁵ Este capítulo se apoya fuertemente en Mommer (1998).

¹⁶ Para una historia de PDVSA, véase Boué (1993 y 1998).

ción de acuerdo con las cuotas OPEP, antes de que pudiera recuperarse. Con la demanda decreciente, PDVSA abandonó el programa de inversión y la producción cayó a 1,7 millones b/d en 1985. Luego del colapso de los precios en 1986, la producción se recuperó alcanzando unos 3,3 millones b/d en 1998. Pero otro colapso de los precios durante ese año condujo a nuevos recortes, situándose la producción en 3,1 millones b/d en el 2000.

Gráfico 7.8 Venezuela: Producción de hidrocarburos líquidos y promedio de los precios de exportación del petróleo crudo y productos



Fuente: Baptista (1997); Venezuela, Ministerio de Energía y Minas, *Petróleo y otros datos estadísticos*.

El Gráfico 7.9 muestra el ingreso bruto de PDVSA y los ingresos fiscales (en Venezuela el año fiscal coincide con el año calendario). El ingreso bruto incluye, además de las exportaciones de crudos y productos, las ventas de hidrocarburos al mercado doméstico. Las exportaciones representaron más del 95 por ciento de ese total en el pasado más distante, y todavía se sitúan por encima del 85 por ciento en el presente. El Gráfico 7.9 se dividió en dos gráficos para permitir visualizar el cambio en el orden de magnitud que siguió a la ‘Revolución de la OPEP’. Tales gráficos revelan una tendencia creciente de los ingresos fiscales en el largo plazo, desde 1943 hasta 1981, seguida por una tendencia descendente hasta 1986. Desde entonces, éstos se han mantenido estables, aunque con variaciones significativas, mientras el ingreso bruto ha estado creciendo de nuevo.

Gráfico 7.9.1 Venezuela: Ingresos fiscales e ingreso bruto 1938–1970

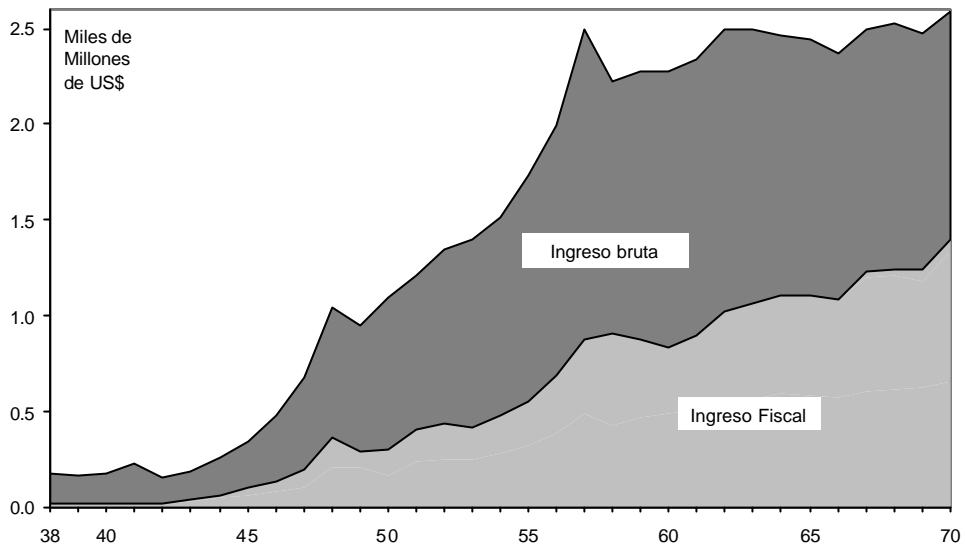
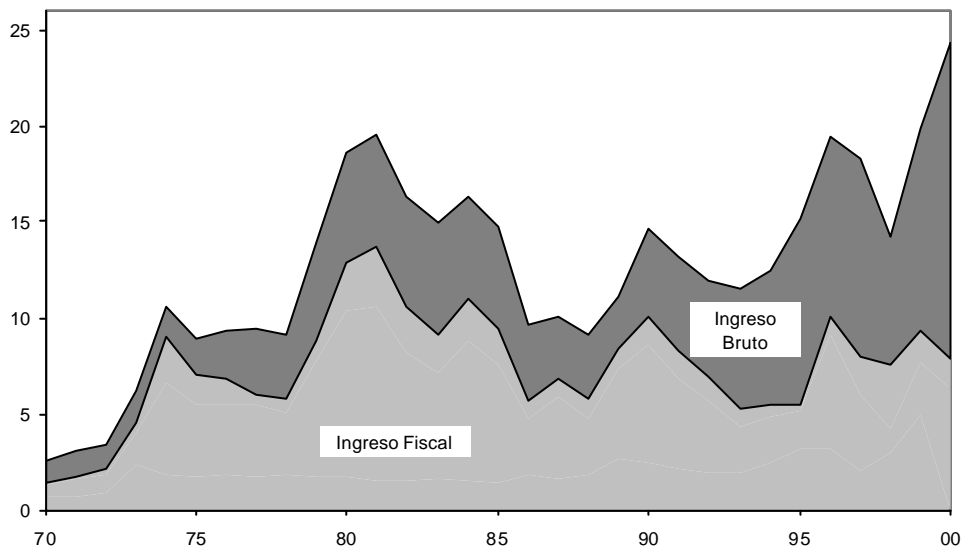


Gráfico 7.9.2 Venezuela: Ingresos fiscales e ingreso bruto 1970–2000

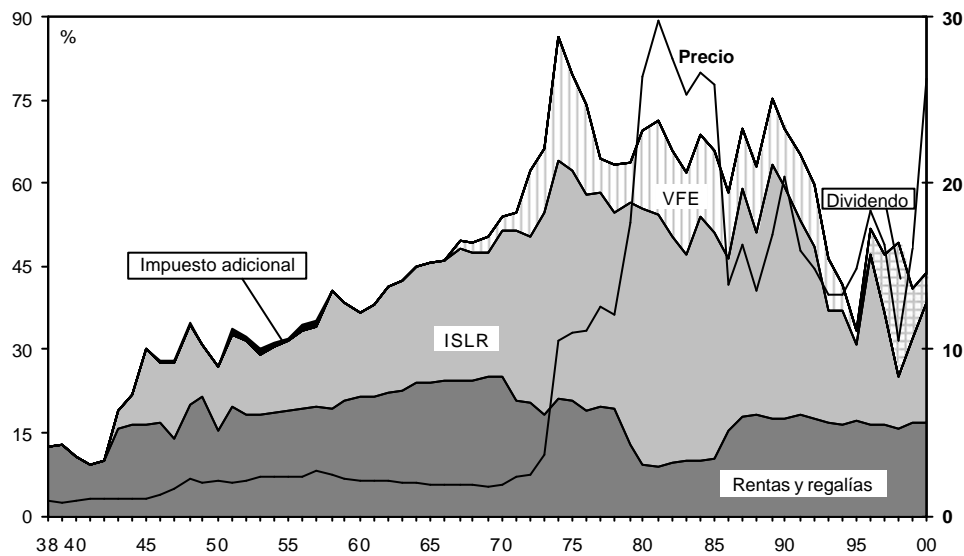


Fuentes: Las mismas del Gráfico 7.8.

Los ingresos fiscales también crecieron en términos relativos, desde 1938 hasta 1974 (Gráfico 7.10). De 1938 a 1942, éstos promediaron cerca del 11 por ciento del ingreso bruto, pero este porcentaje ascendió a 30 por ciento luego de la reforma petrolera de 1943, y permaneció en este nivel hasta 1957. El Gráfico 7.10 también muestra lo insignificante, en lo cuantitativo, del impuesto adicional, el famoso *fifty-*

fifty. Su importancia fue cualitativa, sugiriendo que el reparto de las ganancias 50:50 había sido el resultado de alguna negociación legalmente vinculante, y no de una decisión soberana del Congreso Nacional. Sea como fuere, la participación del gobierno en el ingreso bruto se incrementó nuevamente a partir de 1958, a pesar de los precios decrecientes durante los siguientes doce años. Este crecimiento se debió al aumento de las tasas del impuesto sobre la renta y, desde 1967, a los precios de referencia fiscal (estos últimos equivalían, en la práctica, a un impuesto de producción). Los ingresos fiscales alcanzaron su máximo en 1974, con 86 por ciento. Con la nacionalización la participación del gobierno bajó, para los años 1976–92 y en promedio, a 66 por ciento. Sin embargo luego, en 1993, se produjo una caída pronunciada en la participación del gobierno en el ingreso petrolero bruto.

Gráfico 7.10 Venezuela: Los ingresos fiscales como porcentajes del ingreso bruto 1938–2000

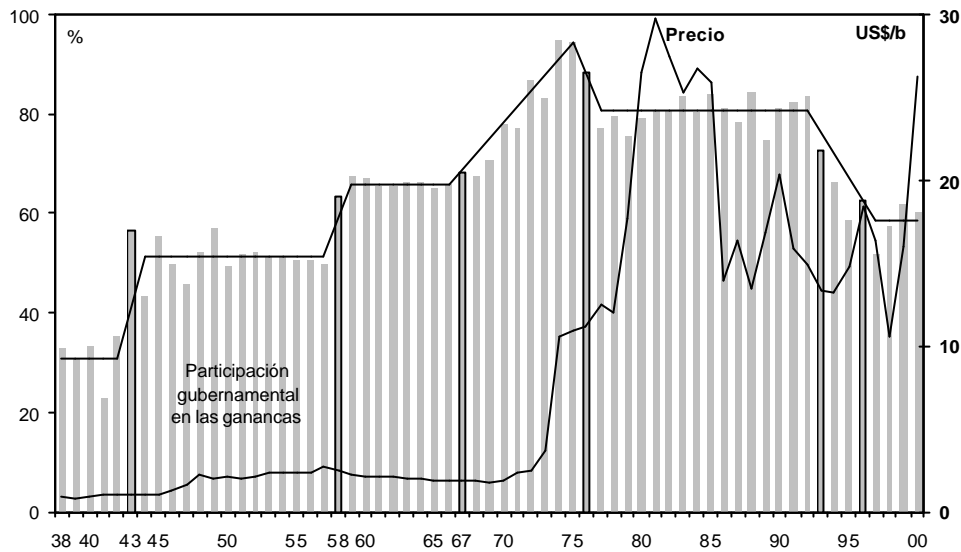


Fuentes: Las mismas del Gráfico 7.8. Para el impuesto adicional véase Vallenilla (1973: 200–8).

En el Gráfico 7.11 volvemos a considerar el desarrollo de la participación fiscal, pero ahora en términos de la participación porcentual en las ganancias. De 1938 a 1942, esta participación promedió, aproximadamente, un tercio; de 1943 a 1957, ese promedio se ubicó en 50 por ciento, y en dos tercios de 1958 a 1966. Luego de 1967, un nuevo incremento en la tasa del impuesto sobre la renta y la introducción de precios de referencia fiscal allanaron el camino para incrementar aún más la participación gubernamental, la cual alcanzó un impresionante 95 por ciento durante los dos años previos a la nacionaliza-

ción. Después de la nacionalización la participación del gobierno bajó a 80 por ciento, aproximadamente, estabilizándose en ese nivel hasta 1992, cuando cayó a niveles mucho menores, promediando menos de 60 por ciento entre 1996 y 2000.

Gráfico 7.11 Venezuela: El ingreso fiscal como porcentaje de la ganancia 1938–2000



Fuentes: Las mismas del Gráfico 7.8.

La nacionalización

En diciembre de 1973, las compañías petroleras internacionales aceptaron ser nacionalizadas. En marzo de 1974, el presidente Carlos Andrés Pérez nombró un comité conformado por representantes de todos los partidos políticos, además de los sindicatos, del sector privado, y de los gremios de los abogados y de los economistas. A este comité presidencial se le encargó no sólo la redacción de un proyecto de Ley de Nacionalización, sino también de elaborar una proposición en cuanto a la estructura organizacional de la industria nacionalizada. La Ley de Nacionalización Petrolera (LNP)¹⁷ fue aprobada en 1975, fundándose de seguidas Petróleos de Venezuela, S.A. La nacionalización se hizo efectiva el 1° de enero de 1976.

¹⁷ Su nombre oficial era Ley Orgánica que reserva al Estado la industria y el comercio de los hidrocarburos.

La compañía petrolera nacional se sujetó a la misma estructura fiscal que las antiguas concesionarias. No obstante, las tasas de regalía fueron niveladas en un sexto. Por otra parte, la tasa de impuesto sobre la renta que había alcanzado un 72 por ciento en 1975, fue reducida a 67,7 por ciento; además, el 10 por ciento de las ganancias realizadas en la exportación fueron exentas del impuesto sobre la renta – el así llamado Aporte Legal – para dotar a la compañía con los recursos necesarios para su desarrollo. Si tomamos en cuenta, además, una exención de 2 por ciento por concepto de nuevas inversiones, ese 67,7 por ciento se reducía a una tasa efectiva de 59 por ciento.¹⁸ El impuesto sobre la renta siguió basándose en valores fiscales de exportación, aunque tales valores también fueron reducidos. En consecuencia, la participación del gobierno cayó significativamente comparada con los años previos a la nacionalización (Gráficos 7.10 y 7.11). En definitiva, a PDVSA se le proveyó de recursos financieros abundantes, y para 1982 la compañía ya había acumulado un fondo de inversión que superaba los cinco mil millones de dólares.

Sin embargo, los gerentes venezolanos de la industria se habían opuesto a la nacionalización hasta el último momento, y sólo la aceptaron porque no tenían alternativa. De inmediato empezaron con un intenso cabildeo para prevenir la ‘politización’ de la industria, con el argumento de que si no se mantenían los altos niveles de eficiencia que caracterizaban a las empresas privadas, se corría el peligro de un desastre. Por lo demás, la mejor manera de garantizar esa eficiencia, amén de la continuidad de las operaciones, sería por la vía de preservar en lo posible la estructura organizativa previamente existente. La Ley de Nacionalización Petrolera y su implementación respondió, en efecto, a sus demandas: el gobierno sólo controlaría a PDVSA, que actuaría como la compañía holding, mediante la facultad dada al Presidente de la República de nombrar los once miembros del directorio y a su presidente. El Ministro de Energía y Minas legalmente no tendría ni voz ni voto en tales designaciones, aunque sí presidiría la asamblea de accionistas. En suma, todos ellos tendrían un status similar, en cuanto serían nombrados por el Presidente de la República.

PDVSA fue concebida como una empresa comercial, con el Estado como su único accionista, y sus filiales mantuvieron la misma estructura de las antiguas concesionarias, operando las mismas áreas, ejerciendo las mismas actividades y con el mismo personal. Sólo los extranjeros en los niveles gerencia-

¹⁸ No tomamos en cuenta aquí el mercado doméstico, pues virtualmente todas las ganancias provenían de las exporta-

les más elevados fueron reemplazados por los venezolanos que habían ocupado, con anterioridad, los niveles inmediatamente inferiores; y sólo las compañías más pequeñas fueron disueltas y absorbidas por las restantes. El resultado final fue el de un total de catorce filiales. En relación con la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), la compañía petrolera nacional fundada en 1960, y que era un instituto autónomo dependiente del Ministerio de Energía y Minas, aunque en aquel entonces se suponía que iba a jugar un papel crucial con la reversión de las concesiones, también fue disuelta y absorbida por una de las compañías sucesoras de las antiguas concesionarias.

