

LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO Y VENEZUELA: SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS PARA EL FIN DEL SIGLO

JUAN CARLOS BOUÉ

And now I will unclasp a secret book,
and to your quick-conceiving discontents
I'll read you matter deep and dangerous...

WILLIAM SHAKESPEARE, *Henry IV*

DESDE EL DÍA EN QUE EDWIN DRAKE PERFORÓ EL PRIMER POZO petrolero comercial de la historia, en las inmediaciones de Titusville, Pennsylvania, se han descubierto más de 35 000 campos petroleros a lo largo y ancho de la superficie terrestre.¹ Sin embargo, a pesar de que hoy en día se explotan yacimientos en todos los continentes, excepto la Antártida, la distribución de los recursos petroleros del mundo dista mucho de ser equitativa, ya que sólo una pequeña proporción de las cuencas sedimentarias del mundo alberga yacimientos de hidrocarburos (y, además, la mayoría de las reservas mundiales de petróleo se encuentra concentrada en un número muy reducido de campos gigantes y supergigantes).² Debido a este patrón de concentración, desde los albores mismos de la industria petrolera ha existido una liga de países productores de enorme influencia sobre el mercado mundial, merced a la magnitud de sus reservas de crudo. La membresía de este club ha

¹ De acuerdo con la edición de 1991 del informe de producción del *Oil & Gas Journal*, hay casi 33 000 campos productores sólo en el territorio de Estados Unidos.

² Los 37 campos supergigantes descubiertos a la fecha (es decir, que contienen 5 000 millones de barriles [mmb] o más) reúnen entre ellos 51% de las reservas mundiales de crudo. Cuando se añaden a este grupo todos los campos gigantes del mundo (1 000 mmb o más), las reservas del conjunto resultante equivalen a 90-95% de las

cambiado en respuesta a diversos vaivenes geológicos, económicos o políticos, los cuales han determinado el surgimiento de nuevas provincias petroleras (el caso de Libia en la década de los años cincuenta) y el declive de otras (como México a partir del final de la década de los años veinte); lo que no ha cambiado a lo largo del tiempo es el gran interés, de parte de aquellos cuyos intereses están vinculados a las fortunas del petróleo, por conocer los problemas de índole tecnológica, política y económica que han enfrentado y enfrentan los sectores de este selecto club de naciones (cualquiera que sea su composición en un momento dado), así como las soluciones que dichas naciones han adoptado, o planean adoptar, con el fin de afrontar estos problemas.

En la actualidad, Venezuela y México ocupan un sitio de primera importancia dentro de este club de grandes del petróleo. La talla de las reservas de crudo de uno y otro país los colocan, respectivamente, en los sitios sexto y octavo dentro de esta categoría en el ámbito mundial.³ Por otro lado, con una producción de crudo de 2.771 mmbd en 1991, México fue el quinto productor mundial de este hidrocarburo, mientras que Venezuela, con una producción de 2.341 mmbd, ocupó el sexto.⁴ Asimismo, el papel de ambos países en el contexto del comercio internacional es de gran trascendencia: tanto México como Venezuela se encuentran entre los primeros cinco países exportadores de petróleo del mundo. Pero el petróleo de México y Venezuela no sólo es importante desde una perspectiva mundial, ya que la magnitud de la industria en ambos países supera con mucho a la de cualquier otra. Además, el petróleo provee la mayoría de los requerimientos de energía de las economías mexicana y venezolana, y continúa siendo el responsable de una parte importante de las infusiones de divisas a su balanza de pagos.

mundiales totales. Ahora bien, bajo la designación de gigantes y supergigantes caen, cuando mucho, cinco de cada 100 de los campos petroleros del mundo (Riva, 1991: *passim*).

El mismo patrón se aplica a la distribución de campos de crudo extrapesado y depósitos de arenas bituminosas. Los siete depósitos de hidrocarburos de este tipo más grandes del mundo contienen 98% de las reservas totales *in situ* (de paso, estas reservas equivalen al crudo *in situ* de los 264 campos petroleros gigantes o supergigantes del mundo; véase Demaison, 1978: 293).

³ Venezuela cuenta también con lo que podría ser la provincia petrolera más grande del mundo: la Faja Petrolífera del Orinoco. Los depósitos de crudo extrapesado (con gravedad promedio de menos de 9° API) de esta zona contienen más de un billón de barriles de hidrocarburos *in situ*.

⁴ Cifras de la *International Petroleum Encyclopedia*, edición de 1992, pp. 270-271.

Por todo lo anterior, aunque han quedado definitivamente atrás los días en que Venezuela producía más crudo que todos los países del Medio Oriente juntos (como aconteció desde 1926 hasta 1947) o en que México era el segundo productor del mundo, después de Estados Unidos (como a principios de la década de los años veinte), es evidente que un estudioso del panorama petrolero mundial actual no puede ignorar el papel e influencia que continúan teniendo estos dos países en el mercado. México y Venezuela también son países clave debido a que las respuestas a diversos interrogantes que se refieren específicamente a los sectores petroleros de ambos (como qué tan grandes son sus reservas probadas y posibles de crudo, cuáles son las dificultades para encontrar nuevos depósitos en sus cuencas sedimentarias, o bien cuál es la calidad de sus reservas) están obligándolos a abordar cuestiones centrales para la industria internacional, entre las que se encuentran los planes de expansión, la adquisición de activos de refinación en países consumidores o el papel de la inversión extranjera en sus sectores petroleros nacionales. Por ello, debido al “efecto demostración” que la política petrolera de México y Venezuela podrían tener sobre las alternativas de otros países, no resulta exagerado afirmar que la evolución futura de los sectores de ambos podría ejercer un influjo notable en el devenir de la industria petrolera en el siglo XXI.

Ahora bien, un estudio que pretenda abordar este tipo de cuestiones necesariamente tendrá que hacerlo desde una perspectiva dual, ya que, como apunta Oystein Noreng, el entorno que determina la política petrolera de una nación consta de dos esferas de racionalidad: “una esfera política, que se ocupa de la capacidad de un gobierno para sobrevivir y mantener su libertad de acción en medio de presiones conflictivas”, y “una esfera [...] que se ocupa de proporcionar soluciones [...] para problemas directamente relacionados con la operación de la industria petrolera [o sea, problemas de índole práctica]”.⁵ La existencia de la primera esfera es una consecuencia lógica del estatus que tiene el petróleo de fluido vital e insustituible para las economías industriales del mundo. Su naturaleza misma ha ocasionado que, desde el comienzo de la industria petrolera, multitud de gobiernos hayan decidido que, al igual que la guerra es un asunto demasiado importante como para dejarla en manos de los generales (a decir de Clemenceau), los asuntos petroleros son demasiado serios como para confiarlos exclusivamente a la buena voluntad de los petroleros (tráte-

⁵ Noreng, 1980: 111.

se de capitalistas texanos, negociadores de Wall Street, jeques árabes u hombres fuertes). Esto ha provocado que, en ocasiones, el móvil principal de ciertas decisiones en materia petrolera haya sido casi exclusivamente político, y que importantes factores geológicos o económicos hayan sido relegados a un segundo plano (considérese la decisión de las grandes compañías de abrir para la explotación comercial algunas provincias petroleras, no sólo de muy alto costo sino de condiciones físicas adversas —Alaska, el mar del Norte—, como respuesta a la corriente nacionalista que se diseminó en el Medio Oriente a partir de Mossadegh y las nacionalizaciones parciales de la industria petrolera en Libia y Argelia).

La segunda esfera de racionalidad de Noreng tiene que ver básicamente con factores de índole geológica. En su libro acerca de la crisis de los misiles cubanos, Graham Allison sostiene que: “diversos tipos de demandas [y presiones] dan forma a las prioridades y [percepciones] de cada jugador. Para un asunto de gran trascendencia [...] la postura de cada jugador puede ser derivada con un alto grado de certeza a partir de información acerca de su asiento”.⁶ Ahora bien, aunque Allison acuñó la expresión de *where you stand depends on where you sit* para describir el proceso de toma de decisiones en los más altos escalafones de la jerarquía gubernamental, esta fórmula también resulta útil para identificar algunos de los factores que dan forma a la política petrolera de un país productor. Después de todo, cada uno de estos países posee un “asiento” con cuestiones geológicas propias, en lo que se refiere a asuntos estructurales tales como el tamaño y la localización de las reservas de hidrocarburos, la profundidad y porosidad de los yacimientos, el factor de saturación del depósito y las cantidades de gas y agua en solución presentes en los yacimientos, así como las características físicas (viscosidad, gravedad API, contenido de azufre y metales, etc.) de los crudos *in situ*. Una consecuencia lógica de esta diversidad de factores es que la explotación de cada uno de los “asientos” petroleros del mundo plantea al país en cuestión distintos problemas, oportunidades y desafíos tecnológicos. Por ejemplo, en igualdad de circunstancias de presión, porosidad, profundidad y demás, un yacimiento de crudo pesado siempre será más difícil de explotar que uno de crudo ligero.⁷ Por lo tanto, *ceteris paribus*, un país cuyos recur-

⁶ Allison, 1971: 176.

⁷ Esto se debe a que, por un lado, los costos de producción de un pozo cualquiera crecen a medida que disminuye la gravedad API del crudo contenido en la reserva; por otro lado, los crudos pesados son más difíciles de transportar y refinar, y finalmente,

Los petroleros estén constituidos principalmente por crudos pesados enfrentará, a la hora de intentar producirlos, mayores exigencias en términos de capital, tecnología y logística, que un país cuyas reservas contengan básicamente crudos ligeros. Huelga decir que esto puede tener gran influencia sobre diversos aspectos de la política petrolera del país, incluida su actitud hacia la inversión extranjera.

La política petrolera de un país, entonces, puede definirse como la resultante de la interacción de vectores políticos internos y externos (tales como el tipo de instituciones y estructuras que sostienen su sistema político, la manera en que dicho país se encuentra insertado en el escenario político global o la preocupación por el medio ambiente en países desarrollados) con vectores físicos determinados a su vez por el perfil geológico del sector *upstream*⁸ de ese mismo país. Estos dos tipos de vectores establecen puntos de referencia que circunscriben el espacio dentro del cual los responsables de formular la política petrolera han de moverse. Ahora bien, aunque este marco referencial al tomar una forma y no otra elimina de hecho algunas de las alternativas deseables para un diseñador de política, no por ello se puede pensar que el espectro de elección esté limitado, por ejemplo, a sólo una acción en particular. Por ello la comprensión de la interacción dinámica de geología y política es de crucial importancia, ya que sólo así es posible prever en qué áreas se presentarán problemas y las consecuencias de las acciones y decisiones gubernamentales en materia de explotación y comercialización de hidrocarburos. Desafortunadamente, todo parece indicar que incluso en comparación con los notoriamente altos estándares de inestabilidad que han caracterizado el mercado petrolero desde 1973, la evolución del lado político de éste será sumamente accidentada en la década de los años noventa. Por lo tanto, la predicción de las tendencias futuras del mercado petrolero, ya sea globalmente o para el caso de algún país en particular, resulta

éstos son menos valiosos que los crudos ligeros, ya que el rendimiento de los productos de alto valor (gasolina y diesel) de los primeros es inferior al de los productos derivados de los segundos (amén de que generalmente contienen mayores cantidades de elementos indeseables como azufre, vanadio y níquel).

⁸ La industria petrolera mundial, para bien o para mal, habla y se entiende en inglés. Esta característica es un legado del dominio que a lo largo de la mayor parte del siglo xx ejercieron sobre el mercado petrolero cinco compañías estadounidenses, una británica y una angloholandesa. En la jerga petrolera abundan términos de uso muy común (como *upstream*, *downstream*, *netback*, etc.) que no se prestan bien para ser traducidos al castellano (la expresión "sector aguas arriba", por ejemplo, resulta muy poco feliz).

en la actualidad una tarea mucho más complicada de lo que era durante los años en que estuvieron vigentes los acuerdos de Achnacarry (el esquema de regulación del mercado ideado y eficazmente instrumentado por las Siete Hermanas a partir de 1928), y aún más difícil de lo que era en el periodo inmediatamente posterior a la ola de nacionalizaciones en los países miembros de la OPEP y a la guerra del Yom Kipur (con todo y que en 1991-1992 el mercado no sufrió ningún *shock* de precio comparable, ni en magnitud ni en duración, a los que lo sacudieron cuando la OPEP instauró el embargo petrolero en contra de Estados Unidos y Holanda, por ejemplo).

Entre los factores que contribuirán a la volatilidad futura del mercado petrolero sobresale, por su extraordinaria importancia, la desaparición del “socialismo real” y la desintegración de la URSS, así como la consolidación de Estados Unidos como única superpotencia militar del mundo. Este reordenamiento mundial de poder ha ocasionado que algunos países petroleros que —como Irak o Libia— se habían destacado en el arte de caminar sobre el filo de la navaja hayan descubierto en forma por demás traumática que sus talentos para jugar el juego de *superpower brinkmanship* salen sobrando en un mundo unipolar. *Prima facie* se podría pensar que este hecho favorecería la estabilidad en el Medio Oriente y, por derivación, en el mercado petrolero. Desgraciadamente, el nuevo orden mundial ha demostrado su incapacidad para llenar el vacío de poder que ha acompañado a la desintegración de la URSS, y ha permitido, en cambio, que países como Irán aprovechen esta circunstancia para tratar de fortalecer su posición regional. Debido a esto, el potencial de conflicto, en ciertas zonas de gran influencia para los vaivenes del mercado petrolero, se encuentra muy lejos de haber desaparecido o siquiera disminuido.⁹

El acelerado proceso de decadencia que se ha abatido sobre el sector petrolero soviético es otro de los factores que, sin duda, contribuirán a aumentar la incertidumbre en el mercado durante los próximos años. Los pronósticos de la Agencia Internacional de Energía indicaban que, para finales de 1993, la producción de crudo y líquidos del gas natural en los países de la Comunidad de Estados Independientes (CEI) sería de ocho mmbd. Por sí sola, esta cifra suena impresionante (después de todo, la producción actual de Arabia Saudita es de 8.3 mmbd), pero

⁹ Existe además el agravante de que los conflictos en estas zonas (particularmente en el Medio Oriente) enfrentan hoy por hoy a Estados que, o bien poseen armas nucleares, o bien están tratando de conseguirlas a toda costa.

basta ver el declive productivo que se registra en el cuadro 1 para apreciar la seriedad de los problemas que aquejan al *upstream* exsoviético. De hecho, lo único que parece comparable en magnitud con estos problemas es la suma de dinero necesaria para remediarlos: conservadoramente, se calcula que detener el declive productivo de los campos en el territorio de la CEI costará más de 10 000 millones de dólares a corto plazo; poner a producir nuevos campos será todavía más caro (Chevron, por ejemplo, tendrá que invertir cuando menos 20 000 millones de dólares en las próximas cuatro décadas para extraer crudo del campo Tengiz, en Kazajistán). Pero lo que da a la crisis del sector petrolero de la antigua URSS un matiz muy especial es el hecho de que está ocurriendo en un momento en que la expansión de la capacidad productiva ha adquirido una prioridad muy alta en la agenda de los demás países.¹⁰ Sin embargo, dicha expansión ha coincidido con un periodo de marcada escasez de capital.¹¹ Por si esto fuera poco, las necesidades de capital asociadas con la reconstrucción de los sectores petroleros de Irak y Kuwait (severamente dañados a raíz de la guerra del Golfo) seguramente entrarán en conflicto con los requerimientos financieros de los demás productores que desean expandir su capacidad productiva, máxime que un aumento en los precios —el cual estimularía la inversión en petróleo— no parece tener grandes posibili-

¹⁰ Sobre todo en la agenda de los países que pertenecen a la OPEP. Esto se debe a que la invasión iraquí a Kuwait ha escindido al club del Medio Oriente de la OPEP en dos bloques antagónicos; a saber, amigos y enemigos de Arabia Saudita. La existencia de esta escisión (mucho más profunda que la que solía dividir a la OPEP en *price hawks* y *price doves*) ha convertido la capacidad de producción de un país en la variable crítica para determinar su voz en la organización, ya que Arabia Saudita no parece estar muy dispuesta a transigir —como de alguna manera lo estaba antaño— con las demandas de países como Irak, Argelia o Libia, en aras de la solidaridad árabe.

¹¹ Las razones de esta escasez no son difíciles de dilucidar. El déficit presupuestal estadounidense parece tener sólo una dirección: al alza. Además, el déficit en la balanza de pagos probablemente crezca también, y con esto, aumentará la necesidad de Estados Unidos de importar capital. El problema es que aquellos que en el pasado habían suministrado los fondos para compensar estos déficits no están en posición de hacerlo ahora. Los balances de los bancos japoneses, debido a la exposición de sus carteras de bienes raíces y al desplome en el valor de éstos en Japón, se encuentran en una posición precaria. Por otro lado, los alemanes parecen tener las manos llenas al financiar la absorción de los *Länder* orientales, y los países árabes tienen que sufragar los gastos de la guerra del Golfo. Sin embargo, como apunta el *Weekly Petroleum Argus* (22 de julio de 1991, p. 1), es lógico esperar que los gobiernos de Estados Unidos y Alemania cubran sus necesidades de capital probablemente a expensas del resto del mundo, que tendrá que competir por las sobras.

dades de ocurrir.¹² Ergo, por cada nación que logre acceder a la meta de la expansión de capacidad, habrá muchas otras que se quedarán en el camino. Por todo lo anterior, la apertura a la inversión extranjera de los sectores petroleros en los países de la CEI complica aún más el panorama internacional, ya que introduce a la contienda por capitales de inversión a un actor cuyas necesidades de tecnología y capital sólo pueden ser calificadas de colosales.¹³

CUADRO 1
URSS-CEI. Producción trimestral de crudo
1989-1994 (mmbd)

1989	12.2	3T-1992	8.8
1990	11.5	4T-1992	8.4
1T-1991	10.8	1T-1993	8.2
2T-1991	10.6	2T-1993	8.0
3T-1991	10.1	3T-1993	7.6
4T-1991	9.9	4T-1993	7.4*
1T-1992	9.5	1T-1994	7.2*
2T-1992	9.2	2T-1994	7.1*

* Datos estimados.

Fuente: IEA *Monthly Oil Market Report*, septiembre de 1993, p. 27.

Finalmente, cabe destacar también el potencial desestabilizador inherente al endurecimiento progresivo de la regulación ecológica en

¹² Como dice el *Weekly Petroleum Argus*: “[Tanto las compañías petroleras como los gobiernos de los países productores] tienen puestas sus esperanzas en un aumento en el precio del petróleo para poner en movimiento de nuevo el capital y el esfuerzo exploratorio. Pero el aumento puede no materializarse. Todo depende de los sauditas [los cuales] están en la posición de autofinanciar su expansión. Quizá, los sauditas no darán su apoyo al aumento, ya que esto daría la oportunidad a sus competidores de expandirse también.” (7 de octubre de 1991, p. 1.)

¹³ Roel Murriss, exdirector de exploración de la Shell Internationale Petroleum Maatschappij, expresó esta cuestión de manera sucinta cuando dijo: “Existe la preocupación en partes de África y Sudamérica de que la disponibilidad potencial de nuevas áreas [para exploración] en la CEI reducirá la cantidad de capital disponible para la exploración en otras partes. Ciertamente, la cantidad de dinero que se puede dedicar a la exploración no es infinita, así que, a primera vista, parece que esta preocupación está bastante justificada ya que, como en cualquier otro negocio, el capital y el *expertise* serán atraídos por las mejores oportunidades.” (*Shell World*, 7 de octubre de 1991, p. 25.)

todo el mundo (pero especialmente en los países más industrializados). Como ha demostrado Seymour en su estudio del impacto de la reformulación de combustibles sobre la industria de refinación en Estados Unidos, cumplir con las exigencias de un mercado que demanda cada vez mayores cantidades de productos “amigables” con el ambiente (gasolinas reformuladas u oxigenadas, de baja presión de vapor, o diesel de bajo azufre) es una tarea sumamente difícil, que supone enormes inversiones para adecuar los sistemas de refinación a condiciones de operación y especificaciones de producción cada vez más restrictivas,¹⁴ y que además no asegura a los refinadores la amortización del capital empleado.¹⁵ Además, algunos gobiernos de países industrializados están considerando la idea de tomar medidas que introducirían restricciones para el comercio internacional de crudo (como el *Carbon Tax*, propuesto por los miembros de la Comunidad Económica Europea, o el abortado *BTU Tax* del gobierno Clinton), con el pretexto de la protección al ambiente.¹⁶ Estas iniciativas fomentan la desconfianza mutua entre países productores y consumidores de petróleo, y favorecen la inestabilidad en el mercado, ya que, de instrumentarse, podrían poner en peligro la subsistencia de más de uno de los países exportadores.

A la luz de lo hasta aquí expuesto, las condiciones económicas y políticas que caracterizan la coyuntura histórica actual han convertido al mercado petrolero –parafraseando a Winston Churchill– en “a riddle, inside a conundrum, inside an enigma”. El lector haría bien en tener esta advertencia en mente al analizar el contenido de las secciones que se presentan a continuación.