La estructura organizativa de la nacionalización debilitó al Ministerio de Energía y Minas (MEM) institucionalmente. Quizás de mayor importancia, la nacionalización también debilitó al MEM políticamente, pues ya no tenía en frente a unas concesionarias extranjeras sino a la propia compañía petrolera nacional. Hasta ese entonces, la causa nacional se identificaba, con meridiana claridad, con la propiedad del recurso natural, mientras que se identificaba con la misma claridad la causa de las compañías productoras y de los consumidores como extranjera. Pero esta diferencia se desdibujó con la nacionalización. Además, a la industria nacionalizada se le concedió un acceso privilegiado a Miraflores y, con ello, también a los partidos políticos y a los medios de comunicación. Su posición era excepcional al momento de exponer y argüir su causa, y sin que bajo ningún respecto pudiera vérsela como una extranjera.

Es así, por ejemplo, como conceder descuentos sobre los precios de mercado se veía con una luz distinta, esto es, no como una táctica para minimizar los impuestos por pagar en Venezuela, sino como una estrategia para conquistar espacios para el petróleo, que ahora era verdaderamente venezolano. De manera similar, cualquier obstáculo al libre flujo de la inversión habría de concebirse en adelante como una obstrucción al desarrollo de la compañía petrolera nacional y, en última instancia, al desarrollo nacional en general. Ya no podía culparse a las compañías extranjeras y a los consumidores de someter el petróleo venezolano a sus estrategias de precios y volúmenes; en cambio, ahora sí podría culparse a la OPEP.

La nacionalización en Venezuela debilitó al Estado terrateniente. En cuánto lo debilitó, todavía faltaba por verse. De un lado estaba el liderazgo político del país, proveniente de las filas de los dos partidos sobre los cuales se basaba el sistema político, a saber, Acción Democrática (AD) y la Demo-

cracia Cristiana (Copei). Ambos estaban comprometidos con la ‘siembra del petróleo’, es decir, con el uso del abundante flujo de ingresos fiscales petroleros en función del desarrollo del país. Del otro lado, estaba la cuestión de la lealtad de la vieja y nueva gerencia de la industria. Por lo demás, los nuevos gerentes: unos pocos directores de PDVSA, venían de las filas de aquel liderazgo político.

El régimen de la nacionalización pronto se pondría a prueba. Para febrero de 1983, el país ya había pasado del auge al colapso, de una abundancia de divisas a una crisis cambiaria y de endeudamiento externo. Meses antes, en un esfuerzo de último minuto para contener la crisis en gestión, el gobierno recurrió al fondo de inversión de PDVSA, hasta ese entonces depositado en bancos estadounidenses. Se le ordenó a la compañía transferir ese fondo al Banco Central de Venezuela, donde subsecuentemente fue víctima de la devaluación del bolívar. Al mismo tiempo, los precios altos del petróleo condujeron a una pronunciada caída de la demanda y a unas cuotas de la OPEP cada vez más restrictivas. Así, la gerencia de PDVSA temió lo peor: una industria petrolera nacional atrofiada, de manera deliberada, con el fin de maximizar los ingresos fiscales, los cuales, a su juicio, en última instancia simplemente se despilfarrarían. Es en estas circunstancias cuando el liderazgo de PDVSA tomó la funesta decisión de no mantener más nunca reservas líquidas, y de gastar el dinero disponible antes de que el gobierno pudiera apropiárselo por una vía u otra. Aunque PDVSA siempre alegraría que lo hacía para maximizar sus ganancias, ello no era cierto. El problema con las ganancias era que éstas, con todo, habrían de terminar en las arcas del gobierno. De hecho, pues, PDVSA sólo maximizó el nivel de actividades, expandiéndose en términos reales a través del crecimiento de los volúmenes y ventas en todas las fases de la industria, tanto a nivel nacional como internacional: mas no se maximizaron las ganancias. En la práctica, PDVSA se abocó a una estrategia de largo plazo para minimizar los ingresos fiscales.

PDVSA desarrolló su propia agenda. Aunque al comienzo oculta, PDVSA actuó cada vez más públicamente de acuerdo con ella, y la agenda se hizo cada vez más audaz, en la misma medida en que el país se debilitaba y desmoronaba a lo largo de los siguientes quince años. Además, durante esos años la compañía se fue integrando lenta pero progresivamente en una sola empresa con un fuerte *esprit de corps*. Las filiales al final desaparecieron, reorganizándose la compañía de acuerdo con sus actividades (exploración y producción, refinación, transporte, mercadeo, etc.). Hacia 1998, PDVSA estuvo cerca de implementar su agenda por completo, con la asunción de la administración del recurso natural, el desplazamiento del MEM a un lado, y su desafío al sistema de cuotas de la OPEP. Empero, ese año el

mercado petrolero mundial se derrumbó de nuevo, y esta vez la responsabilidad recayó sobre PDVSA y no en el Ministerio o en la OPEP.

Los valores fiscales de exportación y los precios. El sistema de valores fiscales de exportación (VFE) vigente al momento de la nacionalización, había surgido a partir de los precios de referencia fiscal. Con los precios de mercado en alza, los ‘precios de referencia fiscal’ ya no se aplicaron más al mercado doméstico sino sólo a las exportaciones, y fue así como se los renombró de manera apropiada en 1970. Al mismo tiempo, el Congreso Nacional autorizó al Ejecutivo para establecerlos unilateral y soberanamente por decreto, al nivel que se considerara conveniente. A partir de 1974, dichos valores se establecieron sobre la base de los precios de mercado determinados por la OPEP, más un sobrecargo que, para el momento de la nacionalización, sobrepasaba el 25 por ciento. Este porcentaje se determinó con base en la aspiración de una ganancia residual de, por ejemplo, US\$ 1,25 por barril. Además, también la regalía se pagaba sobre la base de unos precios convencionales, esto es, los llamados precios de liquidación. El único margen de libertad que le quedaba a PDVSA para competir en los mercados era bien el de reducir los costos o su margen de ganancia. La participación fiscal por barril se había convertido, para todos los propósitos prácticos, en una renta de la tierra fija.

Pero el gobierno flexibilizó su control luego de la nacionalización. En 1977, aquel sobrecargo se redujo, aproximadamente, a la mitad; con el segundo shock de precios, sin embargo, éste se fue restaurando a los niveles previos aunque, al mismo tiempo, se congelaron los precios de liquidación de la regalía (véase Gráfico 7.10). En 1981, con la demanda decreciente debido a los altos precios, PDVSA argumentó que necesitaba una mayor libertad comercial para poder defender su participación en el mercado. PDVSA también hizo su cabildeo en el Congreso Nacional para limitar legalmente el poder discrecional del gobierno con respecto a los valores fiscales de exportación. El Congreso Nacional, en efecto, limitó el sobrecargo a un máximo de 30 por ciento para el año 1982, 25 por ciento para los años 1983–5, y 20 por ciento a partir de 1986. Es más, estas tasas máximas estarían basadas sobre los precios ‘declarados por el contribuyente’ (Gaceta Oficial, No. 2894 Extraordinaria, 23-12-1981), es decir, por PDVSA. Dado que el gobierno, como era previsible, continuó adhiriéndose a estos máximos, la compañía petrolera nacional, de hecho, ahora podía otorgar descuentos, que, en primer lugar, traerían aparejados ingresos fiscales menores (alrededor de 80 por ciento), y sólo en segundo lugar ganancias menores (alrededor de 20 por ciento).

El MEM estaba perdiendo el control fiscal sobre los precios. En 1984, el MEM abandonó el sistema de valores fiscales de exportación, de acuerdo con el cual había establecido los precios de referencia para cada crudo y cada producto. Los valores fiscales de exportación se redujeron a un solo ‘Valor Fiscal de Exportación’: un porcentaje, un sobrecargo sobre los precios reportados por PDVSA. Lo mismo se aplicó finalmente al precio de liquidación de la regalía, luego de que en 1986 – al colapsar los precios – se acordaron nuevos convenios, de acuerdo con los cuales ese precio iba a ser igual al precio de mercado reportado por la compañía petrolera nacional.

Sin embargo, no había razones para desconfiar: PDVSA no era una compañía integrada que pudiera manipular los precios de transferencia con el fin de minimizar sus obligaciones fiscales. Mas esto iba a cambiar pronto, toda vez que la compañía había decidido no tener nunca más reservas líquidas. ¿Pero dónde podía gastarse el dinero en un momento en que la producción se estaba recortando? Como no se iba a gastar dentro del país, tendría que gastarse en el exterior. La respuesta fue, así, la política de internacionalización de PDVSA. En 1983, la compañía compró su primera participación accionaria en una refinería extranjera, la Veba Oel en Alemania. En aquel entonces, PDVSA argumentaba que esta refinería proveería un mercado para el crudo pesado venezolano, que de otra manera sería difícil de colocar. En realidad, la Veba Oel nunca iba a procesar crudo pesado venezolano; por el contrario, PDVSA utilizó esta refinería para colocar su crudo más liviano, que era de fácil colocación. Más aún, PDVSA se vendió ese crudo a sí misma, con un descuento que promediaba más de dos dólares por barril (Guevara 1983).

Celestino Armas y Rafael Guevara, ambos de Acción Democrática y entonces en la oposición, cayeron en cuenta de la política de PDVSA con respecto a los precios de transferencia y advirtieron al Congreso Nacional. Por ello, el siguiente gobierno de AD detuvo esa política de internacionalización; en 1986, sin embargo, en medio del colapso de los mercados petroleros internacionales, el gobierno autorizó nuevamente a la compañía nacional para seguir adelante con esta política. Aunque la OPEP ya no pretendía establecer precios, después de la debacle, volvió muy pronto al sistema de cuotas. Pero PDVSA siguió con la internacionalización, concentrándose ahora principalmente en el mercado estadounidense, donde opera bajo el nombre de Citgo. La compañía adquirió de manera sistemática participaciones en las refinerías disponibles, firmando simultáneamente contratos de suministro de largo plazo que

concedían descuentos sustanciales a las nuevas filiales en el exterior. La compañía nacional transfirió, así, porciones significativas de sus ganancias fuera del alcance del fisco nacional.

En 1989, se posesionó otro gobierno de AD, presidido de nuevo por Carlos Andrés Pérez. Nombró él como ministro de Energía y Minas a Celestino Armas y a Rafael Guevara como su vice-ministro. Juntos intentaron detener la política de internacionalización de PDVSA. La verdad, con todo, era que PDVSA se había hecho lo suficientemente poderosa como para desafiar de manera abierta, incluso al Presidente Pérez. La empresa nacional adquirió entonces la otra mitad de la refinería de Lake Charles (Citgo), de la cual había adquirido la primera mitad en 1986. El Presidente Pérez se opuso a esta transacción, pero PDVSA se impuso argumentando que existía una situación excepcional, toda vez que su socio, la Southland, iba a vender su participación a alguien inconveniente. Además, PDVSA prometió que retendría la segunda mitad sólo por el tiempo necesario para encontrar otro comprador más conveniente. Dos años más tarde, el Presidente Pérez personalmente ordenó a PDVSA, ya como último recurso, vender dicha segunda mitad. PDVSA le dio largas al asunto, y aun si la salida del Presidente Pérez no se hubiera dado en 1993, habría dejado el gobierno mucho antes de la presunta venta de la refinería. De hecho, con el fin de frustrar de antemano cualquier intención de un gobierno futuro de moverse en la dirección de detener la internacionalización, y para ampliar su capacidad financiera, PDVSA utilizó los contratos de suministro de largo plazo como una fianza para préstamos en el exterior. Fue así como las ganancias transferidas se colocaron definitivamente fuera del alcance del gobierno en Caracas, pues cancelar dichos contratos de suministro de largo plazo, aun siendo las subsidiarias propiedad de PDVSA en un cien por ciento, requería primero el pago de todas las deudas externas de la compañía. En el presente, estas deudas montan aproximadamente a diez mil millones de dólares.

Es este arreglo, pues, lo que explica el crecimiento incontrolado de la red internacional de refinerías de PDVSA, con una capacidad, al presente, por encima de dos millones de b/d, así como también su expansión en el negocio de la venta al detal, que le permite a PDVSA controlar más de 14.000 estaciones de gasolina en los EEUU. Hacia la segunda mitad de la década de los 1990, PDVSA-Caracas transfería anualmente alrededor de 500 millones de dólares a sus filiales extranjeras (Boué 2002).¹⁹ Estas últimas jamás pagaron dividendos a la casa matriz en Caracas, ni fue éste su propósito, además de

¹⁹ En los gráficos presentados más arriba, no se toma en cuenta el efecto de los precios de transferencia.

que el pago de dividendos estaba legalmente restringido por la deuda externa contraída, que tenía que servirse en primer lugar.

La Apertura Petrolera

Al borde de la insolvencia, en 1989, el gobierno recién iniciado de Carlos Andrés Pérez tuvo que someterse a un programa de ajustes del FMI y a unas reformas ordenadas por el Banco Mundial. Ese programa incluía un aumento de los impuestos al consumo aguas abajo, en el mercado doméstico, como primer paso táctico a los fines de preparar el país para una disminución en la tributación aguas arriba. La apertura de la economía, un hecho de la mayor importancia, implicó también la privatización de las empresas del Estado. Sin embargo, en el sector petrolero, la privatización abierta y directa no era la máxima prioridad, aunque el retorno de inversionistas privados ciertamente sí lo era. El interés inmediato de las compañías internacionales y los países consumidores consistía, en primer lugar, en dismantelar el marco político e institucional que había conducido a la nacionalización.

En 1990, el Presidente Pérez designó a Andrés Sosa Pietri como presidente de PDVSA. Miembro de una familia distinguida de Caracas, empresario y ex-senador, pronto voceó sin ambages sus convicciones – una ruptura radical con la tradicional discreción de los ejecutivos de PDVSA – las cuales coincidían con las del régimen no-propietal, incluso en el vocabulario empleado. Sosa no creía que el MEM y la OPEP habían sido alguna vez actores importantes en el mundo del petróleo; mantenía la creencia, además, de que el incremento de los precios en los setenta había sido una simple coincidencia, al igual que todos los logros pasados de la política petrolera venezolana; y, a su juicio, el ministro en las reuniones accionarias ‘no era sino el moderador de sus sesiones’ (Sosa Pietri 1993: 65). La OPEP, en breve, no era más que un mito (Sosa Pietri 1993: 90); y si la organización iba a continuar existiendo, debía convertirse en un centro de investigación que cooperaría con la AIE. En todo caso, su preferencia era que Venezuela abandonara su membresía en la OPEP y se uniera a la AIE (Sosa Pietri 1994). Para liberarse de la intervención estatal, Sosa quería traer inversionistas privados, transformando a PDVSA en una compañía privada mediante la colocación de acciones en las bolsas de valores nacionales, o, preferiblemente, internacionales. De este modo el Estado ‘le devolvería a ésta sus autonomías, y se obligaría a aplicarle una tasa impositiva cónsona con las de un negocio industrial al cual se quieren atraer ahorristas privados’ (Sosa Pietri 1993: 79). Diseñó entonces un ambicioso plan para transformar PDVSA, de una compañía petrolera nacional en una corporación energética global.