¹⁴ El costo de reformular combustibles automotrices en Estados Unidos, por ejemplo, podría ascender a 33 000 millones de dólares durante los próximos diez años.

¹⁵ La animadversión de los consumidores finales de todo el mundo hacia los aumentos en los precios de los productos petrolíferos hará muy difícil que los gobiernos consientan que las compañías petroleras recuperen su inversión a costa del deterioro del poder adquisitivo de, por ejemplo, los dueños de automóviles.

¹⁶ Esto es un simple pretexto, porque la idea fundamental que está detrás de este tipo de propuestas es aumentar los ingresos gubernamentales; la protección al medio ambiente está relegada a un distante segundo lugar.

VENEZUELA

If the past were ever past, there
would be no use in [recalling it].

FREYA STARK

El decreto mediante el cual Carlos Andrés Pérez nacionalizó los activos de todas las compañías petroleras extranjeras con intereses en Venezuela creó –literalmente de la noche a la mañana– una de las compañías petroleras más grandes del mundo: Petróleos de Venezuela, S. A. (PVSA). En 1976, a la hora de su nacimiento, la flamante empresa parastatal podía contar en su haber cientos de campos petrolíferos productivos (entre los cuales había más de 40 con 100 millones de barriles [mmb] o más de reservas comprobadas, y once con una producción acumulada de más de 500 mmbd desde la fecha de su descubrimiento) y un sistema de refinación compuesto por doce refinerías con una capacidad combinada de destilación de más de 1.4 mmbd. Sin embargo, y para desgracia de PVSA, la calidad de su herencia no era de ninguna manera comparable con el tamaño aparente de la misma. Por ejemplo, en 1976, la producción de las seis mayores estructuras en la cuenca de Maracaibo –Lagunillas, Bachaquero, Tía Juana, Lama, Lamar y Centro– apenas si sobrepasó la cifra de 1.5 mmbd; en contraste, en 1970, esos mismos campos habían producido 2.7 mmb (72% del total de la producción venezolana de ese año). Del lado de la refinación, el panorama no era mucho mejor, ya que el sistema venezolano era totalmente inadecuado para responder a las necesidades de los mercados nacional e internacional de productos, debido a que había sido diseñado para producir la mayor cantidad posible de combustóleo residual de alto azufre¹⁷ (un derivado del petróleo cuya demanda se redujo irreversiblemente a principios de la década de los años setenta). Consecuentemente, para satisfacer la demanda interna de productos ligeros –especialmente gasolina– PVSA tenía que producir grandes volúmenes de combustóleo de alto azufre. Esta situación era altamente desventajosa, ya que reducía la flexibilidad operativa de la

¹⁷ En 1973, el Congreso venezolano definió el suministro del mercado interno como un servicio de interés público. El decreto de nacionalización de 1975 hizo una obligación de la industria petrolera nacionalizada el garantizar el suministro de hidrocarburos y productos derivados.

compañía al mínimo: PVSA tenía que colocar en el mercado grandes volúmenes de combustóleo en momentos en los que la demanda para este producto no era muy boyante, y además se veía forzada a aumentar los flujos de crudos ligeros (más valiosos y escasos que los pesados) en sus refinerías, para poder producir los ligeros necesarios aun en momentos de baja demanda de combustóleo residual.¹⁸

Sin embargo, en la actualidad, a pesar de los tropiezos iniciales, resulta difícil disentir de aquellos que consideran a PVSA como el prototipo del éxito empresarial en la categoría de corporaciones paraestatales.¹⁹ Esta admiración no resulta muy difícil de comprender: uno sólo necesita pensar en la heterogénea mezcla de quince compañías grandes y pequeñas que integraban PVSA en sus inicios, y compararla con el dinámico conglomerado de hoy en día, para darse una idea del gran progreso que ha experimentado la industria petrolera venezolana. Por ejemplo, el sistema venezolano de refinación ha dado un giro de 180 grados respecto a lo que era; la sencilla configuración de 1976 ha cedido su lugar a otra extremadamente compleja, de alta capacidad de conversión.²⁰ PVSA también ha logrado una presencia muy importante en los sectores de refinación y venta al menudeo de petrolíferos en algunos de los países consumidores más importantes del mundo.²¹ Finalmente, ha logrado hacer rentable la industria petroquímica venezolana, y ha diversificado sus actividades hacia el carbón, los fertilizantes y la comercialización de un combustible derivado del bitumen del Orinoco y conocido con el nombre comercial de orimulsión.²²

¹⁸ Aun así, la producción venezolana de combustóleo era tan grande que PVSA tuvo que recurrir en varias ocasiones a cavar fosos para almacenar el producto, con la esperanza de que la demanda invernal estadounidense los vaciara (*O & GJ*, 25 de agosto de 1980, p. 71).

¹⁹ Incluso en círculos opuestos en principio a la existencia de compañías estatales, la evolución de PVSA ha despertado admiración (véase *The Economist*, 11 de enero de 1992, pp. 77-78).

²⁰ En la actualidad, el sistema venezolano de refinación cuenta con 203 000 barriles diarios (bd) de capacidad de desintegración catalítica, 90 000 bd de capacidad de viscorreducción y 55 000 bd de capacidad de coquización. Véase CEPET, 1989, v. 1. pp. 558-559.

²¹ PVSA posee más de un millón de bd de capacidad de refinación en Estados Unidos, Suecia, Bélgica, Alemania y el Reino Unido. Esta capacidad de refinación en el extranjero es superior a la de cualquier otra compañía petrolera estatal.

²² El desarrollo de la orimulsión nació a partir de un esfuerzo de cooperación entre el Instituto Venezolano del Petróleo (Intevep) y British Petroleum (BP), y su objetivo era encontrar formas de transportar crudos extrapesados que fueran más eficientes y baratas que el método tradicional de utilizar oleoductos con calefacción. Las investiga-

Sin embargo, es pertinente aclarar que buena parte de este éxito se ha debido al descubrimiento —en 1986— de grandes reservas de crudos ligeros y medianos en yacimientos profundos de la cuenca de Maracaibo y el área mayor de Oficina. Gracias a los flujos de estos yacimientos, Venezuela ha sido capaz de detener el acelerado declive en su producción de crudos ligeros y medianos, y de aumentar la gravedad API promedio de su producción total (véanse los cuadros 2 y 3).

CUADRO 2
Venezuela. Producción anual de crudo por gravedad API, 1977-1990
(mmbd)

	0° - 21.9°*	22.29	30+
1977	0.678	0.762	0.798
1978	0.667	0.759	0.740
1979	0.790	0.830	0.737
1980	0.806	0.707	0.660
1981	0.834	0.666	0.509
1982	0.761	0.544	0.590
1983	0.779	0.437	0.584
1984	0.799	0.426	0.583
1985	0.620	0.462	0.599
1986	0.523	0.604	0.664
1987	0.459	0.674	0.687
1988	0.421	0.780	0.728
1989	0.334	0.822	0.768
1990	0.455	0.878	0.802

* Desde 1989 se excluye el crudo utilizado para la formación de orimulsión.

Fuente: MEM, 1990, p. 58.

ciones de Intevp-BP revelaron que una mezcla constituida por 70% de bitumen del Orinoco y 30% de agua y agentes emulsificadores tenía tan buenas características de flujo como un crudo ligero. Posteriormente, de manera bastante fortuita, se descubrió que esta emulsión tenía unas cualidades de combustión muy eficientes, mejores que las del carbón. Fue así como nació la orimulsión, un producto que PVSA espera que compita con el combustóleo de alto azufre y el carbón en el mercado de los combustibles para plantas termoeléctricas. La orimulsión tiene bastantes ventajas en comparación con estos otros combustibles; a saber, es más fácil de producir que el combustóleo (ya que no necesita pasar por un proceso de refinación), y es mucho más fácil de transportar y almacenar que el carbón (véase McGowan, 1990: *passim*).

CUADRO 3
Gravedad API promedio del crudo venezolano (1977-1990)

1977	25.30	1984	23.20
1978	25.00	1985	24.10
1979	24.40	1986	24.20
1980	24.00	1987	24.20
1981	23.50	1988	25.70
1982	23.50	1989	26.50
1983	23.30	1990	25.90

Fuente: MEM, 1990, p. 57.

Así, y a pesar de que la producción de estos campos nunca ha representado más de 10% de la total del país, no cabe duda de que su descubrimiento conjuró el peligro de que PVSA tuviera que dedicarse a producir casi exclusivamente crudos extremadamente pesados y de elevado contenido de azufre, lo cual hubiera traído consecuencias funestas para la industria. Este compás de espera fue de enorme trascendencia (en 1985, PVSA se encontraba en una posición muy desfavorable para producir y refinar volúmenes crecientes de este tipo de crudos),²³ y la compañía lo aprovechó muy bien: al aumentar al máximo la producción de crudos ligeros, PVSA logró incrementar sus ingresos y disminuir sus costos. Simultáneamente se embarcó en un programa masivo de desarrollo tecnológico para investigar todos los aspectos problemáticos de la explotación de crudos pesados: métodos termales de recuperación potenciada de crudo (*enhanced oil recovery*), transporte de líquidos de alta viscosidad, y refinación y tratamiento de crudos extrapesados. Finalmente, hay que apuntar también que, a partir de 1985, la compañía logró incrementar sus reservas comprobadas de crudo en más de 30 000 millones de barriles.

Por todo lo anterior, pero especialmente gracias al enorme incremento en sus reservas comprobadas de crudo, podría pensarse que Venezuela se encuentra hoy en una posición similar a la que disfrutaban algunos de las grandes países productores del Medio Oriente (las reservas venezolanas son inferiores sólo a las de Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y Abu Dhabi), los cuales podrán vivir de sus rentas petroleras

²³ De hecho, es muy probable que, en ausencia de estos descubrimientos, PVSA habría tenido que recurrir a la ayuda masiva de capitales extranjeros para continuar explotando los recursos de hidrocarburos de Venezuela.

por espacio de varias décadas sin necesidad de preocuparse por encontrar nuevos yacimientos. Y sin embargo, en un estudio realizado por British Petroleum (BP) a instancias del gobierno venezolano,²⁴ la compañía británica llegó a la siguiente conclusión: "Venezuela debe encontrar suficiente petróleo en los próximos 20 o 30 años como para reemplazar dos mmbd de capacidad de producción agotada",²⁵ a un costo que BP calcula que excederá los 20 000 millones de dólares (constantes de 1992). Según BP, las reservas actuales de Venezuela pueden sostener la producción del país hasta el año 2000; después de esta fecha, la producción en áreas petroleras tradicionales de los estados de Zulia, Anzoátegui y Monagas entrará en un rápido declive (de 2.4 mmbd en 1992 a sólo 800 000 bd en el año 2030). Ahora bien, cuando se considera que las reservas actuales exceden en más de 30 000 mmb a las que tenía a mediados de la década de los años ochenta, resulta lógico llegar a la conclusión de que este estudio es erróneo. Después de todo, cualquiera puede dividir las reservas probadas de Venezuela (62 000 mmb en 1992) entre la producción del país (2.4 mmbd en ese mismo año) y concluir que Venezuela podría seguir produciendo crudo a ese ritmo por espacio de aproximadamente 70 años. Sin embargo, es el sistema de clasificación de crudos imperante en Venezuela el que da lugar a dichas contradicciones (el cual permite incluir en las cifras de reservas algunos depósitos de crudo que, debido a sus costos de extracción, procesamiento y refinación, no parecen ser susceptibles de una explotación económica), y no el grupo de analistas de BP.

De acuerdo con las cifras oficiales del gobierno venezolano, hasta diciembre de 1989, las reservas del país estaban compuestas de la siguiente manera: crudos extrapesados, 27 702 mmb; crudos pesados, 15 044; crudos medianos, 8 823; crudos ligeros, 5 995, y condensados, 1 475 mmb. Esta clasificación es la que ha dado lugar a confusiones, ya que tiene como base criterios definidos por el Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, y no aquellos que de manera convencional se utilizan en la industria petrolera mundial.²⁶ Por supuesto, a pesar del carácter arbi-

²⁴ Intitulado *Venezuelan Production 1920-2030*.

²⁵ *PON*, 28 de enero de 1993, p. 4.

²⁶ Convenciones no escritas en la industria petrolera mundial consideran crudos ligeros a aquellos con una gravedad API de 30° o más; la gravedad de los crudos medianos va de 22° a 30° API, mientras que la clasificación de crudos pesados engloba a aquellos cuya gravedad API es de 22° o menos. De esta manera, de acuerdo con las convenciones venezolanas, el crudo mexicano Maya (22.5° API) caería en la categoría de "crudos medianos". Huelga decir que un sinnúmero de refinadores objetarían esta cla-

trario de las clasificaciones venezolanas, se podría pensar que la confusión alrededor de las reservas venezolanas se esfuma cuando se considera que 72% del total está constituido por crudos con una gravedad API de menos de 22° (en pocas palabras, la mayoría de las reservas venezolanas están compuestas por crudos infames). Pero este dato oculta casi tanto como lo que revela, ya que no deja en claro que, a su vez, la gran mayoría de este 72% son crudos provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco.²⁷ Esta área, debido a las características físicas de los hidrocarburos *in situ* (gravedad API de entre 9° y 12°, con altísimas viscosidades y gran contenido de metales) y a los requerimientos tecnológicos que su explotación comercial supone, siempre ha sido considerada como una fuente de crudos “no convencionales” (en la misma categoría que las arenas bituminosas de Athabasca, por ejemplo).²⁸ Ahora bien, en la usanza internacional se acostumbra que las reservas recuperables de este tipo de depósitos —precisamente debido

sificación, ya que el Maya es el epítome de un crudo pesado y “difícil”, porque su procesamiento supone el uso de instalaciones de conversión muy complejas y caras.

Las laxas definiciones venezolanas han ocasionado conflictos bastante serios; es el caso de la “disputa de los condensados”, la cual enfrentó a Venezuela con Kuwait y Arabia Saudita, y estuvo a punto de ocasionar que estos dos países árabes sustrajeran importantes volúmenes de crudos ligeros de sus cuotas de producción de la OPEP. Las definiciones venezolanas de condensado son tan poco precisas que han conducido a que, precisamente a raíz de esta disputa, Venezuela sea el único país de la OPEP cuya cuota de producción abarca su producción de condensados (véase Boué, 1993: 61).

Los equívocos provocados por este sistema de clasificación bien podrían traer problemas en el futuro para la orimulsión. La idea de PVSA en cuanto a este producto es que por ningún motivo sea considerado como parte de su cuota de producción de la OPEP. De momento, este objetivo es fácil de lograr, porque tanto la OPEP como el GATT definen el petróleo crudo como un líquido a una temperatura de 14°C (requisito que no cumple la orimulsión). Sin embargo, si el producto tiene el éxito que PVSA ansia, es de esperarse que los otros miembros de la OPEP pugnen por que sea incluido en la cuota venezolana (ya que desplazaría volúmenes sustanciales de combustóleo residual del mercado). Ahora bien, la posición negociadora venezolana respecto de este asunto podría verse sustancialmente complicada por el hecho de que el bitumen usado para “fabricar” la orimulsión es extraído de reservas que los venezolanos mismos clasifican como crudo (véase Boué, 1993: 88).

²⁷ La Faja Petrolífera del Orinoco cubre un área de 54 000 km² y contiene más de un billón de barriles de crudo *in situ* (aunque, extrañamente, en la superficie no hay ningún indicio de la presencia de hidrocarburos en la faja).

²⁸ Esta percepción era aceptada incluso en Venezuela. Fue hasta 1976 cuando “los voceros del gobierno [venezolano comenzaron] a referirse al Orinoco con el nombre más optimista de faja petrolífera [en lugar del nombre de faja bituminosa, el cual había prevalecido hasta entonces]” (Tugwell, 1975: 139).

a su naturaleza “no convencional”— no sean consideradas en el cálculo de las reservas totales de un país.²⁹ Sin embargo, esta convención no es respetada en Venezuela, ya que en el Orinoco se encuentra aproximadamente la tercera parte de las reservas totales de Venezuela.³⁰

Como se consigna en el cuadro 4, el tamaño de las reservas venezolanas aumentó modestamente hasta 1986, año en el que registraron un incremento de aproximadamente 26 000 mmb respecto de la cifra de 1985. Este enorme salto refleja la inclusión de 18 000 mmb de reservas provenientes del Orinoco y clasificadas como “fácilmente recuperables”. El entonces presidente de PVSA, Juan Chacín, justificó esta argucia contable argumentando que las cifras de reservas de años previos pecaban de conservadoras. Chacín hizo énfasis en el hecho de que para calcular las nuevas cifras se habían seguido las convenciones internacionales vigentes (probablemente para evitar que se corriera el rumor de que Venezuela estaba haciendo alquimia petrolera, contando reservas donde no las había). Por lo tanto, conviene tomarse la molestia de ver cuáles son estas convenciones internacionales, para comprobar si las afirmaciones de Chacín tienen algún fundamento (véase el cuadro 4).

La primera cuestión que uno tiene que abordar es la de si los hidrocarburos del Orinoco pueden considerarse crudos pesados convencionales (condición que tendrían que cumplir para recibir la categoría de reservas comprobadas). De acuerdo con la usanza internacional, las reservas de crudo pesado convencional son aquellas que pueden producir sin la ayuda de algún método de empuje artificial (en contraste, la extracción de hidrocarburos de depósitos no convencionales, como las arenas bituminosas, sólo es posible si se les somete a una fuerza externa,

²⁹ Por ejemplo, en el *BP Statistical Review of World Energy* (publicación muy respetada en el medio petrolero) se especifica que los estimados de reservas de crudo por país no consideran hidrocarburos contenidos en depósitos de arenas bituminosas o en lutitas aceítíferas.

³⁰ Es muy razonable pensar que, tal como el petróleo del Athabasca no figura en las estadísticas de reservas de Canadá, el crudo del Orinoco está excluido de las estadísticas de reservas venezolanas. De hecho, es tan razonable que son muchos los que caen en este error. Considérese la siguiente afirmación del *World Petroleum Argus* (27 de enero de 1992, p. 19): “El total de las reservas convencionales [venezolanas] (excluyendo la faja del Orinoco) es de aproximadamente 60 000 mmb, de los cuales 40 000 millones son crudos pesados convencionales.” El *Oil & Gas Journal*, por su parte, afirma que las reservas probables y posibles de Venezuela suman 200 000 mmb, y que esta cifra no incluye los 271 000 mmb de crudo extrapesado y bitumen que PVSA piensa recuperar de los depósitos del Orinoco (*O&GJ*, 14 de enero de 1991, p. 36).

CUADRO 4

Venezuela. Evolución de las reservas comprobadas de crudo, 1977-1990
(miles de mmb)

	<i>Convencionales</i>	<i>Orinoco</i>	<i>Totales</i>
1977	25 300	0.00	25.30
1978	25 000	0.00	25.00
1979	24 400	0.00	24.40
1980	19 687	0.00	19.69
1981	20 144	4.00	24.14
1982	20 278	4.30	24.58
1983	21 587	4.30	25.89
1984	23 728	4.30	28.03
1985	25 030	4.30	29.33
1986	33 221	22.30	55.52
1987	33 783	24.30	58.08
1988	32 504	26.00	58.50
1989	31 341	27.70	59.04
1990	32 000	28.05	60.05

Fuente: PVSA, *O&GJ*, 14 de enero de 1991, p. 37.

como la estimulación mediante vapor, o bien si se les mina mediante excavadoras). Esto significa que, en última instancia, la naturaleza convencional del crudo de un depósito es una función de su viscosidad, y no tanto de su gravedad API, ya que esta primera característica es la que determina si los hidrocarburos son recuperables comercialmente por medio de un pozo en su estado natural. Ahora bien, los hidrocarburos de la Faja son extremadamente viscosos a temperatura ambiente, pero para fortuna de PVSA, los depósitos del Orinoco están caracterizados, entre otras cosas, por sus altas temperaturas de reservorio (100°-150° F). Esta característica reduce sensiblemente la viscosidad de los hidrocarburos *in situ*, y hace posible la extracción de líquidos sin la necesidad de recurrir a la estimulación calorífica o a la excavación directa. Por lo tanto, resulta difícil disentir de aquellos que afirman que, dado que “hasta los crudos más pesados en el área pueden ser producidos mediante métodos primarios convencionales, desde el punto de vista de la explotación, estos crudos deben de ser considerados como convencionales”.³¹

³¹ *O & GJ*, 4 de febrero de 1980, p. 72.