Bajo su presidencia la compañía saltó a la palestra desafiando al liderazgo político y asumiendo una presencia pública de alto perfil. Este perfil fue realizado de manera decisiva, nacional e internacionalmente, por el hecho que el gobierno encargó a la compañía la negociación con los inversionistas privados, a los cuales se les permitiría pronto su regreso. De acuerdo con el Art. 5 de la Ley de Nacionalización Petrolera, existían dos opciones, a saber, convenios operativos o asociaciones. Se suponía que la primera modalidad era muy modesta en su alcance puramente técnico, sin que se afectara ‘la esencia misma de las actividades reservadas’. La segunda modalidad era mucho más amplia, pero limitada a ‘casos especiales’ (LNP 1975: Art. 5). Las asociaciones estaban sujetas a la aprobación previa por el Congreso Nacional, pero no así los convenios operativos.

En 1990, Lagoven, una filial de PDVSA, había puesto ya en marcha la negociación de una asociación para producir y exportar gas natural licuado. Lagoven acordó entonces con sus potenciales asociados – la Exxon, la Shell, y la Mitsubishi – que haría una consulta con el fin de obtener ‘un pronunciamiento de la Corte Suprema de Justicia en relación con la supremacía de la Ley de Nacionalización de 1975’ (Lagoven 1993: F-3). Más todavía, Lagoven solicitó a la Corte Suprema la revocatoria del Art. 3 de la Ley de Hidrocarburos de 1967, que era el único artículo nuevo respecto del contenido de la Ley de Hidrocarburos de 1943. El mismo regulaba los diferentes tipos de contratos con inversionistas privados que la CVP, la primera compañía petrolera nacional fundada en 1960, podía negociar.²⁰ Y, además, dejaba muy claro un punto: el hecho de que la compañía estatal entrara en relaciones contractuales con socios privados no tenía porqué afectar los derechos soberanos del Estado. Más aún, tales contratos se mantendrían sujetos a la soberanía impositiva y a la cláusula Calvo, amén de que las posibles disputas entre los asociados tenían que dirimirse en los tribunales venezolanos. Finalmente, los lineamientos básicos de cualquier contrato tenían que ser aprobados por el Congreso Nacional, y el acuerdo último debía publicarse en la Gaceta Oficial. Se admitía que en términos económicos estos nuevos tipos de contrato tenían que ser más ventajosos para la nación que una concesión, y su período máximo de dura-

²⁰ Este artículo fue, de hecho, un precedente importante para la Res. XVI.90 de la OPEP. El Secretario General de la OPEP, al momento de redactarse esta última, era Francisco Parra, un venezolano. Acerca del papel jugado por Parra, véase Skeet (1988: 49ss).

ción se recortó de 40 a 30 años. Pues bien, correspondía a la CVP – un instituto autónomo, mas no una sociedad accionaria – las negociaciones de dichos contratos como tales.²¹

La Corte Suprema, en 1990, respondió afirmativamente a la petición de Lagoven, argumentando que con la nacionalización y el Art. 5 de la Ley de Nacionalización Petrolera de 1975 se había creado ‘una norma general totalmente nueva’ (Corte Suprema de Justicia, 23 de abril de 1991), a saber, un punto de partida completamente nuevo que invalidaba las leyes y las regulaciones previas que habían tenido como base el sistema de concesiones. Así, de un solo plumazo, se removieron los fundamentos del viejo régimen propietal. La única base legal específica para el desarrollo contractual de las asociaciones era ahora el Art. 5 de la Ley de Nacionalización, artículo que había generado ásperas controversias en su momento. El Presidente Pérez lo había introducido en la Ley de Nacionalización a petición de la representación del sector privado (Fedecámaras), y en contra del voto de todos los demás miembros del Comité Presidencial. El caso era que ahora su texto tenía que leerse de manera autónoma: su prescripción simplemente autorizaba a PDVSA a formar asociaciones con entidades privadas en todas las actividades reservadas, por un período definido, y manteniendo una participación que garantizara el control del estado.

Como siguiente paso, PDVSA introdujo en 1991 ante el MEM y el Comité de Energía y Minas del Congreso un proyecto de modelo de un convenio operativo, que habría de utilizarse para el caso de los campos marginales. El borrador de estos ‘convenios de servicios operativos’, además, se acompañó de las opiniones expertas de destacados abogados. Dichas opiniones convenían, unánimemente, en que el borrador en cuestión era en realidad un convenio operativo acorde con el texto del Art. 5 de la Ley de Nacionalización. Su fundamento se hallaba en el criterio de que las compañías privadas recibirían un pago por sus servicios, permaneciendo el petróleo producido en todo momento como una propiedad de PDVSA. Empero, ¿cuál es la diferencia entre pagar los ‘servicios’ asociados con la producción de un barril de petróleo o comprar uno? Como estos convenios durarían veinte años – aunque podían extenderse en cualquier momento – tenía que haber un deflactor. En un contrato de servicios se esperaba que el deflactor se vinculara con los costos y los precios de los insumos, mas no con el precio del producto. En el borrador de PDVSA el deflactor era el componente relativo a la energía en el índice de precios al

²¹ En 1971 la CVP firmó, efectivamente, cinco contratos.

consumidor para todos los consumidores urbanos de los Estados Unidos, el cual, obviamente, se halla correlacionado de forma muy estrecha con los precios petroleros, es decir, con los precios del producto y no de los insumos.²² El borrador representaba, en lo esencial, un arreglo mediante el cual el petróleo sería producido por los inversionistas privados y luego vendido a PDVSA con unos descuentos, de los cuales PDVSA, y no los inversionistas privados, cubrirían el pago de regalías y de cualquier otro impuesto petrolero. Toda vez que los inversionistas privados eran considerados como proveedores de servicios y no como productores de petróleo, los convenios de servicios operativos se hallaban sujetos únicamente a la tributación no petrolera. En lo esencial esto significaba un impuesto sobre la renta de 34 por ciento. PDVSA, en cambio, asumió el papel de un paraguas para proteger a los productores privados de los impuestos petroleros, lo cual, en realidad, era el verdadero objetivo de este arreglo.

PDVSA recibió el visto bueno, y por ende, en términos legales al menos, el régimen no-propiedad había avanzado rápidamente sin encontrar resistencia. Todas las opiniones de expertos y de bufetes de abogados fueron contratadas y pagadas por PDVSA; de hecho, el departamento legal del Ministerio había sido desmantelado después de la nacionalización. El liderazgo político jamás se imaginó que los derechos de propiedad nacional sobre el recurso natural podían verse amenazadas por la compañía petrolera nacional. En consecuencia, la estrategia de PDVSA de subvertir el marco legal e institucional existente a través de la reinterpretación ‘creativa’ de la legislación existente, y mediante el uso de los tribunales venezolanos, estaba destinada a ser exitosa. Sencillamente, no existía nadie que representara la causa del propietario del recurso natural. Por esta misma razón, nadie nunca objetó tampoco al juez de la Corte Suprema, encargado de redactar el citado veredicto, Román J. Duque Corredor, quien fungió por muchos años como abogado empleado por PDVSA. Ya en 1978 había sostenido no sólo que el Art. 3, sino que toda la Ley de Hidrocarburos de 1967 había sido anulada por la Ley de Nacionalización Petrolera (Duque Corredor 1978: 11). Por lo demás, él dejó la Corte Suprema justo a tiempo para estar también entre los expertos que apoyaron el borrador de un convenio de servicios operativos presentado por PDVSA al MEM.

Perfil del desarrollo contractual. Los primeros contratos aguas arriba fueron Convenios de Servicios Operativos. Para el año 2000, éstos sumaban 36, cubriendo nada menos que una área 48 mil km² y

²² Para un análisis legal detallado, véase Vallenilla (1995).

produciendo alrededor de 500 mil b/d. En las rondas de licitación sucesivas, gradualmente se dejó de fingir que se estaba tratando en verdad con convenios operativos. En los primeros convenios, en 1992, los yacimientos eran definidos todavía en tres dimensiones. En 1993, ya se habían definido en dos dimensiones, es decir, por la superficie cubierta, autorizándose a las compañías a explorar estratos más profundos. Finalmente, en 1997, se incorporaron extensas áreas circundantes y se otorgaron lo que, de hecho, eran simples concesiones. Del mismo modo, progresivamente se le permitió a las compañías privadas comercializar su petróleo, aun cuando los contratos todavía llevaban la etiqueta de convenios operativos y PDVSA continuaba jugando su papel como paraguas con respecto al régimen fiscal.

Sin embargo, las bases legales de los convenios de servicios operativos eran realmente débiles, pues sólo habían sido aprobadas por el Comité de Energía y Minas, y no por el Congreso Nacional. Las asociaciones aprobadas por el Congreso asegurarían un fundamento legal más sólido. Como un primer paso, en 1993 PDVSA pidió al Congreso aprobar los lineamientos o principios relativos a tres asociaciones; una era el proyecto de gas natural licuado (Cristóbal Colon / Sucre Gas), y los otros dos eran proyectos para producir y mejorar crudos extra-pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco. Se proponía que este tipo de asociación no fuera ubicado dentro de la Ley de Impuesto sobre la Renta, en la sección dedicada específicamente a los hidrocarburos, sino en la parte general dedicada al sector no-petrolero. De este modo éstos también se beneficiarían de una tasa de impuesto sobre la renta de 34 por ciento, y dejarían de estar sujetos al Valor Fiscal de Exportación. Eso sucedía en momentos en que el Presidente Pérez ya había sido sometido a juicio, y PDVSA aprovechó además la oportunidad para pedir algo adicional: la eliminación progresiva del Valor Fiscal de Exportación durante los próximos tres años.

PDVSA también solicitó al Congreso Nacional que cohonestara su papel como fiador en tales asociaciones, las cuales incluirían una llamada ‘cláusula de estabilización’, por virtud de la cual la compañía petrolera nacional asumía el compromiso de compensar a los accionistas extranjeros por pérdidas en su patrimonio ‘derivadas directamente de actuaciones o de la adopción de decisiones de autoridades administrativas nacionales, estatales o municipales, o de cambios en la legislación que, por su contenido y propósito, determinasen un injusto trato discriminatorio a la empresa o a dichos accionistas’ (Gaceta Oficial 9-9-1993). Esta cláusula, obviamente, se había concebido para castrar la soberanía impositiva. Por ese entonces, Johnston, un consultor internacional estadounidense muy conocido, todavía opinaba

que era ‘difícil imaginarse que un organismo gubernamental tal como un parlamento o el congreso podría ceder, efectivamente, su autoridad a la compañía petrolera nacional’. Consciente de las presiones existentes en el escenario internacional, expresó su convicción de que era ‘improbable que semejantes cláusulas pudieran prosperar’ (Johnston 1994: 171). Pero el Congreso Nacional venezolano sí cedió su autoridad a PDVSA.

Con respecto al mandato legal del ‘control del Estado’, PDVSA sugirió que una participación accionaria minoritaria sería suficiente siempre y cuando PDVSA retuviera un derecho de veto con respecto a ciertas decisiones, mientras que la posibilidad de que la empresa nacional alguna vez adquiriera una participación accionaria mayoritaria se excluyó de manera explícita. Finalmente, pero por ello no menos importante, aunque las disputas serían dirimidas de acuerdo con la ley venezolana, las compañías privadas – pero no PDVSA – estarían en libertad de escoger la corte de su preferencia, ya fuesen cortes venezolanas o tribunales de arbitraje internacional. PDVSA también renunciaría a su privilegio como compañía estatal. Por lo tanto, sus activos internacionales aguas abajo y, de mayor importancia, el petróleo exportado – el petróleo de regalía incluido – se hacían susceptibles de embargo en cualquier disputa comercial.

El arbitraje internacional fue el aspecto más discutido en este proceso. Fue la Shell la que tomó la iniciativa. Los primeros convenios de servicios operativos se sujetaron al arbitraje nacional, lo cual no fue considerado satisfactorio por la Shell. En aquel entonces la prensa especializada todavía aceptaba que en Venezuela el arbitraje internacional sería ‘totalmente inconstitucional’, además de opinar que, de plegarse el gobierno a las demandas de la Shell, habría de producirse ‘una fuerte protesta nacionalista en el Congreso Nacional que podría interrumpir la presidencia de Pérez’ (Kielmas 1992: 16). Similarmente, Johnston en su libro expresó la opinión de que ‘la Constitución venezolana requiere que cualquier disputa contractual involucrando el interés público sea resuelta exclusivamente en tribunales venezolanos. Bajo este criterio, sería difícil o insensato diseñar una cláusula de arbitraje en un contrato petrolero que establezca la jurisdicción para el arbitraje fuera de Venezuela’ (Johnston 1994: 153). Sea como fuere, iniciándose el año 1993, el gobierno ‘sucumbió’ a las demandas de la Shell y, de hecho, la presidencia de Pérez fue ‘interrumpida’ un mes después, aunque por razones muy diferentes. El Congreso aprobó los lineamientos y solicitudes de PDVSA luego de un debate que duró unas pocas semanas.

Pero, aun así, el arbitraje internacional todavía no era constitucional. Para fortalecer aún más el nuevo régimen no-propietal, estaba pautada la negociación de tratados internacionales. Desde 1996, los contratos aguas arriba de cualquier tipo – convenios de servicios operativos o de asociación – incluyeron una cláusula reconociendo ‘la aplicabilidad de cualesquiera tratados internacionales relacionados con la protección recíproca de las inversiones de los cuales Venezuela y cualquier país del cual un inversionista pueda ser nacional, sean o llegaren a ser partes en el futuro’ (Acuerdos de Ganancias Compartidas 1996: Art. 25.5). En ese momento, el gobierno venezolano se encontraba negociando tratados bilaterales de inversión con Canadá y los Estados Unidos. El TBI Venezolano-Canadiense fue ratificado por el Congreso Nacional en las postrimerías del gobierno de Caldera, y aprobado como ley por el Presidente Chávez. No obstante, el TBI venezolano-norteamericano, de mucho mayor alcance, se encontró con una fuerte resistencia y el gobierno de Caldera suspendió las negociaciones.

El régimen fiscal. Para algunos de los campos marginales entregados a los inversionistas privados, PDVSA negoció con el MEM una tasa de regalía de 1 por ciento, aunque la mayoría estaba sujeta a la tasa consuetudinaria de un sexto. PDVSA alegaba que, sin rebajarse la tasa de regalía, aquellos campos marginales no serían rentables. La compañía adelantó el mismo argumento con respecto a las asociaciones en el caso del gas natural licuado y en el procesamiento de petróleo extra-pesado. En lo concerniente a esto último, el Congreso Nacional aprobó una asociación en Orimulsión, y cuatro en crudos sintéticos. La Orimulsión es una mezcla de crudo extra-pesado con agua, en una proporción de 70:30, más un emulsionante. Esta mezcla puede quemarse en centrales eléctricas como una especie de ‘carbón líquido’ desplazando al carbón o, como ha ocurrido en la mayoría de los casos, al combustible pesado (fuel oil), respondiendo así al programa de la AIE citado antes. El crudo extra-pesado paga formalmente una regalía de un sexto, pero sobre la base de una fórmula que descansa en el precio del carbón, la cual, durante los últimos años ha arrojado como resultado unos US\$/b 0,68. De manera que la regalía por barril ha sido de US\$ 0,11. El crudo sintético, por otra parte, es un derivado del petróleo extra-pesado parcialmente refinado y mejorado, que luego se exporta y se refina como cualquier crudo convencional. En este caso, el precio del barril de petróleo extra-pesado es más o menos consistente con el precio de los crudos convencionales, pero durante los primeros nueve años sólo está sujeto a una regalía de 1 por ciento; luego, esta tasa aumentará a un sexto.