La inclusión de importantes volúmenes de crudo del Orinoco en las reservas venezolanas, entonces, parece ser justificable desde un punto de vista estrictamente geológico. Sin embargo, los índices de recuperación asociados con la explotación primaria de los yacimientos serían bajísimos —del orden de 3%—, y este hecho, aunado al costo de la tecnología necesaria para extraer crudo de las reservas del Orinoco, provoca que, desde un punto de vista económico, el veredicto respecto de este asunto sea bastante distinto. Como bien apunta Brown,

la existencia oficial de reservas depende exclusivamente de su costo final de explotación [...] las reservas no serán contadas si su producción no es económicamente productiva [existen] grandes volúmenes de crudo que nunca han sido incluidos en estadísticas de reservas por el sencillo hecho de que someterlos a un proceso de producción resultaría incosteable dado el precio al cual se vendería el crudo.³²

Esto significa que los costos de desarrollo y extracción deben ser considerados cuidadosamente antes de que los contenidos de un depósito dado puedan ser calificados de reservas comprobadas, ya que, como ha repetido M. A. Adelman hasta el cansancio, “uno nunca encuentra reservas; sólo encuentra petróleo *in situ*; las reservas siempre tienen que ser desarrolladas”.³³ En otras palabras, no es justificable la inclusión, en las estadísticas de reservas, de los contenidos de aquellos depósitos que no pueden ser explotados económicamente a los precios imperantes en el mercado mundial.³⁴ Y el problema con los depósitos del Orinoco es que no hay ninguna razón para pensar que los hidrocarburos que contienen —independientemente del hecho de que su producción cueste nada más 2.80 dólares— puedan ser vendidos, en su estado virgen, a una refinería.³⁵ Por lo tanto, la única manera en que,

³² Brown, 1989: 178.

³³ Adelman, 1972: 25.

³⁴ En palabras del American Petroleum Institute, las reservas comprobadas son aquellas que pueden clasificarse como económicamente producibles con base en los datos geológicos y de ingeniería disponibles (Tiratsoo, 1984: 334).

³⁵ De hecho, la historia ha demostrado que hay toda clase de razones para pensar que el crudo en estado virgen del Orinoco es invendible, debido simplemente a que los problemas técnicos que plantea a un refinador son lo suficientemente grandes como para considerarse insalvables. Boué (1993: 63), por ejemplo, cita el caso de una sociedad formada entre Elf y pVSA, cuyo objeto era construir una planta en Marsella para procesar crudo Boscán (proveniente del lago de Maracaibo, con API de 10°). El proyecto

en la actualidad, el crudo del Orinoco podría tener acceso al mercado mundial de petróleo es que antes fuera sometido a un proceso de hidrogenación o descarbonización térmica para convertirlo en crudo "sintético" (algo análogo a lo que hacen las compañías que explotan las arenas del Athabasca).³⁶ Desafortunadamente, una planta con 100 000 bd de capacidad costaría entre 2.5 y 4 000 millones de dólares, y los precios actuales y futuros del crudo no parecen justificar una inversión así.³⁷ En vista de esto, está claro que la mayoría de las reservas del Orinoco deben ser definidas de acuerdo con la categoría —acuñada por la OPEP— de "reservas semicomprobadas", esto es, reservas que son técnicamente recuperables, con un alto grado de certidumbre, pero cuya explotación es considerada como no económica.³⁸ Hay que admitir que existen pocas razones para dudar que los crudos no convencionales de hoy serán los crudos comerciales de mañana,³⁹ pero mientras esto sucede, el sistema de contabilidad de reservas de Venezuela, y las cifras oficiales de reservas comprobadas de crudo en sí, deben ser considerados como sumamente cuestionables.⁴⁰ Las lapidarias conclusiones de las siguientes líneas, en las cuales Morris Adelman se refiere al problema de la cuantificación económica de los yacimientos de esquistos bituminosos, valen también para la cuantificación de las "reservas" de crudo del Orinoco:

fue abandonado debido a que Elf comprobó las enormes dificultades que implicaría procesar este crudo. Y vale la pena recordar que el crudo Boscán es de mejor calidad —un poco menos viscoso y con mayor gravedad API— que el crudo promedio del Orinoco.

³⁶ Explotación que sólo es posible merced a los enormes subsidios del gobierno canadiense.

³⁷ Según el estudio de BP, los costos para desarrollar el Orinoco serían de alrededor de 60 000 millones de dólares. Parece existir un consenso entre las grandes compañías petroleras del mundo en cuanto a que una inversión en esta escala sólo se justificaría si los precios del crudo pesado en dólares constantes de 1992 estuvieran alrededor de los 25 dólares por barril (el precio actual de los crudos pesados de Venezuela oscila entre diez y once dólares por barril).

³⁸ Véase Tiratsoo, 1984: 336.

³⁹ Como se afirma en *World Petroleum Congress*, 1984: 7.

⁴⁰ Las razones que explican la propensión de muchos países a inflar sus cifras de reservas probadas de crudo no son difíciles de dilucidar. En primer lugar, el tamaño de las reservas de un país es una variable de gran importancia para determinar su posición en los mercados financieros mundiales; generalmente, a mayores reservas corresponden mejores condiciones de crédito. En segundo lugar, el tamaño de las reservas de un país es uno de los criterios considerados en el proceso de asignación de cuotas en la OPEP. De esta manera, un país con grandes reservas está en una mejor posición *vis-à-vis* el resto de los miembros del cártel que un país con reservas pequeñas.

[En Estados Unidos hay] trillones de barriles de petróleo encerrados en los depósitos de esquisto en las [Rocallosas]. Una estimación conservadora del contenido petrolífero, multiplicada por una estimación conservadora del precio, llegaría a muchos billones de dólares. Pero con la tecnología [de hoy], los yacimientos de esquistos bituminosos de Estados Unidos valen lo que valían con la tecnología de 1920: menos que nada.⁴¹

En vista del desenfrenado optimismo con que parecen haber sido evaluadas las reservas venezolanas, la recomendación de que, en los próximos años, PVSA concentre toda su atención en aumentar sus reservas de crudos ligeros y medianos suena sumamente sensata. Sin embargo, aunque BP estima que en las cuencas sedimentarias de Venezuela aún quedan 15 000 mmb de crudos ligeros y medianos esperando ser descubiertos, la difícil situación financiera por la que está atravesando la paraestatal venezolana hace de un programa exploratorio de gran envergadura, como el que sugiere BP,⁴² una tarea por demás ardua. De nueva cuenta, esta afirmación debería activar una señal de alarma en la mente del lector; en 1991,⁴³ PVSA desplazó a la Exxon Corp y se convirtió en la compañía petrolera más grande del globo después de la Saudi Aramco y la Shell,⁴⁴ y en ese mismo año, los ingresos de la compañía (incluyendo a sus subsidiarias extranjeras) totalizaron aproximadamente 25 000 millones de dólares. ¿Cómo es posible entonces que la compañía se las haya ingeniado para acabar en una situación financiera supuestamente desesperada?

La evidencia indica que la responsabilidad de dicha situación debe recaer sobre el gobierno venezolano, y no sobre los funcionarios de PVSA. Está muy claro que la política impositiva confiscatoria del primero⁴⁵ ha transformado gradualmente la paraestatal en un gigante

⁴¹ Mezger, 1981: 102.

⁴² PVSA debe encontrar por lo menos 750 mmb de reservas al año para que Venezuela mantenga estable su plataforma de producción.

⁴³ *OPEC Bulletin*, abril de 1992: 52.

⁴⁴ Esta clasificación fue elaborada con base en criterios como las reservas totales y la capacidad de refinación de las compañías; en términos de ingresos y ganancias, PVSA aún está muy por debajo de Shell y Exxon. *OPEC Bulletin*, abril de 1992: 52.

⁴⁵ Los ingresos de la compañía por concepto de la explotación de hidrocarburos son gravados con una tasa nominal de 67%. Según el gobierno, esta tasa impositiva deja suficientes recursos en manos de PVSA como para que la compañía financie su desarrollo a partir de su propio flujo de caja. Sin embargo, el gobierno no calcula la base gravable de PVSA a partir de los precios reales del petróleo en el mercado internacional. En lugar de esto, el Ejecutivo venezolano tiene (y siempre ha ejercido) la prerrogativa

con pies de yeso (en términos financieros), a un grado tal que, en la actualidad, la compañía es totalmente incapaz de financiar su desarrollo mediante recursos propios (durante los últimos años, por ejemplo, el capital operativo neto de la compañía —definido como los activos corrientes, más activos negociables, menos obligaciones corrientes— nunca ha superado el equivalente de tres semanas de ventas, y en ocasiones ha sido negativo).⁴⁶ Si bien recientemente se ha discutido entre los círculos gubernamentales venezolanos la posibilidad de que se aligere la draconiana carga que pesa sobre PVSA, el desorden económico en que está atrapado el gobierno hace poco probable un recorte en los impuestos que tiene que pagar la compañía.

La conclusión que se deriva de esto es bastante descorazonadora: PVSA carece en este momento (y carecerá en el futuro previsible) de los fondos necesarios para llevar a cabo las tareas que tiene por delante (tales como el esfuerzo de exploración recomendado por BP, o la construcción de una nueva refinería en José). Pero hoy en día, a diferencia de lo sucedido en años anteriores, la compañía no podrá compensar esta deficiencia mediante el flujo de recursos provenientes del exterior, debido a que, a raíz de los problemas económicos y políticos que han sacudido a Venezuela, la reputación de PVSA como sujeto de crédito en los mercados financieros internacionales se ha deteriorado enormemente. Por ello hay quien se atreva a afirmar que, a pesar del considerable avance tecnológico que PVSA ha logrado desde 1976, el país corre el riesgo de convertirse en un productor marginal de petróleo para el año 2020. Ahora bien, el riesgo de perder su estatus de gran productor de petróleo es totalmente inaceptable para Venezuela, en vista del fracaso rotundo de todas las tentativas de su gobierno de

de establecer un así llamado "valor fiscal" para el petróleo, que se obtiene de multiplicar los precios facturados del petróleo por un factor determinado arbitrariamente. Mediante esta sencilla operación, la tasa impositiva que pesa sobre PVSA se eleva aproximadamente 13 por ciento.

Recientemente, sin embargo, el Congreso venezolano aprobó una iniciativa para suprimir el valor fiscal de exportación.