Sin embargo, la resistencia frente a la regalía era una cuestión de principios. En 1996, diez áreas prometedoras de petróleo convencional, que totalizaban 18 mil km², fueron licitadas bajo el marco contractual de los así llamados ‘acuerdos de ganancias compartidas’. Éstos no sólo estarían sujetos a una tasa del impuesto sobre la renta de 67,7 por ciento, sino también, adicionalmente, a una participación del Estado en las ganancias de hasta 50 por ciento. De este modo, la tasa marginal combinada de tributación basada en la ganancia, alcanzaría hasta 84 por ciento. Al mismo tiempo, sin embargo, la tasa de regalía se rebajaba hasta el 1 por ciento, variando luego con la tasa interna de retorno hasta un máximo de un sexto.²³ Para entonces, el economista-jefe de PDVSA hacía ya campaña a favor de la eliminación completa de la regalía, y a favor de un régimen fiscal basado exclusivamente en los impuestos a la ganancia excesiva por la vía de mayores tasas de impuesto sobre la renta (Espinasa 1999).

El régimen fiscal propietal estaba en vía de transformación hacia un régimen fiscal no-propietal. Es más, en 1989 PDVSA adoptó un nuevo esquema de contabilidad, basado en su ‘renta mundial’ y ya no nacional, lo cual le permitió cargar todo tipo de costos relacionados con su política de internacionalización, y en particular los costos financieros de dicha política, contra sus obligaciones tributarias en Caracas. Al mismo tiempo, y de mayor importancia, en la nueva Ley de Impuesto sobre la Renta de 1993, PDVSA también logró que se introdujeran ajustes más que generosos por concepto de la inflación y de variaciones en el tipo de cambio. Finalmente, y como ya se mencionó, ese mismo año el Congreso Nacional aceptó eliminar de manera progresiva el Valor Fiscal de Exportación.

El ingreso fiscal. Ahora podemos apreciar de nuevo el Gráfico 7.10. El ingreso fiscal, desde 1976 a 1992, promedió 66 por ciento del ingreso bruto de PDVSA, pero sólo 37 por ciento –excluyendo los dividendos – desde 1996, el primer año en el cual el Valor Fiscal de Exportación ya era nulo, hasta el 2000. Esta caída de 29 puntos porcentuales se debió a tres factores. El primero y más evidente, fue la desaparición del Valor Fiscal de Exportación, el cual por sí sólo explica once puntos. Luego, los costos crecientes explican otros nueve puntos. Entre los costos crecientes se destacaban los convenios de servicios operativos y los costos financieros de la internacionalización. En cuanto a los convenios de servi-

²³ Esta ronda de licitación fue diseñada con una estrategia de largo plazo en mente. El primer paso era convertir el porcentaje fijo de la regalía en una tasa variable, en función del nivel de ganancia, además de combinarse con tasas de impuesto sobre la renta muy elevadas. Más tarde podría convencerse al gobierno que tales tasas serían, definitivamente, demasiado elevadas y, por tanto, que le convendría renegociarlas. – Con respecto a la táctica de las grandes

cios operativos, el costo promedio real para las compañías productoras probablemente no era mucho más alto que el costo promedio de PDVSA, pero el precio que pagó PDVSA por dicho petróleo sí lo era, y este precio aparecía en su contabilidad como costo.²⁴ Los restantes nueve puntos se explicaban por los generosos ajustes por concepto de inflación, y de depreciación del bolívar frente al dólar, concedidos por la Ley de Impuesto sobre la Renta de 1993. De allí que la tasa efectiva de impuesto de PDVSA cayó desde un promedio de 59 por ciento entre 1976 y 1992, a 36 por ciento entre 1993 y 2000.

No puede sorprender que una vez desaparecido el Valor Fiscal de Exportación, los gobiernos, desesperados, trataran de recuperar parte de sus pérdidas a través de los dividendos, un mecanismo que jamás había sido utilizado antes. Pero sólo lograron recuperar unos nueve puntos, con lo cual aquel promedio de 37 por ciento volvió a crecer hasta 46 por ciento; en definitiva, entonces, se habían perdido veinte puntos por comparación con el promedio anterior a 1993. Además, existe una diferencia fundamental entre el Valor Fiscal de Exportación y el dividendo. El primero se pagaba mensualmente, basado en precios estimados y sujeto a correcciones menores posteriores. En cambio, el dividendo se paga un año más tarde, y sólo luego de haberse calculado definitivamente las ganancias netas. Así, PDVSA obtuvo otro margen de maniobra para gastar primero y también apalancar las corrientes de sus ingresos futuros.

Los inversionistas privados, asociados con PDVSA en una forma u otra, se han convertido de nuevo en importantes productores en Venezuela; en la actualidad, producen alrededor del 25 por ciento del total. La producción de los convenios de servicios operativos aparece formalmente como producción propia de PDVSA, y está incluida en el Gráfico 7.10. Las primeras asociaciones para mejorar el petróleo extra-pesado iniciaron su producción sólo en el 2001. Por lo demás, su régimen fiscal reforzará la tendencia decreciente de los ingresos fiscales. Los acuerdos de ganancias compartidas no alterarán el cuadro de cosas mayormente, pues, por un lado, hasta este momento el éxito exploratorio en sus áreas

compañías de ofrecer demasiado en ciertas circunstancias, asegurándose así la adjudicación, y confiados en su poder de re-negociación para obtener mejores términos después, véase Hawley, Bramley y Castellani (1994).

²⁴ Por lo menos en un caso existe información detallada. La Benton Oil & Gas produjo entre 1993 y 1999, en promedio, 26 mil b/d a un costo operativo por barril de US\$ 2,42, lo cual es virtualmente el mismo que para la producción propia de PDVSA. Sin embargo, PDVSA pagó en promedio US\$ 9,23 por barril a Benton Petróleo & Gas, y las ganancias de esta compañía sólo están sujetas a la tributación no-petrolera. (Benton Oil & Gas Company 10K Report to the Security Exchange Commission, 2000)

ha sido decepcionante y, por el otro lado, su régimen fiscal les ofrece un máximo de oportunidades para minimizar las tasas efectivas de impuestos basados en la ganancia y, en última instancia, para obligar al gobierno a una renegociación de los acuerdos.

Las cuotas OPEP

Una parte de la agenda de PDVSA, que había dejado de ser oculta, era producir a máxima capacidad y expandir la producción rápidamente. En efecto, la producción creció de 1,9 millones b/d en 1990, a 3,3 millones b/d en 1997. Aunque el Ministro Armas ordenó a PDVSA adherirse a las cuotas de la OPEP, las cosas cambiaron en agosto de 1990 con la invasión iraquí a Kuwait. Por vez primera desde su fundación, la OPEP no estaba en posición de explotar una emergencia de los mercados petroleros internacionales. Dadas las circunstancias, los Estados árabes del Golfo, y, en particular, Arabia Saudita, estaban dispuestos a producir a plena capacidad para compensar la falta absoluta de la producción iraquí y kuwaití; y así lo hizo también Venezuela. PDVSA, por su parte, siguió haciéndolo aún después de haber pasado la emergencia.

PDVSA aprovechó la oportunidad del juicio al que fue sometido el Presidente Pérez para tomar la política petrolera nacional en sus manos. En 1997, el país excedió su cuota en alrededor de 900 mil b/d, y PDVSA se vanaglorió públicamente de que no recortaría nunca más un solo barril. Cabe la observación que desde 1995 todos los convenios de servicios operativos y acuerdos de asociación, con una sola excepción, incluyeron una cláusula referente a tales recortes, pero limitándolos al cumplimiento de obligaciones contraídas por el país en tratados internacionales – es decir, negando el derecho soberano del gobierno venezolano de regular la tasa de explotación de su recurso natural no-renovable y agotable –, y limitando su aplicación, en cuanto a los inversionistas privados, al promedio nacional, de manera que toda excepción correría a cargo de la alícuota de PDVSA.

La excepción fue el único acuerdo de asociación relativo a la Orimulsión. Desde los años ochenta, PDVSA ha utilizado a la Faja Petrolífera del Orinoco, ese gigantesco yacimiento de crudo extra-pesado situado en el sur del país, para obviar las cuotas de la OPEP. Su argumento es el de que dicho crudo extra-pesado, en realidad, no es un crudo. Técnicamente hablando esto es cierto, toda vez que no es un líquido a temperaturas normales, por lo que puede clasificárselo como un bitúmen y, en consecuencia, escapa de las cuotas de la OPEP, que sólo se aplican al petróleo crudo. El gobierno venezolano aceptó este argumento con respecto a la Orimulsión. En el presente, PDVSA transforma alre-

dedor de 70 mil b/d de crudo extra-pesado, sin incluir tal producción en su cuota OPEP, en 100 mil b/d de Orimulsión, y la expectativa es que la producción de este combustible aumentará significativamente en un futuro cercano. Con todo, el gobierno no aceptó el mismo argumento con respecto a la producción de crudo sintético, el cual sí se encuentra formalmente sujeto a la cuota OPEP. Sin embargo, en la práctica, ello es irrelevante, pues los volúmenes de producción del crudo sintético están atados al financiamiento de unos proyectos que envuelven miles de millones de dólares. Al terminar el año 2001, alrededor de 240 mil b/d de crudo extra-pesado se convertirán en 208 mil b/d de crudo sintético. En el 2005, luego de completarse los cuatro proyectos existentes, se producirán alrededor de 570 mil b/d de crudo sintético, procesándose 650 mil b/d de crudo extra-pesado. También en este caso existe la expectativa de que estos volúmenes seguirán creciendo rápidamente más allá del año en cuestión.

Por lo tanto, la producción de petróleo extra-pesado se estaba haciendo demasiado importante para ser ignorada por la OPEP, y las presiones en contra de las cuotas OPEP iban en aumento. Téngase presente que la inclusión del petróleo extra-pesado en la cuota venezolana podría traer aparejado el desplazamiento de crudos convencionales de la producción por gestión propia de PDVSA, que están sujetos a altos niveles de tributación. La pérdida en ingresos fiscales, a los niveles de los precios actuales, podría llegar a diez dólares por barril. Así las cosas, el apuro con el cual se entró en la faja petrolífera del Orinoco, con el argumento de que ésta no estaría sujeta a la cuota OPEP, podría bien interpretarse como una política para forzar a Venezuela a abandonar la organización y, con ello, su postura tradicional de cooperación con todos los países exportadores para hacer valer su recurso natural.

Perspectivas

El año 1997 presenció el apogeo de la apertura petrolera. Internacionalmente, Luis Giusti, presidente de PDVSA, fue distinguido con el ‘premio al ejecutivo petrolero del año’, el cual le fue entregado en Londres por el anterior galardonado, John Browne, presidente de la British Petroleum. Nacionalmente, la compañía estaba jugando un rol político estelar, y el alto tren ejecutivo estaba convencido de que había llegado el momento de implementar plenamente su agenda liberal – es decir, su agenda no-propietal – la cual, en última instancia, habría de conducir a la privatización de las filiales de PDVSA. En 1997, con el fin de despejar el camino, el acuerdo de asociación de mejoramiento de crudos extra-pesados, Cerro Negro, celebrado entre Lagoven, Mobil y Veba, incluyó una cláusula que especificaba las condiciones bajo las cuales las filiales de PDVSA podían ser liberadas de su condición de fiadoras: si Lagoven redu-

cía su participación inicial de 41,67 por ciento a menos de 12,5 por ciento, o si al menos 50,1 por ciento de la misma Lagoven era privatizada.

Sin embargo, el año siguiente, esto es, en 1998, se produjo el colapso más severo de los mercados petroleros internacionales en más de cincuenta años, empeorado por el comportamiento de PDVSA y por las declaraciones públicas de allí emanadas. Ni siquiera la formidable y omnipresente maquinaria de relaciones públicas de PDVSA pudo convencer al país de que la caída de los precios del petróleo constituía una buena noticia. El gobierno saliente de Caldera, en un repentino ‘vuelvan caras’, acordó con la OPEP restablecer recortes sustanciales de producción.

En febrero de 1998, un año de elecciones generales, parecía probable que la candidata independiente Irene Sáez ganaría las elecciones y que PDVSA jugaría un papel central en su gobierno. El líder del intento de golpe militar en febrero de 1992, Hugo Chávez, también era candidato, pero las encuestas de opinión le otorgaban sólo un muy modesto porcentaje de los votos. Empero, Chávez se movió tan inexorablemente hacia arriba en las encuestas de opinión como se movieron hacia la baja los precios internacionales del petróleo. Apoyado por los pequeños grupos políticos que se habían opuesto a la política petrolera liberal de PDVSA, su victoria en diciembre de ese año detuvo, por lo menos hasta el presente, la implementación del nuevo régimen no-propietal.

Chávez puso al frente del MEM a Alí Rodríguez Araque y a Álvaro Silva Calderón, quienes se habían opuesto a la política liberal de PDVSA por muchos años. Venezuela se convirtió nuevamente en un miembro activo de la OPEP, y en el año 2000 albergó el segundo encuentro de jefes de Estado de la OPEP. La recuperación de los precios rebasó las expectativas. Pero los precios eran sólo una parte del problema; la otra parte era mucho más compleja: detener y revertir la tendencia hacia un régimen no-propietal. Una primera prueba fue la nueva constitución bolivariana, con la cual el país adoptó oficialmente el nombre de República Bolivariana de Venezuela. Ésta establece en su Art. 303 que PDVSA, la casa matriz, no puede ser privatizada, aunque sí sus filiales; pero PDVSA, la casa matriz, no produce un solo barril de petróleo. En consecuencia, otra pieza del rompecabezas ha sido colocada en su lugar, del cual – de completarse este juego – PDVSA surgiría como la nueva agencia de licitación reemplazando al MEM.

Sin embargo, al mismo tiempo el MEM ya no siguió aceptando los precios de transferencia para fines del pago de la regalía, obligando a PDVSA a pagarla de acuerdo con los precios del mercado

abierto. Pero el Ministerio de Finanzas continuó aceptando los precios de transferencia con sus descuentos para los fines del impuesto sobre la renta. Y el MEM, hasta el presente, ha fracasado en detener la fijación de los precios del petróleo extra-pesado en función del carbón para el caso de la Orimulsión, toda vez que el Presidente Chávez dio un público respaldo a la producción de este combustible. En cambio, el MEM sí tuvo éxito en detener una ronda de licitación para el gas natural que estaba siendo preparada por PDVSA. Luego, esta ronda siguió adelante, pero bajo el control del Ministerio, y sólo después de la promulgación de una nueva Ley del Gas Natural que establece una tasa de regalía mínima de 20 por ciento. Las tasas de regalía se utilizaron, de hecho, como parámetros de la licitación, realizada en junio de 2001, alcanzándose entonces tasas de hasta 32,5 por ciento. Además, en noviembre de 2000, la Asamblea Nacional aprobó una ley habilitante, mediante la cual se autorizó al gobierno para reformar por decreto el marco legal existente de los hidrocarburos dentro de un plazo de doce meses. La nueva Ley de Hidrocarburos Líquidos, promulgada en noviembre de 2001, establece una tasa de regalía mínima de 30 por ciento, aunque dicha tasa podría ser reducida, a discreción del gobierno, a un 20 por ciento, e incluso a un sexto en el caso del crudo extra-pesado procesado para fines de la Orimulsión; pero la tasa de 30 por ciento también puede ser restaurada en cualquier momento. Además, la Ley de Hidrocarburos Líquidos también reserva al Estado la mayoría accionaria en cualquier contrato aguas arriba (no así la Ley de Hidrocarburos Gaseosos). Finalmente, pero no menos importante, la nueva Ley de Hidrocarburos exige una contabilidad por separado entre las actividades aguas arriba y aguas abajo.

Aunque la tasa de regalía de 30 por ciento sólo se aplicará a las nuevas licencias, concesiones o contratos,²⁵ y no a los previamente existentes, ésta sí se aplicará de inmediato a PDVSA. Por otra parte, sin embargo, PDVSA sigue con su política tradicional de aumentar sus gastos en el exterior cada vez que la cuota OPEP limita las posibilidades de gastar el dinero dentro de Venezuela. La compañía continúa expandiéndose internacionalmente dentro del negocio de la refinación y el mercadeo.

Hay otro aspecto del régimen liberal, políticamente muy relevante, que hasta ahora no hemos mencionado: la aversión de PDVSA hacia el empresariado privado nacional, cuya participación en las rondas de licitación fue deliberadamente restringida. A los participantes se les exigió, para calificar, ser

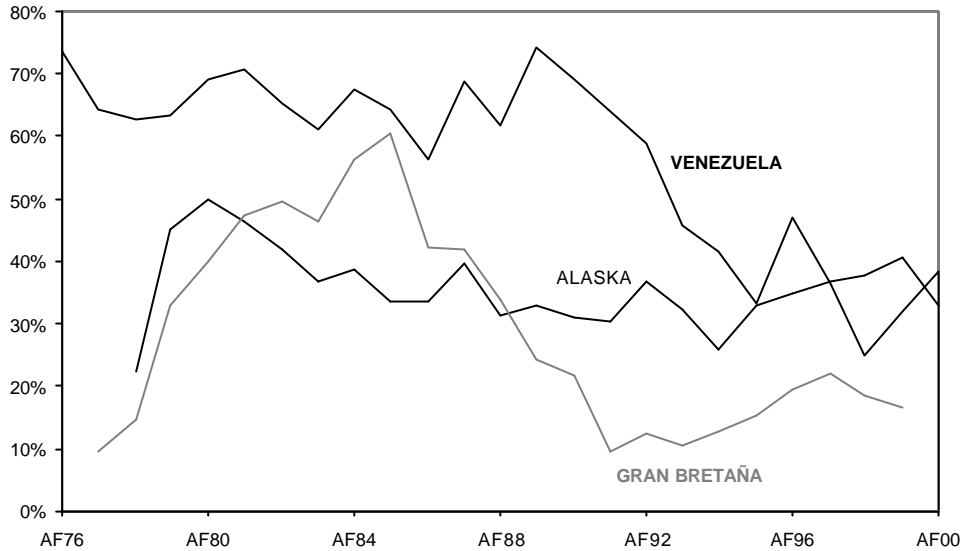
productores experimentados de petróleo. Aunque las compañías privadas venezolanas habían suministrado insumos y servicios a la industria petrolera por muchos años, actividades que tomadas en su conjunto cubren todo lo que hace una compañía petrolera, por causa legal – la Ley de Nacionalización Petrolera – no podían existir, ni existían, compañías petroleras venezolanas. Finalmente, en 1997, el Congreso Nacional obligó a PDVSA en la tercera ronda de licitación de campos marginales, a reservar los cinco campos más pequeños, de veinte en oferta, a las compañías privadas nacionales; y el MEM diseñó la reciente ronda de licitación de gas natural, específicamente para estimular y promocionar la participación de la empresa privada nacional. Al mismo tiempo, sin embargo, PDVSA presionó exitosamente al gobierno de Chávez para retomar las negociaciones de un TBI con los EEUU. De acuerdo con el último borrador de este tratado, se reduciría la posibilidad de aplicar políticas petroleras nacionalistas, pues éste cubriría no sólo las fases de inversión sino también las políticas de adquisición de las empresas públicas y de pre-inversión. Dicho con otras palabras, el borrador descarta cualquier política de ‘compre venezolano’ por las compañías públicas, y el gobierno no estaría en capacidad ya de dar prioridad a los nacionales en el otorgamiento de concesiones u otras formas de acceso a los yacimientos petroleros. La única huella de nacionalismo que todavía puede encontrarse en ese borrador, es que si PDVSA (o cualquier otra compañía pública) es privatizada, los venezolanos podrían disfrutar de derechos preferenciales en la adquisición de acciones.

7.4 Conclusiones

En el Gráfico 7.12 comparamos los ingresos fiscales como porcentaje del ingreso bruto en Gran Bretaña, Alaska y Venezuela. En Gran Bretaña, los impuestos a la ganancia excesiva fueron altamente efectivos durante los primeros años de precios vertiginosamente crecientes, e incluso por unos pocos años más. Empero, el régimen fiscal no-propietal colocaba a las compañías en una posición estratégica de fuerza, económica y políticamente, para ir minimizando luego sus obligaciones fiscales. Desde 1993, los nuevos yacimientos ya no están sujetos a ningún tributo petrolero específico. Así, Gran Bretaña empezó a implementar un régimen no-propietal cuando era un país importador de petróleo; y este régimen siguió implementándose aún después de que se convirtiera en exportador de petróleo.

²⁵ En las Leyes de hidrocarburos gaseosos y líquidos, ya no se usa el término de *concesión*, el cual ha sido sustituido por el término de *licencia*.

Gráfico 7.12 Gran Bretaña, Alaska y Venezuela:
Ingresos fiscales como porcentajes del ingreso bruto



Nota: No incluye dividendos.

Fuentes: Gráficos 7.3, 7.6, 7.10.

Es en Alaska donde la relación de negocios entre el dueño del recurso natural y las compañías productoras se encuentra más arraigada. Alaska logró aumentos significativos del impuesto de producción, en el contexto de la Revolución de la OPEP, de 3 al 15 por ciento, y luego el régimen fiscal se estabilizó en ese nivel. Más recientemente, ha estado sujeta a presiones internacionales para liberalizar su régimen fiscal, pero hasta ahora el marco institucional ha sido lo suficientemente fuerte como para resistir cambios significativos en esta dirección.

En los Estados Unidos, en líneas generales, el régimen petrolero está arraigado en la propiedad mineral privada, y en este caso el hecho de que el estado o la provincia, o el país, sea un importador o un exportador es, en principio, irrelevante. Pero ello podría cambiar en los EEUU toda vez que las tierras (y aguas) públicas proveen un porcentaje creciente del petróleo estadounidense. Aunque Estados Unidos es todavía el segundo productor más grande del mundo, el país se convirtió en un importador neto en 1947, y actualmente importa alrededor de 60 por ciento de sus requerimientos, lo que lo convierte en el mayor importador del mundo. Debido al desarrollo de sus yacimientos costa afuera, aproxi-

madamente 60 por ciento de su producción doméstica proviene ahora de tierras públicas. No obstante, el régimen no-propietal, hasta el presente, ha avanzado muy poco.

Finalmente, en el caso de Venezuela, el Gráfico 7.12 muestra el acontecimiento extraordinario del colapso del régimen propietal en este país exportador tradicional de petróleo. El hecho sorprendente no es que la compañía petrolera nacional abrazara el ideal liberal no-propietal; ello también ocurrió, por ejemplo, con Statoil, compañía petrolera nacional noruega, la cual fue privatizada parcialmente en el 2001. Empero, cuando Statoil inició su política de internacionalización, el gobierno le exigió cuentas completamente separadas. De manera similar, el gobierno noruego siguió el ejemplo británico eliminando las regalías para campos nuevos, en 1986; no obstante, al mismo tiempo le redujo muy significativamente el flujo de caja a Statoil, creando la figura de ‘los intereses financieros directos del Estado’. Estos intereses financieros directos del Estado funcionan de manera similar a una regalía, con la diferencia de que el gobierno contribuye en proporción a los costos de producción, que por esta vía se controlan estrechamente. Es más, el dinero va de forma directa al gobierno, reduciéndose el desproporcionado flujo de caja de Statoil que se generaría, de hecho, por su actuación como ‘agente de retención’ de la renta de la tierra. Con ello se conjuró también el peligro de que Statoil se convirtiera en un Estado dentro del Estado. El gobierno controla firmemente los precios, y sí ha sido capaz de mantener de manera eficiente unas elevadas tasas de impuesto sobre la renta. La compañía petrolera nacional, desde luego, tiene que asistir al gobierno técnicamente (Rodríguez 2000; Jiménez 2002). Statoil podría, al final de cuentas, ser privatizada del todo, pero ello no significará el fin del régimen propietal en Noruega.

El fracaso del gobierno venezolano sólo puede explicarse en el contexto del colapso general del país. Fracasó en su política económica no-petrolera y, simultáneamente, fracasó en estructurar cualquier régimen petrolero razonable luego de la nacionalización. En consecuencia, el país se encontraba demasiado debilitado como para resistir a la bien diseñada estrategia de los países desarrollados consumidores, de sus organizaciones internacionales, de sus compañías internacionales, y de sus consultores internacionales. El país ha sido literalmente destrozado. Por lo demás, un desarrollo similar ocurre al presente en Argelia (Aïssaoui 2001).

Dondequiera que los gobiernos de los países exportadores han logrado mantener el control de su país, los regímenes no-propietales han avanzado poco, aun cuando ellos hayan readmitido inversionistas privados. Éste es el caso, por ejemplo, de Irán. No obstante, otros países exportadores, en parti-

cular Arabia Saudita²⁶ y, hasta ahora, México, han mostrado una sorprendente resistencia a readmitirlos.

Dondequiera que los regímenes no-propietales prosperan en los países exportadores, se trata de un síntoma de decadencia, de una profunda crisis política y económica: política, debido al efecto divisorio de la intervención extranjera, y económica porque el país se empobrece.

²⁶ ‘Arabia Saudita es el único país del Golfo que no parece dispuesto, en el futuro inmediato, a invitar a las compañías a participar en el petróleo aguas arriba’. (Mitchell 2001: 57)

8 LOS REGÍMENES DEL PETRÓLEO

8.1 El régimen privado

Nuestro estudio del régimen del petróleo comenzó con el carbón británico por una razón fundamental: éste aporta, por una parte, un ejemplo completo y en muchos sentidos único de un régimen mineral privado y, por la otra, un ejemplo de la transición de un régimen privado a otro público. En tal sentido constituye el mejor y, quizás, único ejemplo histórico de un régimen mineral privado comparable con el petróleo estadounidense. En ambos casos surgió una renta de la tierra consuetudinaria del mercado de los contratos de arrendamiento, un mínimo por pagar sobre la tierra y la producción marginales. En el centro de este arreglo se encuentra la regalía consuetudinaria. Cualesquiera las razones históricas que conducen al establecimiento de cualquier tasa particular de regalía consuetudinaria en una región minera o productora de petróleo, una vez establecida es estable, comprobadamente, a pesar de las variaciones que puedan ocurrir en el contexto económico. Por lo tanto, las circunstancias económicas sólo definen un amplio rango de tasas posibles de regalía, y es de este rango que cada región minera o petrolera termina por escoger una. Luego, se desarrolla alrededor de ella una red extendida de relaciones contractuales, económicas y políticas, con lo que queda asegurada su estabilidad.

El régimen mineral privado en Gran Bretaña finalmente colapsó y los depósitos fueron nacionalizados. Ese régimen era demasiado rígido, y no logró adaptarse al cambio tecnológico y a las crecientes profundidades de las minas de carbón, lo que lo hizo cada vez más obstructiva. La renta de la tierra como tal, que permaneció estable, no fue el problema. En todo caso, a los terratenientes se les pagó una compensación plena por sus yacimientos en explotación. En cambio, el régimen privado en el petróleo estadounidense fue lo suficientemente flexible como para sobrevivir; los derechos de propiedad de los dueños del recurso natural fueron redefinidos a tiempo, en este caso, para prevenir que se volvieran demasiado obstructivos, pero sin cuestionar sus derechos a una renta de la tierra.

Nuestra conclusión es que se dieron, en lo esencial, tres razones que explican porqué la reforma tuvo éxito en el caso del petróleo estadounidense, aunque fracasó en el caso del carbón británico. En primer lugar, cabe mencionar el factor técnico de que los yacimientos petroleros se explotan perforando pozos, beneficiándose así de la naturaleza líquida o incluso gaseosa del petróleo, mientras que el carbón tiene que explotarse trabajándose bajo tierra. Así, la necesidad de reformas, en el caso del petróleo y

contrariamente al caso del carbón, era observable en la superficie. Como consecuencia de la ‘ley de captura’, los pozos se perforaron de ambos lados a lo largo de las líneas divisorias entre las propiedades, y no se tenía que ser un ingeniero petrolero o un geólogo para comprender que ésta era una consecuencia absurda de la falta de coincidencia entre los derechos de propiedad superficial y la geología del subsuelo. En el caso del carbón, el sistema de túneles siguió un patrón igualmente absurdo, definido por las divisiones de la propiedad superficial, pero ello no era obvio para la gente en la superficie. En segundo lugar, la modernización de la infraestructura existente era mucho más difícil y costosa en el caso del carbón que en el del petróleo. Finalmente, hay que mencionar el factor político, el hecho de que en Gran Bretaña los terratenientes eran una clase lo suficientemente distinguida y poderosa como para evitar, por siglos, cualquier reforma, mientras que los terratenientes petroleros estadounidenses eran sólo un grupo de presión entre otros.

Fue por la comparación del carbón británico y el petróleo mexicano que pusimos de relieve la importancia de la dimensión política y social de los regímenes minerales. En Gran Bretaña el carbón era un caso aislado y separado, además de estrictamente nacional, y no estaba en tela de juicio el régimen de los recursos naturales en general. En cambio, en México, el régimen del petróleo se desarrolló en medio de una revolución agraria e involucró a las compañías internacionales: ello condujo a una maraña de relaciones sociales, económicas y políticas – tanto nacionales como internacionales – mucho más complicada que la que rodeó al carbón británico. El régimen mineral privado en México amenazó, sobre todo, el éxito de la Revolución. A pesar de ello, de la agitación revolucionaria y de la confrontación internacional, en México se desarrolló la misma secuencia de eventos que ya observamos en el caso del carbón británico: a la nacionalización del recurso natural siguió la nacionalización de la industria. En ambos casos, bajo el régimen de propiedad mineral privada, se desarrolló una intrincada relación entre la propiedad del recurso natural y del capital, conformándose una especie de organismo conjunto, quizás comparable con gemelos siameses. En ambos casos, la esperanza de que al menos uno de ellos – la empresa privada – sobreviviera a la separación quirúrgica, no se materializó.