⁴⁶ El decreto de nacionalización de 1975 estipulaba que parte de los ingresos de PVSA se destinarían a un fondo de inversión mediante el cual la compañía financiaría su desarrollo. Esta iniciativa, fundada en la idea del "fondo anticíclico" que alguna vez propusiera Juan Pablo Pérez Alfonzo, tuvo un triste final: en 1982, el gobierno de Luis Herrera Campins ordenó el saqueo de los 18 000 millones de dólares que se habían acumulado en el fondo, con el fin de recaudar dinero para rescatar de la bancarrota al corrupto Banco de los Trabajadores. Desde que esto ocurrió, PVSA ha tenido que recurrir al endeudamiento externo para financiar sus operaciones.

destetar la economía de su hiberón petrolero (en 1991, por ejemplo, PVSA fue responsable de 24% del PIB de Venezuela, de 86% del total de divisas captadas en el año y de 83% de los ingresos del gobierno por concepto de impuestos). Debido a esto, hoy en día tanto el gobierno venezolano como PVSA parecen resignados –más que decididos– a dar marcha atrás en uno de los principios rectores de su política petrolera: la exclusión del capital extranjero de toda posibilidad de participar en actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Sin embargo, los formuladores venezolanos de políticas –conscientes de la enorme carga simbólica que tiene la idea de la propiedad estatal de los recursos petroleros de la nación– han tratado de restringir el acceso del capital extranjero a unas cuantas empresas caracterizadas por su enorme costo y los considerables problemas tecnológicos que plantean (como el proyecto Cristóbal Colón de licuefacción y exportación de gas natural, los grandes proyectos del Orinoco, o bien la construcción de la Nueva Refinería de Oriente), con un triple propósito en mente: por un lado, limitar las repercusiones políticas negativas que inevitablemente acompañarán la reapertura del sector petrolero venezolano a las compañías petroleras extranjeras; por otro, reclutar la ayuda de las grandes compañías petroleras para proyectos cuya realización sería sumamente difícil para PVSA, incluso en las mejores de las circunstancias, y, finalmente, liberar recursos para dedicarlos a la búsqueda de reservas de crudos medianos y ligeros. Desafortunadamente, esta forma de abordar el problema de la inversión extranjera no ha redituado ningún dividendo. En particular, la tentativa de PVSA de establecer “alianzas estratégicas” con grandes compañías occidentales –mediante las cuales éstas se comprometerían a la explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco a cambio de concesiones para exploración y desarrollo de yacimientos de crudos ligeros y medianos en otras zonas de Venezuela, o de yacimientos de crudos extrapesados en el Orinoco mismo– se ha estrellado contra una enorme indiferencia de parte de los supuestos aliados potenciales de PVSA, los cuales aparentemente prefieren –con toda la razón– dedicar su atención a otras áreas del globo donde la explotación de hidrocarburos plantea menos riesgos tecnológicos y financieros.

Ahora bien, la actitud poco entusiasta de las compañías petroleras internacionales hacia el programa de explotación del Orinoco debe ser especialmente preocupante para las autoridades petroleras venezolanas porque los planes de desarrollo 1991-2000 de PVSA suponen que las “alianzas estratégicas” producirán cerca de dos mmbd para el año 2000. En vista de lo anterior, queda claro que el fracaso de esta inicia-

tiva, en la que PVSA tiene cifradas tantas esperanzas, pondría en entredicho el bienestar futuro de la industria petrolera venezolana. Por eso, y debido a que el paso del tiempo ha revelado cada vez más claramente que la carnada de concesiones para crudos ligeros a cambio de compromisos para desarrollar el Orinoco no es lo suficientemente atractiva como para atraer los capitales de las grandes compañías petroleras internacionales, parece más probable que PVSA y el gobierno venezolano tendrán que hacer algo previamente descartado: ofrecer concesiones para explotar reservas de crudos convencionales en otras áreas, sin exigir ningún tipo de "alianza estratégica" a cambio. De hecho, en vista del desfavorable perfil geológico venezolano y de la dependencia que el pilar de la economía del país tiene respecto de la buena voluntad de los inversionistas extranjeros, el que se adopte este último curso de acción se antoja casi inevitable.

Hay que mencionar además que la reapertura del sector *upstream* venezolano al capital extranjero será sólo la cresta de la ola privatizadora que se abatirá sobre el sector petrolero venezolano en los años por venir. Incluso desde antes que PVSA comisionara a BP para la realización del ya mencionado estudio *Venezuelan Production 1920-2030*, los drásticos recortes que el Congreso impuso al presupuesto de la compañía para el periodo 1991-1997 (con el objetivo de impedir el recorte en el gasto en seguridad social y subsidios) habían forzado a PVSA a considerar la opción de recurrir al capital extranjero para financiar la expansión de su capacidad petroquímica y de producción de orimulsión, así como la construcción de la Nueva Refinería de Oriente (tarea previamente reservada para Corpoven), so pena de verse obligada a abandonar estos proyectos. Un ejecutivo de PVSA expresó sucintamente la visión de la compañía: "No hay otro camino... PVSA no puede hacer frente a todo esto por sí misma."⁴⁷

Este reconocimiento de impotencia no debe interpretarse como un testimonio del fracaso de la gestión empresarial de PVSA, ya que las operaciones de la compañía siempre se han caracterizado por su eficiencia. Sin duda, el abandono de la política de exclusión de intereses privados en las actividades petroleras en Venezuela no es consecuencia de la ineptitud de PVSA; más bien, es una medida de emergencia que responde a la incapacidad de distintos gobiernos de reconciliar las difíciles condiciones que plantea el mercado petrolero en vísperas del siglo XXI con las prácticas políticas corruptas y clientelistas que subyacen en

⁴⁷ PON, 26 de mayo de 1992, p. 5.

el sistema político venezolano. Por ello, la privatización del petróleo en Venezuela constituye un monumento infame a la política económica del gobierno durante los días de bonanza en el mercado petrolero, una política que minó la salud de PVSA y transformó a los habitantes de un país razonablemente próspero en los deudores *per capita* más grandes de Latinoamérica. Como bien se señala en el prólogo del libro de Andrés Sosa Pietri (el polémico expresidente de PVSA): “La verdad escueta y brutal es que un Estado quebrado no puede gerenciar debidamente una empresa económica próspera [ya que] la tentación de utilizarla hasta el extremo como fuente de recursos para el gasto público es inconcebible”.⁴⁸

MÉXICO

Independientemente del aspecto concreto que de este tema aborde un estudio en particular, o de la tradición patristica de la economía petrolera a la que haga referencia (Frankel, Adelman, Penrose, Hartsorn), desde hace tiempo casi la totalidad de la discusión sobre la posible evolución del sector petrolero mexicano ha tendido a gravitar en torno de una pregunta capital: “¿qué se necesita para que México abra su sector petrolero a la inversión extranjera?”

En la actualidad, el tono con que se formula esta pregunta se ha vuelto –si acaso– aún más intolerante de lo que era antes, debido al colapso político y petrolero de la URSS. Este acontecimiento ha servido como pretexto para una gran ofensiva en el plano ideológico, la cual ha sido dirigida contra todos los países petroleros del mundo (incluyendo a aquellos que, como México, se encontraban colocados en la órbita de los países occidentales antes de la caída de la cortina de hierro). Las puntas de lanza de esta ofensiva –las grandes compañías petroleras y los gobiernos de los países desarrollados del mundo– argumentan que el desastre de los países socialistas demuestra contundentemente que la era del dominio de las ideologías sobre la “racionalidad económica” ha llegado a su fin, y que, por lo tanto, a todos los países que aún sostienen que la participación en sus sectores petroleros debe restringirse a monopolios estatales, les convendría plegarse ante el peso incontrovertible de la evidencia, y permitir el acceso de capitalistas extranjeros a las actividades de explotación, refinación y comer-

⁴⁸ Sosa Pietri, 1993: 15.

cialización de hidrocarburos. Esta posición está sustentada por un punto de vista —enteramente razonable y sin ningún sustrato ideológico, huelga decirlo— que considera la consecución de una modesta meta política (digamos, el acceso a reservas de crudo hasta ahora vedadas, en el Medio Oriente, por ejemplo) como una muestra de adaptación pragmática a los hechos por parte de compañías y gobiernos; al mismo tiempo insiste en que aquellos gobiernos que —como el mexicano— aducen razones históricas y económicas de peso, que en muchos casos justifican este tipo de exclusión, están adoptando posiciones totalmente ancladas en el devaluado fanatismo ideológico de antaño.

La creciente beligerancia de las grandes compañías petroleras y de los gobiernos occidentales en torno al asunto de la propiedad estatal de los recursos petroleros también es una consecuencia del prestigio que la ideología neoliberal ha disfrutado en los últimos años. Por eso mismo, el hecho de que el expresidente Carlos Salinas (quien ha demostrado ser uno de los más convencidos exponentes de la doctrina de la redelimitación de las fronteras económicas del Estado) aparentemente se resistiera a la privatización del sector petrolero mexicano es algo que resulta paradójico a los ojos de los observadores extranjeros. En consecuencia, muchos analistas han tratado de explicar esta resistencia en términos de una capitulación frente al peso de la historia mexicana.⁴⁹ Estos analistas consideran que, a pesar de que las restricciones contenidas en el artículo 27 de la Constitución carecen de toda relevancia económica o práctica,⁵⁰ no por eso dejan de ser un producto del devenir histórico del país, y de reflejar convicciones políticas que tienen raíces históricas muy profundas. Debido a esto, concluye el argumento, los neoliberales mexicanos se han visto forzados a defender al corrupto e ineficiente monopolio estatal, muy a pesar de sus propias opiniones acerca de las bondades del *laissez faire*. Esta interpretación resulta, sin embargo, poco satisfactoria, ya que no nos permite aclarar el desmantelamiento de otras fortalezas que se consideraban tan históricamente inexpugnables como el petróleo (considérese el caso del régimen de propiedad ejidal). De ahí que la elección del gobierno salmista no pueda considerarse como una claudicación ante los anquilosados preceptos emanados de la Revolución (explicación a

⁴⁹ Merece la pena citar textualmente unas palabras de un artículo de George Baker: "Are the forces of policy traditionalism too strong for the otherwise irrepressible administration led by President Carlos Salinas de Gortari?" (Baker, 1992: 34).

⁵⁰ Véase *PON*, 10 de febrero de 1993, p. 4.

la que son muy propensos los analistas estadounidenses, en particular), sino, más bien, como una prueba fehaciente de que, en materia de política petrolera, *where you stand depends on where you sit*.