8.2 El régimen público

La estabilidad del régimen mineral privado se debe al elevado costo de los cambios estructurales. Más costoso aún, económica y políticamente, es cambiar de un régimen privado a otro público. En conse-

cuencia, a pesar de las claras ventajas teóricas y prácticas del régimen mineral público sobre el privado, tal cambio sólo ocurre bajo circunstancias económicas y políticas extraordinarias. Empero, una vez que el cambio se hizo, y nos ubicamos dentro del campo del régimen público de los recursos naturales, la cuestión de regresar al régimen privado no se vuelve a plantear. Cuando se promueve la re-privatización, sólo se trata de la industria y jamás del recurso natural. Es éste uno de esos cambios que pueden encontrarse con una fuerte oposición por parte de los intereses creados, pero que una vez que se dan, dichos intereses desaparecen para siempre. En consecuencia, la controversia que pueda rodear el régimen mineral público en general, y más específicamente el régimen fiscal, no es régimen público vs. privado, sino régimen no-propietal vs. propietal.

Con relación a los regímenes fiscales, los regímenes públicos son mucho menos estables que su contraparte privada, dado que los costos de introducir cambios son mucho menores. A manera de ejemplo, en el régimen de propiedad mineral privada, los costos de cambiar una tasa de regalía consuetudinaria son simplemente prohibitivos, pues ello requeriría la negociación entre miles de arrendatarios y decenas de miles de arrendadores. Incluso la renegociación de un simple contrato puede resultar demasiado costoso, y muchas veces existen no uno, sino varios dueños de regalía por arrendamiento. Por esta causa, el procedimiento normal en el petróleo estadounidense es que en lugar de renegociar, se abandona el arrendamiento y, posiblemente, se vuelve a adquirir más tarde, pero bajo nuevas condiciones. En un régimen mineral público, sin embargo, la renta de la tierra consuetudinaria es definida legalmente, y aunque esta definición forme parte de los contratos de concesión o de las licencias otorgadas, sólo existe un único dueño de la regalía: el Estado. Dados sus derechos del dominio eminente, el costo de aumentar el nivel general de la renta de la tierra, una vez que tal decisión ha sido tomada, es insignificante. Empero, y vista al revés, desde la perspectiva de los inversionistas y de los consumidores, bien podría valer la pena gastar cantidades significativas de recursos financieros en convencer al gobierno de reducir aquel nivel, ya que el premio por ganar puede ser muy importante. De ello se desprende que la estabilidad de un régimen mineral público depende no tanto de la economía, sino de la estructura política, institucional y legal del país.

En este contexto los Estados Unidos representan un caso límite, pues su régimen mineral público está arraigado en un régimen mineral privado. Como en el petróleo el último está perdiendo importancia, porque la mayor parte de la producción proviene ahora de tierras públicas (especialmente por la impor-

tancia creciente de la producción costa afuera), este vínculo se está debilitando. En México, por el contrario, un régimen estable en el petróleo sólo se estructuró luego de la nacionalización de la industria, con la cual se neutralizó el peso político de la propiedad privada. México tuvo que retirarse de los mercados mundiales por varias décadas, pero fue aislándose como el país logró concentrarse exitosamente en sus problemas nacionales, además de abastecer al mercado doméstico con petróleo barato. La experiencia que condujo a este resultado está profundamente grabada en la memoria colectiva de México, aunque, claro está, lo es en forma codificada, como ocurre con la memoria colectiva en general. Es así como 35 años más tarde, luego de los grandes descubrimientos de principios de los setenta y en el contexto de la revolución de la OPEP, se desarrolló un debate público único sobre la cuestión si México debía convertirse nuevamente en un exportador de petróleo. Desde el punto de vista económico, no cabían dudas de que los beneficios serían enormes. Empero, políticamente, surgieron dudas. ¿Acaso el país no volvería a verse involucrado en el juego político internacional de las grandes potencias, donde México difícilmente podría mantenerse como actor y fácilmente el petróleo mexicano podría convertirse más bien en el botón?¹ Y si bien México sí se transformó de nuevo en un importante país exportador de petróleo, mantuvo su recurso natural cerrado a la inversión privada de un modo mucho más radical que otros países exportadores que nacionalizaron sus industrias petroleras en los años setenta.

8.3 El régimen internacional

México fue la excepción. En los demás países exportadores de petróleo la propiedad mineral privada nunca jugó un papel significativo. En consecuencia, la industria petrolera en estos países se basó, desde el principio, en concesiones, lo que dio lugar a un proceso evolutivo. La propiedad mineral pública nacional, por una parte, y las compañías y los consumidores extranjeros, por el otro, definieron las dimensiones macroeconómicas y políticas internacionales. Las compañías y los consumidores internacionales tenían sus propias ideas sobre el papel de la propiedad mineral pública, reflejando sus experiencias domésticas y de otras partes del mundo. Las ideas más apropiadas y aceptables para los países exportadores fueron aquellas que conformaron lo que llamamos la ‘referencia estadounidense’, que culminó en los acuerdos de reparto de las ganancias 50:50 luego de la Segunda Guerra Mundial. Empero, cua-

¹ Véase Morales, Escalante y Vargas (1988). Este debate fue lo suficientemente importante para atraer la atención del famoso novelista mexicano Carlos Fuentes (1978).

lesquiera los términos de los contratos y los niveles de la renta de la tierra y de los impuestos acordados entre las partes, de modo invariable se ofrecían condiciones más ventajosas para los países exportadores, en los contratos firmados subsiguientemente. Ello era un indicador infalible de que el mercado no se encontraba en equilibrio. El esfuerzo sistemático de las grandes compañías petroleras internacionales para restringir la competencia entre ellas como arrendatarias, ciertamente frenó la tendencia alcista de la renta de la tierra, pero no pudo contenerla. Lo mismo es cierto con respecto a su política de castigar colectivamente a aquellos países que se adelantaran a revisar los contratos existentes. Tampoco fue suficiente el poderío económico de los países consumidores de petróleo para disuadir a los gobiernos de los países exportadores de maximizar sus ingresos petroleros fiscales: las naciones exportadoras tenían mucho más que ganar en ingresos petroleros de lo que podrían perder en la represalia de los países consumidores con respecto a su sector no-petrolero. Finalmente, pero no menos importante, en el contexto global de la descolonización, los países consumidores tampoco podían impedir que los países exportadores conquistaran su independencia y, con ella, sus derechos soberanos.

La maximización de la renta internacional de la tierra en el petróleo culminó con la nacionalización de las concesiones de las compañías internacionales. Con ello se cortaron, por lo tanto, los lazos que habían unido hasta ahora a los dueños del recurso natural nacional y los consumidores internacionales. El régimen internacional del petróleo se partió en dos modelos extremos. En los países exportadores, se estableció un régimen propietal soberano. En los países consumidores, las compañías petroleras internacionales ahora estaban libres de unirse a los consumidores en su esfuerzo por desarrollar un régimen no-propietal igualmente soberano. El único vínculo que permanecía entre la propiedad nacional del recurso natural y los consumidores internacionales, era el mercado petrolero mundial, un vínculo demasiado débil para prevenir que el abismo entre las dos partes no se fuera haciendo cada vez más profundo.

Una relación terrateniente-arrendatario fuerte y comprometida se había roto, una relación que encerraba una relación terrateniente-consumidor mediante la definición de la renta de la tierra por pagarse. Esta relación ahora fue reemplazada por un diálogo productor-consumidor, evasivo y débil.

8.4 Petróleo global y Estados nacionales

Para los grandes países consumidores, un régimen petrolero no-propietal encajaba a la perfección, tanto nacional como internacionalmente, con la cruzada neo-liberal de los años ochenta. Ya no sólo se trataba de la propiedad del recurso natural, sino también de la empresa privada. La participación accionaria de los gobiernos de algunos países consumidores europeos en ciertas compañías internacionales de petróleo, había perdido su razón de ser y, en consecuencia, vendieron sus acciones a inversionistas privados. La intervención estatal en el petróleo podía condenarse ahora de modo general. En ninguna parte fue el ambiente político y económico más favorable para un régimen liberal y no-propietal como en Gran Bretaña. En este nuevo país productor de petróleo, a la propiedad del recurso natural se le negó cualquier importancia. La estructura existente garantiza que dondequiera que la propiedad del recurso natural muestre nuevos signos de vida, el gobierno y la industria se encargan de sofocarla en el acto. En la industria petrolera internacional la ‘referencia británica’ reemplazó a la ‘referencia estadounidense’. Esta última – una referencia irritante en un mundo donde la propiedad del recurso natural, se supone, no juega ningún papel – ha sido suprimida de la memoria colectiva.² Ahora es la referencia británica la que reivindica una validez global, y no cabe duda de que esta reivindicación recibió un fuerte respaldo con el colapso de la Unión Soviética: un respaldo de una fuerza similar, pero en dirección opuesta, al respaldo que los países exportadores de petróleo alguna vez disfrutaron con el colapso del colonialismo.

Los países exportadores también consideran al recurso natural un don libre de la naturaleza, pero sólo para los consumidores domésticos mas no para los consumidores extranjeros. Estos últimos tienen que pagar una renta internacional de la tierra. Además, de acuerdo con el espíritu de estos tiempos históricos, se suponía que los ingresos petroleros debían servir al desarrollo económico de los países tenedores del recurso. Sin embargo, el desempeño económico y político de los países exportadores de petróleo del Tercer Mundo, después de la Revolución de la OPEP, ha sido más bien pobre. Luego de haber absorbido sus elevados ingresos fiscales, la mayoría de ellos terminaron contratando deudas externas. Fue así como se volvieron vulnerables a la presión externa para reabrir el recurso natural a los inversionistas privados extranjeros. Es más, los inversionistas privados iban a regresar no sólo en el sec-

² Un ejemplo sorprendente entre los escritores académicos es Susan Strange. En su resumen del petróleo estadounidense, en el contexto del petróleo internacional, ella reemplaza – ¿un desliz freudiano? – la terminología propiamente

tor petrolero, sino como parte de un paquete global que apuntaba también al sector no-petrolero. Este paquete fue particularmente fácil de imponer y de vender a los países con el peor desempeño económico y político. Además, debido a lo atractivo que puede resultar la idea de ‘una sola economía global’, este paquete era especialmente convincente para las clases profesionales en todas partes, no sólo en los países desesperados. Empero, ¿qué pasa con la propiedad de los recursos naturales y los Estados territoriales? La ciencia económica moderna siempre ha sostenido que la propiedad del recurso natural jamás ha sido importante; similarmente, ahora se sostiene que, en la economía global actual, los Estados territoriales ya han perdido toda importancia (Strange 1998: 238–9).

En los países exportadores, la agenda liberal – es decir, no-propietal – se concentra en las compañías petroleras nacionales con su estrategia de ‘capturar la agencia’. Estas compañías han sido escogidas para convertirse en las nuevas agencias de licitación y contratación dentro de un régimen no-propietal, sustituyendo así a los ministerios de petróleo, tradicionalmente de orientación propietal. Aunque, hay que aclararlo, las compañías nacionales no son la única opción, ya que estas nuevas agencias también podrían crearse *ad novum*. Sin embargo, dado que el transplante de un régimen no-propietal a los países exportadores de petróleo requiere la neutralización de sus defensas, las compañías petroleras nacionales representan una opción particularmente conveniente. Éstas emergieron de la revolución de la OPEP, proclamándose la victoria de los Estados nacionales sobre sus arrendatarios internacionales y, por ello, son símbolos de orgullo nacional. Empero, el papel que la agenda liberal quiere asignar a estas compañías petroleras nacionales no tiene sentido para los países exportadores, ni política, ni económicamente. Por lo tanto, asegurar la estabilidad de semejantes arreglos nuevos, requiere nada menos que cortar los vínculos de una parte significativa de las clases políticas dominantes y de la burocracia nacional, de sus raíces, de sus países y de sus pueblos. Ellas tendrán que ser seducidas por el mundo de las instituciones internacionales. Pero esta política crea situaciones peligrosas y amenazadoras para los países débiles que exportan petróleo. En suma, esta política presagia desastres.

‘*L’argent n’a pas de maître*’ es un viejo dicho francés. Con la mirada sobre la globalización, podría fácilmente reformularse como ‘*le capital n’a pas de patrie*’. También se podría reformular con mayor facilidad aún el viejo dicho, también francés, ‘*nulle terre sans seigneur*’, como ‘*nulle terre sans*

estadounidense de ‘arrendamientos’ (*leases*), ‘arrendadores’ (*lessors*) y ‘arrendatarios’ (*lessees*) con ‘concesiones’,

souverain'. Los pueblos, comunidades de todo tipo y de todos los tamaños, se encuentran esencialmente enraizados localmente, viviendo en un área geográfica hacia la cual se sienten fuertemente atados, un hábitat al cual ellos pertenecen. Y los pueblos, a través de la historia, siempre han reivindicado derechos soberanos sobre su hábitat. Sin duda alguna, otros también podrán reivindicar ciertos derechos sobre el mismo territorio, e incluso derechos soberanos, sobre la base de que el globo es uno solo, compartido por una sola humanidad; por ejemplo, nadie tiene el derecho a negar el acceso del sediento al agua. Se podría también argumentar que los países ricos en recursos naturales no tienen derecho a negar a los países pobres en estos recursos el acceso a sus riquezas. La preocupación moderna en torno al ambiente, el calentamiento de la atmósfera y la contaminación, nos recuerda en términos nada inciertos que la humanidad está, en efecto, compartiendo un solo globo. Sin embargo, los países ricos en recursos naturales tienen el derecho a imponer condiciones sobre el acceso a sus recursos y a resguardar sus derechos soberanos. Aparte de la guerra, la negociación es la única ruta abierta para arreglar conflictos que involucren derechos soberanos. Las condiciones que puedan acordarse variarán mucho de un caso al otro. Caben notarse diferencias importantes, incluso entre los países importadores de petróleo, en sus actitudes hacia regímenes no-propietales. Similarmente, no todos los países exportadores de petróleo se suscriben al régimen propietal. Estas diferencias pueden acomodarse y reconciliarse. Empero, la actual agenda liberal para el petróleo va más allá. Es ésta una política según la cual los derechos soberanos de los países ricos en recursos naturales, pero pobres y débiles por lo demás, sólo se reconocen hasta donde tienen que otorgar derechos de acceso a sus yacimientos, dado que sólo el soberano puede otorgar este tipo de derecho, y no hay como obviar esta necesidad. Empero, una vez otorgados, se pretende despojarlos de sus derechos del dominio eminente, como ya sucedió en tiempos coloniales, aun cuando en el presente el régimen político, legal e institucional, se estructura de una manera mucho más refinada que en aquellos tiempos imperiales.

Queda la posibilidad de que el régimen no-propietal no prospere más allá de los avances que ya ha logrado en algunos países exportadores. Unos pocos años serán suficientes, probablemente, para demostrar las pesadas pérdidas en ingresos fiscales que tal régimen trae aparejado para los países exportadores. Se aprenderán lecciones, ¿pero a qué precio?

Los regímenes del petróleo – 245

Este libro está dedicado a los pueblos locales que conviven soberanamente en un solo globo.

REFERENCIAS

- Acosta Hermoso, Eduardo (1969): *Análisis histórico de la OPEP*; Tomo 1, Mérida: Universidad de Los Andes.
- Acosta Hermoso, Eduardo (1971a): *La Comisión Económica de la OPEP*, Caracas: Editorial Arte.
- Acosta Hermoso, Eduardo (1971b): *Análisis histórico de la OPEP*; Tomo 2, Caracas.
- Adelman, Morris A. (1972): *The World Petroleum Market*, Baltimore: The Johns Hopkins University Press.
- Adelman, Morris A. (1964a): 'The World Oil Outlook', en Marion Clawson (ed.), *Natural Resources and International Development*.
- Adelman, Morris A. (1964b): 'Efficiency of Resource Use in Crude Petroleum', *The Southern Economic Journal*, Tomo 31, No. 2, Octubre.
- Aïssaoui, Ali (2001): *Algeria – The Political Economy of Oil and Gas*, Oxford University Press.
- Al-Otaiba, Mana Saeed (1975): *OPEC and the Petroleum Industry*, Nueva York: John Wiley & Sons.
- American Petroleum Institute: *Basic Petroleum Data Book*, publicación bi-anual.
- Amuzegar, Johangir (1975): 'The Oil Story: Facts Fiction and Fair Play', *Foreign Affairs*, Tomo 53, No. 4, Julio.
- Ashworth, William (1986): *1946–1982: The Nationalised Industry*, con la asistencia de Mark Pegg. (Patrocinado por el National Coal Board): *The History of British Coal Industry*, Tomo 5).
- Baptista, Asdrúbal (1997): *Bases Cuantitativas de la Economía Venezolana 1830–1995*, Fundación Polar, Caracas.
- Baptista, Asdrúbal y Bernard Mommer (1987): *El petróleo en el pensamiento económico venezolano - Un ensayo*, Editorial IESA, Caracas.
- Barrows (1996): *World Fiscal Systems for Oil*, Nueva York.
- Berman, Matthew D. (1997): 'Caveat Emptor: Purchasing Petroleum Industry Investment with Fiscal Incentives', *Journal of Energy Finance & Development*, Tomo 2, No. 1, pp. 25-44.
- Blair, John (1978): *The Control of Oil*, Nueva York: Vintage Books.
- Blaug, Mark (1968): *Economic Theory in Retrospect*, Homewood (Ill.): Richard D. Irwin.
- Bohi, Douglas R. y Milton Russell (1978): *Limiting Oil Imports. An Economic History and Analysis*, Baltimore: The Johns Hopkins University Press.
- Boué, Juan Carlos (2002): *The Market for Heavy Sour Crude Oil in the US Gulf Coast: The PEMEX/PDVSA Duopoly*, con Liliana Figueroa, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.

- Boué, Juan Carlos (1998): *The Political Control of State Oil Companies. A Case Study of the Vertical Integration Programme of Petróleos de Venezuela (1982–95)*, Oxford: tesis doctoral.
- Boué, Juan Carlos (1993): *Venezuela – The Political Economy of Oil*, Oxford: Oxford University Press.
- Bradley Jr., Robert L. (1996): *Oil, Gas & Government - The US Experience*, 2 Tomos, Cato Institute, Rowman & Littlefield Publishers, Boston, 1996.
- Bradley, Paul G. (1967): *The Economics of Crude Petroleum Production*, Amsterdam: The North-Holland Publishing Company.
- Breton, Hubert (1972): 'Le pétrole libyen au service de l'unité arabe?', *Revue française de science politique*, Tomo 22, No. 6, Diciembre.
- Brown, Jonathan C. (1992): 'The Structure of the Foreign-Owned Petroleum Industry in Mexico, 1880–1938', en Brown y Knight (eds.).
- Brown, Jonathan C. y Alan Knight (eds.) (1992): *The Mexican Petroleum Industry in the Twentieth Century*, Austin: University of Texas Press.
- Burgoa Orihuela, Ignacio (1989): 'Aspectos fundamentales del régimen constitucional del petróleo en México', en Herrera Reyes y San Martín Tejedo (eds.).
- Campbell, Duncan R. G. (1963): 'Public Policy Problems of the Domestic Crude Oil Industry: comment', *The American Economic Review*, Tomo 54, Abril.
- Cattan, Henry (1967): *The Evolution of Oil Concessions in the Middle East and North Africa*, Nueva York: Dobbs Ferry.
- Chamberlain, Kathlin P. (2000): *Under Sacred Ground - A History of Navajo Oil, 1922–1982*, Albuquerque: University of New Mexico Press.
- Church, Roy (1986): *Victorian Pre-eminence*, con la asistencia de Alan Hall y John Kanefsky. (Patrocinado por el National Coal Board): *The History of British Coal Industry*, Tomo 3).
- Collado H., María del Carmen (1987): 'El régimen porfirista y la privatización del subsuelo petrolero', *Secuencia - Revista Americana de Ciencias Sociales*, Mayo-Agosto, Instituto Mora, México.
- Davidson, Paul (1963a): 'Public Policy Problems of the Domestic Crude Oil Industry', *The American Economic Review*, Tomo 53, Marzo.
- Davidson, Paul (1963b): 'Public Policy Problems of the Domestic Crude Oil Industry: A Reply', *The American Economic Review*, Tomo 54, Abril.
- De Chazeau, Melvin G. y Alfred Kahn (1959): *Integration and Competition in the Petroleum Industry*, New Haven: Yale University Press.
- De Gortari Rábiela, Rebeca: 'De Carranza a Cárdenas – la política petrolera en México', en Herrera Reyes y San Martín Tejedo (eds.).
- De La Vega, Ángel (1999): *La evolución del componente petrolero en el desarrollo y la transición de México*, México: Universidad Nacional Autónoma de México.

- Díaz Dufoó, Carlos (1921): *La cuestión del petróleo*, México.
- Duclos, Louis-Jean (1972): 'L'épisode de Téhéran', *Revue française de science politique*, Tomo 22, No. 6, Diciembre.
- Duque Corredor, Román J. (1978): *El derecho de la nacionalización petrolera*, Caracas: Ed. Jurídica Venezolana.
- ECT/IEA (1998): *Energy Investment*, Joint Paper by the Energy Charter Secretariat and the International Energy Agency Presented to the G8 Energy Ministerial in Moscow, 1º de Abril.
- Egaña, Manuel R. (1979): *Venezuela y sus minas*, Caracas: Banco Central de Venezuela.
- Egaña, Manuel R. (1949a): 'Instrucciones de los Ministerios de Relaciones Exteriores y de Fomento para los Doctores Edmundo / XROJ & DEHO/ XV 0 RQDOR\ (JHXLH RQDQH&MDR , miembros de la Comisión Especial que envía Venezuela cerca de los países del Medio Oriente y el Egipto', papeles personales.
- Egaña, Manuel R. (1949b): Carta de uno de los miembros de la Comisión, escrita en Teherán el 21 de Octubre de 1949. Papeles personales.
- Egaña, Manuel R. (1939): *Memoria del Ministerio de Fomento*, Caracas.
- El Nacional*, 29-12-1973.
- El País*, 28-12-1946.
- El-Sayed, Mustafa (1967): *L'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole*, Paris.
- Elwell-Sutton, Laurence Paul (1955): *Persian Oil: A Study in Power Politics*, Londres: Lawrence & Wishart, 1955.
- Energy Exploration & Exploitation* (2001): 'The UK Government Cancels Royalties on Mature Oil-field', Tomo 19, No. 1.
- Engler, Robert (1961): *The Politics of Oil*, Nueva York: Macmillan.
- España, Luis Pedro (1993): *La industria petrolera y su relación con el Estado Mexicano 1976-89: una comparación con Venezuela*, tesis de maestría, Universidad Simón Bolívar.
- Espinasa, Ramón (1999): 'El marco fiscal petrolero venezolano: evolución y propuestas', *Revista del Banco Central de Venezuela*, Foros 3; pp. 260-303.
- Espinasa, Ramón y Bernard Mommer (1992): 'Venezuelan Oil Policy in the Long Run', James P. Dorian y Fereidun Fesharaki (eds.): *International Issues in Energy Policy, Development and Economics*, Boulder (Colorado): Westview Press.
- Fine, Ben (1990): *The Coal Question*, Londres: Routledge.
- Flinn, Michael W. (1984): *1799-1830: The Industrial Revolution*, con la asistencia de David Stoker. (Patrocinado por el National Coal Board): *The History of British Coal Industry*, Tomo 2).
- Fortune*, Febrero 1949.
- Frank, Helmut J. (1966): *Crude Oil Prices in the Middle East*, Nueva York: Praeger.

- Frankel, Paul H. (1946): *Essentials of Petroleum*, Londres: Frank Cass.
- Fuentes, Carlos (1978): *La cabeza de la hidra*, México: Mortiz.
- Gately, Dermot (1984): 'A Ten Year Retrospective: OPEC and the World Oil Market', *Journal of Economic Literature*, Tomo 22, Septiembre.
- Giddens, Paul H. (1974): *The Early Petroleum Industry*, Philadelphia: Porcupine Press.
- Glassmire, S.H. (1938): *Law of Oil and Gas Leases*, 2^a ed. St. Louis.
- Gobierno de México (1940): *El petróleo de México. Recopilación de documentos oficiales del conflicto de orden económico de la industria petrolera, con una introducción que resume sus motivos y consecuencias*, México.
- González-Berti, Luis: (1967): *Ley de Hidrocarburos*.
- Grimaud, Nicole (1972): 'Le conflit pétrolier franco-algérien', *Revue française de science politique*, Tomo 22, No. 6, Diciembre.
- Guevara, Rafael M. (1983): *Petróleo y ruina. La verdad sobre el contrato firmado entre PDVSA y la Veba Oel A.G.*, Caracas.
- Guigou, Jean-Louis (1982): *La rente foncière – Les théories et leur évolution depuis 1650*, Paris: Economica.
- Hall, Linda B. (1995): *Oil Banks and Politics. The United States and Postrevolutionary Mexico, 1917–1924*, Austin: University of Texas Press.
- Hamilton Charles W. (1962): *Americans and Oil in the Middle East*, Houston: Gulf Pub.
- Hamilton, Nora (1982): *The Limits of State Autonomy: Post-Revolutionary Mexico*, Princeton: Princeton University Press.
- Hawley, P. W., A. D. Bramley y J. M. Castellani (1994): 'Competitive Bidding Tactics for New Exploration Concessions', Thomas W. Wälde y George K. Ndi (eds.): *International Oil and Gas Investment - Moving Eastward?*, Centre for Petroleum and Mineral Law and Policy, University of Dundee.
- Hatcher, John (1993): *Before 1700: Towards the Age of Coal*. (Patrocinado por el National Coal Board): *The History of British Coal Industry*, Tomo 1).
- Herrera Reyes, Agustín y Lorea San Martín Tejedo (eds.) (1989): *México a cincuenta años de la expropiación petrolera*, México: Universidad Autónoma de México.
- Hoopes, Stephanie M. (1997): *Oil Privatisation, Public Choice and International Forces*, Londres: Macmillan.
- Hotelling, Harold (1931): 'The Economics of Exhaustible Resources', *Journal of Political Economy*, Abril.
- International Monetary Fund (2000): *The Impact of Higher Oil Prices on the Global Economy*, Research Department, 8 de Diciembre.
- John (1926): *The United States Oil Policy*, New Haven: Yale University Press.

- Jevons, W. Stanley (1865): *The Coal Question*, reprint Macmillan 1965.
- Jiménez, Andrea (2002): *El Régimen Fiscal en la Política Petrolera*, Facultad de Ciencias Económicas y Sociales, Universidad Central de Venezuela, tesis de maestría.
- Jiménez, Andrea (2001): *The World Trade Organisation*, Oxford Institute for Energy Studies, SP 12, August.
- Johany, Ali D. (1980): *The Myth of the OPEC Cartel – The Role of Saudi Arabia*, Dahrán: John Wiley and Sons.
- Johnston, Daniel (1994): *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, Tulsa (Oklahoma): Pennwell.
- Kahn, Alfred A. (1964): 'The Depletion Allowance in the Context of Cartelisation', *The American Economic Review*, Tomo 54, Junio.
- Kautsky, Karl (1899): *Die Agrarfrage*, Stuttgart.
- Kemp, Alexander G. y Peter D.A. Jones (1997): 'Reforming the Alaskan Petroleum Fiscal System: A Positive Sum Game', *Journal of Energy Finance & Development*, Tomo 2, No. 1.
- Kemp, Alexander G., Linda Stephen, y Kathleen Masson (1997): *A Reassessment of Petroleum Taxation in the UKCS*, North Sea Study Occasional Paper No. 65, Department of Economics, University of Aberdeen, Gran Bretaña.
- Kielmas, Maria (1992): 'Venezuela – Little Moves Ahead of an Explosion', *Petroleum Economist*, Noviembre.
- Klein, Michael (1999): 'Energy Taxation in the 21st Century', *Oxford Energy Forum*, Issue 40, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, Diciembre.
- Kissinger, Henry (1999): *Years of Renewal (Memoirs)*, Tomo 3), Simon & Schuster.
- Knight, Alan (1986): *The Mexican Revolution*; Tomo 1: *Porfirians, Liberals and Peasants*; Tomo 2: *Counter-revolution and reconstruction*, Nueva York: Cambridge University Press.
- Laffont, Jean-Jacques y Jean Tirole (1993): *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, Cambridge (Mass.), MIT Press.
- Lagoven (1993): *Proyecto Cristóbal Colón*, Caracas, Marzo.
- Lecuna, Vicente (1975): 'El historiador Vicente Lecuna y nuestra riqueza petrolera', Publication of the Lecuna Foundation, Supplement of the newspaper *El Nacional*, Caracas, 12 Marzo.
- Lenczowski, George (1960): *Oil and State in the Middle East*, Ithaca, N.Y.: Cornell University Press.
- Lenin, Vladimir I. (1964): *The Agrarian Programme of Social Democracy in the First Russian Revolution, 1905 - 1907*, Collected Works, Tomo 22, Moscow: Progress Publishers.
- Lenin, Vladimir I. (1934): *Imperialism the highest stage of capitalism*, Londres: Martin Lawrence.
- Levy, Walter J. (1973): 'An Atlantic-Japanese Energy Policy', *Foreign Policy*, No. 10, Primavera.