Para comprender esta afirmación, hay que examinar las condiciones geológicas del "asiento mexicano" (constituido principalmente por la cuenca de Reforma y la sonda de Campeche), y compararlas con las que imperan en otras partes del mundo. Los yacimientos de la cuenca de Reforma, a pesar de las enormes profundidades a las que se encuentran,⁵¹ gozan de una permeabilidad excelente, merced a la intensa fracturación de la roca madre en los yacimientos. Esto hace que la productividad de los pozos de Reforma sea muy buena.⁵² La situación geológica de la sonda de Campeche es aún más favorable. Por un lado, la permeabilidad de los depósitos es casi infinita (lo cual incrementa bastante la proporción recuperable mediante métodos primarios del petróleo *in situ*); por otro lado, su porosidad es mucho mejor que la que tienen los depósitos de Reforma; finalmente, el grosor de las columnas de petróleo en Campeche es superior al que se haya encontrado en cualquier otra parte del mundo. La conjunción de estos tres factores hace que la productividad por pozo en la sonda sea mejor que la de los campos más grandes del Medio Oriente (los flujos de los primeros pozos de desarrollo en el complejo Cantarell, por ejemplo, establecieron marcas mundiales). En suma, las características físicas de los yacimientos de petróleo en la cuenca de Reforma y la sonda de Campeche son muy favorables. Esto hace que, en ambas zonas, los costos de exploración y desarrollo sean relativamente bajos en comparación con los de otras cuencas petroleras (véase el cuadro 5),⁵³ que el

⁵¹ Los depósitos se encuentran a una profundidad promedio de aproximadamente 3 800 m. Esta característica, junto con el tamaño reducido de los campos en la zona (con una extensión de 150 km², el campo A. J. Bermúdez es el supergigante más pequeño del globo), hacen de Reforma una cuenca única en el mundo.

⁵² Véase Ronfeldt, Nehring y Gándara, 1980, p. 12.

⁵³ Las cifras de los cuadros 5 y 6 provienen de una presentación de Adrián Lajous, en el *Oxford Energy Seminar* de septiembre de 1991. Vale la pena hacer algunas aclaraciones respecto a estos datos. Los costos de exploración de Lousiana excluyen el de la adquisición de terrenos. Por otra parte, los costos de Campeche (actual) reflejan las condiciones que imperan actualmente en la sonda; Campeche (potencial) indica los costos que se podrían aplicar con una explotación óptima de la misma. Finalmente, los costos de Zona Marina reflejan las condiciones esperadas que se encontrarán en futuros desarrollos en el golfo de México, con perforaciones a mayores profundidades que las que se llevan a cabo en estos momentos. Las cifras de la Zona Marina asumen que, por cada pozo exitoso perforado, sólo se agregarán 50 mmb de equivalente de crudo (esta

CUADRO 5
Costos comparativos por concepto de desarrollo, extracción y exploración (dólares/barril equivalente de crudo)

	<i>Desarrollo</i>	<i>Extracción</i>	<i>Exploración</i>	<i>Total</i>
Louisiana	4.36	3.30	1.76	9.42
Campeche (actual)	0.08	1.96	0.25	2.29
Campeche (potencial)	0.02	1.14	0.06	1.22
Zona marítima	0.35	1.25	1.25	3.78

Fuente: Pemex.

porcentaje de éxito para pozos exploratorios sea muy alto⁵⁴ y, finalmente, que la cantidad de reservas de petróleo por pozo exploratorio exitoso y la producción promedio por pozo también sean considerablemente mayores que las que se pueden lograr en otras partes del mundo (véase el cuadro 6).⁵⁵

CUADRO 6
Ventajas geológicas de Campeche respecto de la Plataforma Continental de Lousiana (dólares/barril equivalente de crudo)

	<i>Louisiana</i>	<i>Campeche</i>
Producción promedio por pozo (bd)	3.30	9 933.00
Reservas promedio por pozo (mmb)	10.00	1 037.00

Fuente: Pemex.

Ahora bien, conviene recordar que la explotación de un yacimiento petrolero es una actividad económica que se diferencia de otras por el hecho de que trae aparejado un componente nada despreciable de renta ricardiana,⁵⁶ el cual es mayor entre más favorables sean

tasa sería 20 veces inferior a la que se ha registrado históricamente), y que la proporción histórica de pozos exitosos contra pozos secos se mantendrá sin cambios.

⁵⁴ En 1991, 52% de los pozos exploratorios que perforó Pemex dieron como resultado descubrimientos de petróleo, gas natural o condensados en cantidades comerciales (*PE*, octubre de 1992, p. 12).

⁵⁵ En el cuadro 6 se asumen etapas de desarrollo similares para Campeche y Lousiana.

⁵⁶ Definida como la diferencia entre el precio de mercado de una mercancía y el costo de su producción, en la cual se utilizaron capital y trabajo pagados de acuerdo con las tasas imperantes en el mercado libre. El elemento de renta ricardiana en el precio del petróleo de bajo costo de producción siempre ha sido considerable. Desde 1973,

las condiciones geológicas de los depósitos de donde se extraiga el crudo. Si aplicamos esta máxima de la economía petrolera al caso mexicano llegamos a la conclusión de que, dados el riesgo inherente en la exploración petrolera en las cuencas de Reforma y Campeche y el costo del desarrollo comercial de los yacimientos que allí se encuentran, la renta económica que llevan aparejadas las actividades petroleras en estas zonas es enorme. En vista de esto, surge una pregunta obvia, la cual se contrapone directamente al interrogante planteado por las compañías petroleras: “¿qué pueden ofrecer estas compañías al gobierno de México, que sea lo suficientemente atractivo como para convencerlo de que le conviene repartir con ellas el tesoro petrolero mexicano, muy abundante y relativamente fácil de extraer?”

Según John Jennings, de Royal Dutch/Shell, la dote que pueden aportar las empresas como la suya a este matrimonio de conveniencia es un paquete integrado de capital de riesgo, tecnología avanzada y habilidades gerenciales. Jennings y otros afirman que “en la capacidad de administrar la tecnología, en combinación con la solidez financiera y la disponibilidad de invertir a largo plazo, radica la verdadera fuerza de las grandes compañías petroleras”.⁵⁷ A su vez, postulan que la integración de estos elementos en un todo coherente es algo que queda más allá de las limitadas habilidades de un torpe coloso como Pemex. Finalmente, señalan que su oferta merece consideración porque ninguna compañía está en posibilidades de conseguir un paquete así en el mercado.

El caso que construyen Jennings y sus acólitos para justificar la privatización del petróleo mexicano es una mezcla curiosa de hechos más o menos reales, inconsistencias y mentiras flagrantes. Esto se comprueba si se somete a examen el siguiente silogismo, fruto de la inspiración de Wesley Smith de la Heritage Foundation –*think tank* estadounidense situado muy a la derecha del espectro ideológico–, el cual lleva el crudo razonamiento de Jennings a sus últimas consecuencias. No es sólo el capital externo lo que Pemex necesita... se trata de la totalidad del paquete –la tecnología, la mercadotecnia, el *know how* administrativo que traerían las grandes compañías... Todos esos elementos de que Pemex no sólo carece sino a los cuales no tendrá acceso

sin embargo, ha alcanzado magnitudes colosales, mayores que las logradas por cualquier otro producto. Piénsese que, en ocasiones, se ha vendido en 40 dólares por barril, petróleo cuya producción costó menos de un dólar.

⁵⁷ WPA, 18 de noviembre de 1991, p. 1.

hasta que abra sus puertas a la participación mayoritaria de grandes empresas.⁵⁸

En principio podemos decir que, en efecto, no cabe ni la menor duda de que Pemex necesita recursos financieros provenientes del exterior; de hecho, su plan de inversiones para el periodo 1993-1997 asume que 40% de los 22 000 millones de dólares que dedicará a gastos de capital se va a financiar mediante préstamos externos.⁵⁹ Se podría argumentar (como han hecho algunos) que esta dependencia del financiamiento externo es excesiva, y que, por lo mismo, el acceso de Pemex a los mercados de capitales será más difícil de lo que su Dirección de Finanzas se imagina. Sin embargo, la verdad es que la mayoría de los proyectos petroleros en México (y en particular aquellos que involucran al sector *upstream*)⁶⁰ son de tan bajo riesgo —relativamente hablando— que conseguir préstamos en el extranjero para financiarlos se antoja todo menos una empresa imposible, a pesar del *capital squeeze* que aqueja al sistema financiero mundial en estos momentos.⁶¹

Por lo que toca a la afirmación de que la tecnología que Pemex necesita para poner en práctica sus planes de expansión está en manos de compañías que no la soltarán a menos de que reciban a cambio la propiedad de reservas de crudo, sólo se puede decir que carece por completo de sentido. Primero que nada, hay que señalar que la explotación de los grandes yacimientos del sureste (en los cuales se produce casi 90% del crudo mexicano) no requiere del uso de tecnologías muy esotéricas, debido a las características geológicas de la zona.⁶² En segundo lugar, es pertinente aclarar que existe una plétora de compa-

⁵⁸ PON, 10 de febrero de 1993, p. 1.

⁵⁹ Se espera que alrededor de 5 000 millones de dólares se consigan por medio de créditos concedidos por agentes como el Eximbank. Por otra parte, 2 000 millones de dólares adicionales se obtendrán mediante la emisión de bonos en los mercados internacionales de deuda y 2 000 millones más provendrán de financiamientos estructurados, respaldados por cuentas por cobrar de Pemex. Finalmente, los 1 000 millones de dólares restantes se conseguirán por medio de mecanismos de endeudamiento comercial.

⁶⁰ Las actividades de exploración y producción absorberán 64% del monto total disponible para la inversión en el periodo 1993-1997.

⁶¹ Lo mismo vale para el caso de Arabia Saudita y Kuwait. Estos dos países se han embarcado en un programa de expansión de su capacidad productiva que será financiado en buena parte mediante empréstitos de bancos occidentales.

⁶² En la cuenca de Reforma y la sonda de Campeche no se produce un solo barril de crudo mediante métodos terciarios de recuperación. En contraste, aproximadamente 10% de la producción de la cuenca de Maracaibo (117 000 bd) se obtiene en pozos donde se aplica la estimulación de vapor a los yacimientos.