- Lichtblau, John y Diland P. Spriggs (1952): *The Oil Depletion Issue*, Nueva York: Petroleum Industry Research Foundation.
- Logsdon, Charles (1997): 'Oil Revenues and the Response of Government to Reserves Depletion – The Alaskan Experience', *Journal of Energy Finance & Development*, Tomo 2, No. 1.
- Longrigg, Stephen Hemsley (1968): *Oil in the Middle East*, 3rd. ed. Londres: Oxford University Press.
- Lovejoy, Wallace F. y Paul T. Homan (1967): *Economic Aspects of Oil Conservation Regulation*, Baltimore: The Johns Hopkins University Press.
- Lutfi, Ashraf (1968): *OPEC Oil*, Beirut: Middle East Research and Publishing Centre.
- Mabro, Robert (1991): *A Dialogue between Oil Producers and Consumers – The Why and the How*, Oxford Institute for Energy Studies, Junio.
- Mabro, Robert *et al.* (1986): *The Market for North Sea Crude Oil*, Oxford: Oxford University Press.
- Machlup, Fritz (1949): *The Basing Point System*, Philadelphia: The Blakiston Co.
- Madelin, Henri: *Pétrole et politique en Méditerranée occidentale*, París, 1973.
- Majone, Giandomenico (1989): *Evidence, Argument and Persuasion in the Policy Process*, Yale University Press.
- Mancke, Richard B. (1978): *The Failure of US Energy Policy*, Washington: Columbia University Press.
- Márquez, Ángel J. (HG) (1977): *El Imperialismo petrolero y la revolución venezolana*, Tomo 2, *Las ganancias extraordinarias y la soberanía nacional*, Caracas.
- Marshall, Alfred (1961): *Principles of Economics*, Tomo 1, Londres: MacMillan.
- Martin, Steve (1997): *Tax or Technology? The Revival of UK North Sea Oil Production*, Oxford Institute for Energy Studies, SP8, Octubre.
- Marx-Engels-: HNH Tomo 25, Berlín (Este).
- Marx, Karl (1966): ' *Das Kapital* Marx-Engels-: HNH Tomo 25, Berlin (Este).
- McDonald, Stephen L. (1979): *The Leasing of Federal Lands for Fossil Fuels Production*, Baltimore: The Johns Hopkins University Press.
- McDonald, Stephen L. (1971): *Petroleum Conservation in the United States: An Economic Analysis*, Baltimore: Johns Hopkins University Press.
- Mead, Walter (1994): 'Towards an Optimal Oil and Gas Leasing System', *The Energy Journal*, Tomo 15, No. 4.
- Mead, Walter (1993): 'Oil and Gas Leasing Policy Alternatives' in Richard J. Gilbert (ed.), *The Environment of Oil*.
- Mejía Alarcón, Pedro E. (1972): *La industria del petróleo en Venezuela*, Caracas: Universidad Central de Venezuela.

- Mény, Yves (ed.) (1993): *Les politiques du mimétisme institutionnel – La greffe et le rejet*. Paris: L'Harmattan
- Meyer, Lorenzo y Isidro Morales (1990): *Petróleo y nación - La política petrolera en México (1900–1987)*, México: Fondo de Cultura Económica.
- Mikdashy, Zuhayr (1972): *The Community of Oil Exporting Countries*, Ithaca (Nueva York): Cornell University Press.
- Mikdashy, Zuhayr (ed.) (1970): *Continuity and Change in the World Oil Industry*, Beirut: Middle East Research and Publishing Centre.
- Mikdashy, Zuhayr (1966): *A Financial Analysis of Middle Eastern Oil Concessions: 1901–1965*, Nueva York: Praeger.
- Mirabeau, Honoré-Gabriel Victor de Riqueti Comte de (1792): *Collection complète des travaux de M. Mirabeau l'aîné, à l'assemblée nationale*, Tomo 5.
- Mitchell, B. R. (1984): *Economic Development of the British Coal Industry 1800- 1914*.
- Mitchell, John V. (2001) *The New Economy of Oil*, con Koji Morita, Norman Selley, y Jonathan Stern. Londres: The Royal Institute of International Affairs.
- Mitchell, John V. (1996). : *Tribal Movement – Strategies of the International Oil Companies in the 1990's*, Oxford Energy Seminar, Septiembre.
- Mommer, Bernard (2000): 'Ese chorro que atraviesa el siglo', Asdrúbal Baptista (ed.): *Venezuela siglo XX – Visiones y testimonios (The Twentieth Century of Venezuela – Visions and Testimonies)*, Fundación Polar, 3 Vol, Caracas; Tomo 2, pp. 529-62.
- Mommer, Bernard (1999): 'Oil Prices and Fiscal Regimes', OIES Paper WPM 24, Oxford Institute for Energy Studies.
- Mommer, Bernard (1998): *The New Governance of Venezuelan Oil*, Oxford Institute for Energy Studies.
- Mommer, Bernard (1994): 'Rôle Politique des compagnies pétrolières nationales dans les grands pays exportateurs: Le cas du Venezuela', *Économies et Sociétés*, Série Économie de l'énergie, EN, Tomo 6, Septiembre, pp.111-35.
- Mommer, Bernard (1991): *La distribución de la renta petrolera – El desarrollo del capitalismo rentístico venezolano*, en Omar Bello Rodríguez y Hector Valencillo (eds.): *La Economía Contemporánea de Venezuela. Ensayos Escogidos*, Banco Central de Venezuela, Tomo IV, Caracas.
- Mommer, Bernard (1990): 'Oil Rent and Rent Capitalism: The Example of Venezuela', *Review*, Tomo XIII, 4, Otoño 1990, Fernand Braudel Center, Nueva York; pp.417-37.
- Mommer, Bernard (1988): *La cuestión petrolera*, Asociación de Profesores UCV-TROPYKOS, Caracas.
- Mommer, Bernard (1983): *Die Ölfrage*, Institut für Internationale Angelegenheiten der Universität Hamburg, Nomos Verlagsgesellschaft Baden-Baden, 1983.

- Mommer, Bernard (1981): 'Valores internacionales y los términos absolutos de intercambio del petróleo venezolano, 1917 - 1977', en Guillermo Flichman, Leo Hagedoorn, y Jean Stroom (eds.): *Renta del suelo y economía internacional*, CEDLA incidente Publicaties 19, Amsterdam.
- Montel, J.: 'Concession versus Contract' en Mikdashi (1970).
- Morales, Isidro, Cecilia Escalante, y Rosía Vargas (1988): *La formación de la política petrolera en México*, El Colegio de México.
- National Coal Board (Patrocinador) (1984–1993): *The History of British Coal Industry*. Estudio en cinco tomos. Tomo 1: *Before 1700: Towards the Age of Coal* por John Hatcher, 1993. Tomo 2, 1799–1830: *The Industrial Revolution* por Michael W. Flinn con la asistencia de David Stoker, 1984. Tomo 3: *Victorian Pre-eminence* por Roy Church con la asistencia de Alan Hall y John Kanefsky, 1986. Tomo 4: 1913–1946: *The Political Economy of Decline* por Barry Supple, 1987. Tomo 5: 1946–1982: *The Nationalised Industry* por William Ashworth con la asistencia de Mark Pegg, 1986.
- Nef, J.U. (1932): *The Rise of the British Coal Industry*, 2 Tomos, Londres: Routledge.
- North American Free Trade Agreement* (1993).
- Offer, Avner (1981): *Property and Politics 1870–1914. Landownership, Law, Ideology and Urban Development in England*. Cambridge University Press.
- Ögütçü, Mehmet (1996): 'Eurasian Energy Prospects and Politics: Need for Longer-Term Western Strategy', en Wälde (1996a).
- Parker, M. J. (2001): *Thatcherism and the Fall of Coal*, Oxford: Oxford University Press.
- Pearnton, Maurice (1971): *Oil and the Romanian State*, Oxford: Oxford University Press.
- Pechman, Joseph A. (1987): *Federal Tax Policy*, Washington, 5ª ed.
- Peele, Robert (1918.): *Mining Engineer's Handbook*, Nueva York: John Wiley & Sons.
- Penrose, Edith T. (1971): *The Growth of Firms, Middle East Oil and other Essays*, Londres.
- Penrose, Edith T. (1970): 'OPEC and the changing Structure of the International Petroleum Industry', en Mikdashi.
- Pérez Alfonzo, Juan Pablo (1967): *El pentágono petrolero*, Caracas.
- Pérez Alfonzo, Juan Pablo (1960): *Venezuela y su petróleo*, Caracas: Imprenta Nacional.
- Philby, H.St.J.B. (1964): *Arabian Oil Ventures*, Washington D.C.: Middle East Institute.
- Philip, George (1982): *Oil and Politics in Latin America*, Cambridge: Cambridge University Press.
- Pierce, David E. et al. (1998): *Cases and Materials on Oil and Gas Law*, 3ª ed., American Case-book Series.
- Pogue, Joseph E. (1949): *Oil in Venezuela*, Nueva York: Chase National Bank, Petroleum Division, June.
- Rasmusen, Eric (1989): *Games and Information - An Introduction to Game Theory*, Oxford: Basil Blackwell.

- Revista del Ministerio de Fomento (1939): 'Resumen de los documentos de traspaso de concesiones de hidrocarburos, del año 1920 al año 1938 inclusive', Tomo 2, No. 8, Enero, pp. 162-274.
- Ricardo, David (1821): *On the Principles of Political Economy and Taxation*, 3^a ed., Londres.
- Rifaï, Taki (1974): *Les prix du pétrole*, Paris: Édition Technip.
- Rodríguez, Luis Roberto (2000): *The Political Economy of State-Oil Relations: Institutional Case Studies of Venezuela and Norway*, Oxford, tesis doctoral.
- Rouhani, Fouad (1971): *A History of OPEC*, Nueva York: Praeger.
- Rutledge, Ian (2001): 'Industrial Structure, Profitability and Supply Price in the US Domestic Oil Industry: Implications for the Political Economy of Oil in the 21st Century', Mimeo, Energy Studies Programme, University of Sheffield, Julio.
- Rutledge, Ian y Philip Wright (2000): 'Taxing Petroleum: Don't forget the upstream', *Financial Times Energy, Energy Economist Briefing*, Octubre.
- Rutledge, Ian y Philip Wright (1998): 'Profitability and Taxation in the UKCS Oil and Gas Industry: Analysing the Distribution of Rewards between Company and Country', *Energy Policy*, Tomo 26, No. 10, pp.795-812.
- Schneider, Luis Mario (1989): 'La literatura del petróleo en México', en Herrera Reyes y San Martín Tejedo (eds).
- Schurr, Sam H. y Paul T. Homan (1971): *Middle Eastern Oil and the Western World*, Nueva York: American Elsevier Press.
- Scott, Richard (1995): *IEA The First 20 Years*. Tomo 1: *Origins and Structure* (1994); Tomo 2: *Major Policies and Actions* (1995); Tomo 3: *Principal Documents* (1995). Publicado por la OECD/IEA.
- Sentíes, Octavio (1989): 'Petróleo y derecho - seguimiento mexicano', en Herrera Reyes y Martín Tejedo (eds.).
- Shaffer, Edward H. (1968): *The Oil Import Program of the U.S.A.*, Nueva York: Praeger.
- Skeet, Ian (1988): *OPEC: Twenty-five Years of Prices and Politics*, Cambridge: Cambridge University Press.
- Smith, Adam (1950): *The Wealth of Nations*, 2 Tomos, Londres: Methuen & Co.
- Société des Nations (1932): *Journal Officiel*, Tomo 13.2, Julio-Diciembre.
- Sosa Pietri, Andrés (1994): 'Vinculaciones internacionales de la industria petrolera Venezolana: OPEP, AIE, OLADE, ARPEL y bloques económicos regionales en América', paper presented to the *Quinto Congreso Venezolano de Petróleo*, Caracas.
- Sosa Pietri, Andrés (1993): *Petróleo y poder*, Caracas.
- State of Alaska (2000a): *2000 Annual Report*, Department of Natural Resources, Division of Oil and Gas.

- State of Alaska (2000b): *Fiscal Year 2000 Annual Report*, Department of Revenue, Tax Division.
- State of Alaska (2000c), *Fall 2000 Revenue Resources Book*, Department of Revenue, Tax Division.
- State of Alaska (2000d): *Oil and Gas Revenue From State Leases – Fiscal Years 1990 Through 2000*, Department of Natural Resources, Division of Oil and Gas.
- Stobaugh, Robert B. (1978): ‘The Evolution of Iranian Oil Policy 1925 – 1975’, en George Lenczowski (ed.): *Iran under the Pahlevis*, Stanford: Bibliotheca Persica Press.
- Stocking, George W. (1971): *Middle East Oil*, Londres: Allen Lane The Penguin Press.
- Strange, Susan (1998): *States and Markets*, 2^a ed., Londres: Pinter.
- Strohmeyer, John (1993): *Extreme Conditions: Big Oil and the Transformation of Alaska*, Nueva York: Anchorage Cascade Press.
- Sullivan, Robert E. (1955): *Handbook of Oil and Gas Law*.
- Supple, Barry (1987): *1913–1946: The Political Economy of Decline*. (Patrocinado por el National Coal Board): *The History of British Coal Industry*, Tomo 4).
- The New Palgrave (1998): *A Dictionary of Economics*, Londres: MacMillan.
- Torres, Gumersindo (1920): *Memoria del Ministerio de Fomento*, Caracas.
- Torres, Gumersindo (1918): *Memoria del Ministerio de Fomento*, Caracas.
- Treaty Between the Government of the United States of America and the Government of the Republic of Azerbaijan for the Encouragement and Reciprocal Protection of Investment* (1997).
- Tugwell, Franklin (1975): *The Politics of Oil in Venezuela*, Stanford: Stanford University Press.
- Turgot, Anne Robert Jacques (1898): *The Formation and the Distribution of Riches*, Londres.
- United Nations (1962): *Permanent Sovereignty over Natural Resources*, General Assembly Resolution 1803.
- United States Government (2000): Budget of the Fiscal Year 2000.
- United States Government (1995): Outer Continental Shelf Deep Water Royalty Relief Act. Public Law 104-58, 43 U.S.C. § 1337.
- United States Senate (1952): *The International Petroleum Cártel*, Select Committee on Small Business, Staff Report to the Federal Trade Commission, 82nd. Congress, 2nd Session, Publication of the Committee No. 6, 22 de Agosto.
- Uren, Lester Charles (1950): *Petroleum Production Engineering*. Tomo 3: *Petroleum Production Economics*.
- USA-Canada Free Trade Agreement* (1989).
- Vallenilla, Luis (1995): *La apertura petrolera – un peligrosa retorno al pasado*, Caracas.
- 9 ~~100100~~ Luis (1973): *Auge, declinación y porvenir del petróleo venezolana*, Caracas.
- Venezuela, Ministerio de Energía y Minas: *Petróleo y otros datos estadísticos*, anuario.

Wälde, Thomas W. (1996b): 'International Investment under the 1994 Energy Charter Treaty', en Wälde (1996).

Wälde, Thomas W. (ed.) (1996a): *The Energy Charter Treaty – An East West Gateway for Investment and Trade*, Londres: Kluwer Law International.

Williamson, Harold F. y Arnold R. Daum (1959): *The American Petroleum Industry*. Tomo 1: *The Age of Illumination 1859- 1899*, Evanston: Northwestern University Press.

Williamson, Harold F. *et al.* (1963): *The American Petroleum Industry*. Tomo 2: *The Age of Energy 1899- 1959*, Evanston: Northwestern University Press.

World Petroleum (1959), Tomo 30, No. 1, Enero.

Yamani, Ahmed Zaki (1970): 'Participation versus Nationalisation: A Better Means to Survive', en Mikdashi (1970).

Young, Peyton y Mary A. Burke: 'Competition and Custom in Economic Contracts: A Case Study of Illinois Agriculture', *American Economic Review*, Junio de 2001.