ñas de servicios petroleros que están dispuestas a ofrecer su *know how* (que incluye tecnologías de punta, como la perforación horizontal o la perforación marítima a grandes profundidades) al mejor postor. La mayoría de estas compañías están domiciliadas en la costa del golfo de Estados Unidos, y en la actualidad atraviesan por una situación económica difícil, debido al exceso de capacidad instalada en esta industria. México, por lo tanto, constituye un mercado natural para estas compañías, y resulta muy complicado imaginar que éstas dejarán pasar grandes oportunidades comerciales sólo por su renuencia a dar servicio a un monopolio estatal. En suma, la tecnología de la que carece Pemex se encuentra disponible en el mercado internacional, y prueba de esto son los contratos que ha suscrito con algunas compañías estadounidenses para perforar pozos horizontales en el paleocañón de Chicontepec. La pretensión de las grandes compañías petroleras de que disfrutan de un cuasimonopolio de la tecnología petrolera de vanguardia, entonces, es totalmente ridícula. De hecho, lleva implícito un elemento de mala fe, ya que, según Dale Jones (presidente de Halliburton Inc., una de las compañías de servicios petroleros más importantes), hasta las compañías petroleras internacionales (incluyendo a las más grandes), como consecuencia de los crecientes desafíos logísticos que la exploración petrolera supone, están recurriendo con cada vez mayor frecuencia a compañías como la suya con el fin de hacer más eficientes sus operaciones.⁶³ La razón por la cual hay quienes piensan que esta opción permanecerá vedada para Pemex es un misterio.⁶⁴

La explosión de la demanda mexicana de productos petrolíferos (especialmente gasolina) ha dotado a otros analistas de argumentos supuestamente contundentes para justificar la privatización de Pemex. Según estos profetas, la tasa de aumento en la demanda mexicana de petrolíferos, aunada a la reducción que las reservas de crudo han experimentado en los últimos años, provocará que en un espacio relativamente corto México se transforme en un país deficitario en crudo.⁶⁵ La única manera de prevenir tan nefasto acontecimiento, insisten, es que el gobierno mexicano recurra a las compañías petroleras internacionales para encontrar nuevos yacimientos. Además, estos Jeremías consideran que existe un factor adicional que da a sus argumentos

⁶³ *O&G*, 9 de marzo de 1992, p. 39.

⁶⁴ "Pemex is mistaken in its belief that it can buy [our] efficiency with service companies. Our efficiency is available to Mexico only on some form of an incentive basis." (Baker, 1992: 36.)

⁶⁵ Baker, 1992: 34.

aún mayor validez; a saber, que el tamaño de las reservas comprobadas de crudo de Pemex es sustancialmente menor que el que la compañía ha publicado. La acusación de que Pemex ha sucumbido a la tentación de exagerar sus reservas es bastante acertada, ya que los 17 000 mmb de reservas contenidas en el paleocañón de Chicontepec⁶⁶ no parecen ser susceptibles de exploración comercial debido a las características geológicas extremadamente desfavorables de esta cuenca.⁶⁷

Al restar de las cifras oficiales de Pemex las que los analistas internacionales consideran “sospechosas”, el total de reservas comprobadas mexicanas disminuye de manera dramática. A su vez, esto se traduce en una reducción de la tasa de producción contra reservas del país, como inteligentemente señala Baker: “Si no se pusieran a producir ningunas otras reservas conocidas o por descubrir en México, la expectativa de vida de las reservas mexicanas sería de 20, y no de 50 años [como se podría pensar a partir de la cifra de Pemex]”.⁶⁸ Yo no tengo ningún conflicto con la aritmética de Baker, pero no acierto a comprender por qué habría de ser preocupante que México tuviera una tasa de producción contra reservas de 20 años en lugar de 50 (la tasa de reservas contra producción de Estados Unidos, por ejemplo, ha sido de sólo once años por espacio de varias décadas, y nadie ha escrito todavía allí el epitafio de la industria petrolera doméstica). De hecho, el afirmar que este dato está revestido de importancia equivale a ignorar la ya citada máxima de Adelman de que las reservas de crudo de un país son una especie de inventario semiterminado, que se tiene que reponer mediante inversiones en exploración y desarrollo de nuevos yacimientos. El mismo Baker acepta esto, ya que dice claramente que sus resultados suponen que no entrará en producción ningún yacimiento nuevo. Además no le hace ningún favor a su causa cuando afirma que

⁶⁶ En los pozos perforados hasta el momento en Chicontepec se han encontrado aglomeraciones muy discontinuas de crudo relativamente pesado. Los yacimientos tienen un índice de saturación de agua muy alto (del orden de 44%), cantidades muy pequeñas de gas en solución, una porosidad muy baja (7%) y una permeabilidad pésima (menos de un milidarey en promedio).

⁶⁷ De acuerdo con la *International Petroleum Encyclopedia* (1991, p. 119), el desarrollo de Chicontepec implicaría la perforación de 10 000 pozos productores. La producción por pozo sería de 100 bd. Pero según un estudio del DOE, incluso estas cifras infames podrían ser demasiado optimistas: “la producción inicial de cada pozo podrá ser de hasta 105 bd, pero la producción sostenida [...] será de aproximadamente 40 bd” (DOE/IEA, 1983a: 45).

⁶⁸ Baker, art. cit.: 38.

“una revisión cuidadosa del desempeño de Pemex sugiere que es una excelente compañía de exploración [...] la cual bien podría tener éxito explorando incluso en el mar del Norte”.⁶⁹

De cualquier modo, la impropiedad de las cifras de reservas como indicadores de la “salud” de un sector petrolero se aprecia claramente cuando se considera el caso de Estados Unidos, que es el paradigma extremo de una provincia petrolera madura (para mediados de la década de los años cuarenta, este país —excluyendo Alaska— ya había sido sometido a un esfuerzo de exploración y perforación superior al que ha logrado cualquier otro hasta el día de hoy). En 1945, por ejemplo, las reservas recuperables de los *Lower 48* totalizaban 20 000 mmb. Sin embargo, la producción estadounidense de los siguientes 42 años totalizó 100 000 mmb, y al final de este periodo aún quedaban 20 000 mmb sobrantes en calidad de reservas.⁷⁰ Y lo que desbanca por completo la interpretación alarmista de las cifras de reservas mexicanas es que no existe ninguna razón para dudar que este proceso, *mutatis mutandis*, se puede repetir en México.

De todo lo anterior debe concluirse que las contribuciones potenciales de las compañías petroleras internacionales para el sector *upstream* mexicano, en los rubros de manejo de riesgos, tecnología y capital, son de naturaleza más bien limitada. Coincido con George Baker cuando sostiene que “si se requiriera la colaboración de empresas [extranjeras] para complementar los esfuerzos de Pemex en exploración y producción, los diseñadores mexicanos de políticas mostrarían una gran irresponsabilidad si pretendieran que dicha opción no existe”.⁷¹ Pero espero que mi análisis demuestre que la desinteresada colaboración de las compañías sale sobrando en estos momentos. La geología dicta: no tiene sentido otorgar concesiones petroleras en México.

El verdadero desafío al cual se enfrenta Pemex ahora es el de desarrollar las habilidades gerenciales de sus cuadros administrativos, ya que sólo así estará en posición, por un lado, de llevar a cabo sus operaciones de manera eficiente, y por otro, de integrar recursos financieros y tecnología de manera coherente. Obviamente, que Pemex supere este reto es un asunto de enorme importancia, ya que el gobierno me-

⁶⁹ Baker, 1993: 27.

⁷⁰ Hay muchos otros ejemplos similares: en 1943 el campo californiano Kern River (descubierto en 1899) tenía reservas recuperables de tan sólo 54 mmb. Sin embargo, en los 43 años subsiguientes se extrajeron de ese campo 736 mmb y al final de este periodo sus reservas recuperables totalizaban más de 900 mmb (Adelman, 1989: 9).

⁷¹ Baker, 1992: 38.

xicano necesita la aportación de la industria petrolera para completar la tarea de la reforma estructural de la economía mexicana (no cabe duda de que una industria petrolera fuerte es una condición necesaria para que haya unas finanzas públicas sanas, así como una balanza comercial más o menos equilibrada). Desafortunadamente, la salud de Pemex se encuentra minada, a consecuencia de insuficientes flujos de inversión a lo largo de la década de los años ochenta. Es indudable que los sacrificios de aquellos años han dejado graves huecos en la estructura de la paraestatal, deficiencias que tendrán que ser paliadas antes de que Pemex pueda aspirar seriamente a ser una compañía petrolera capaz de competir en el mercado petrolero internacional. Por lo tanto, en los próximos años Pemex tendrá que invertir una gran cantidad de capital para incrementar sus reservas de gas natural y crudo, con el fin de responder al aumento de la demanda interna, mantener constante su plataforma de exportación de crudo y mejorar la calidad de sus productos petrolíferos. Precisamente para facilitar el cumplimiento de estas tareas, la compañía ha decidido emprender un proceso de reestructuración radical, el cual supone una redefinición del mandato de Pemex en términos económicos más estrictos. Por supuesto, la esencia de dicho mandato aún será proveer a México de los hidrocarburos que para su desarrollo necesita; sin embargo, el abandono de aquellas políticas que privilegiaban objetivos volumétricos y la autosuficiencia a ultranza permite a Pemex consolidar su posición mediante la generación y movilización de recursos, así como la eficiente absorción de estos últimos. De esta manera, al descentralizar el proceso de toma de decisiones, aumentar la responsabilidad de sus cuadros administrativos y hacer más transparentes sus operaciones, la reestructuración permitirá a Pemex cumplir con sus objetivos primarios de manera más eficiente.

La manifestación más visible de la reestructuración de Pemex es su división –en un sentido horizontal– en cuatro compañías operadoras y un *holding* corporativo. Cada una de estas compañías es independiente de las demás, y cuenta con su propio consejo de administración, activos y personal de soporte.⁷² Por su parte, el corporativo de Pemex se

⁷² Pemex Exploración y Producción es responsable de todas las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en territorio mexicano; asimismo, opera todos los sistemas de recolección de crudo y las terminales de exportación. Pemex Refinación suministrará todos los productos refinados que el mercado mexicano requiere, y opera seis refinerías, 85 terminales de distribución y todos los ductos de transporte de petrolíferos. Pemex Gas y Petroquímica Básica tendrá la misión de suministrar al mercado

encarga de establecer la estrategia general del grupo, de coordinar las operaciones de las subsidiarias y, finalmente, de manejar el capital global del grupo. Pero dicha reestructuración también implica un muy importante replanteamiento, mediante el cual se busca que la compañía concentre su atención en actividades en las que goza de alguna ventaja comparativa, y que abandone otras que tengan una naturaleza periférica. Se espera que este proceso de retirada estratégica permita disminuir los costos operativos de las subsidiarias, y maximizar los flujos de caja de las mismas.⁷³

Sin embargo, es obvio que la reestructuración de Pemex no basta por sí sola para asegurar que la modernización de la industria petrolera mexicana se lleve a buen término. El caso de PVSA (una empresa paraestatal muy bien organizada, cuyas posibilidades de expansión han sido socavadas por la sangría económica a la que la ha sometido el gobierno venezolano) ha dejado en claro al gobierno mexicano que —al decir de John Kenneth Galbraith— “el poder para gravar impuestos es, ciertamente, el poder para destruir”,⁷⁴ y que, en consecuencia, es imperativo alterar el régimen fiscal con el cual se gravan las actividades económicas de Pemex. El objetivo último de esta reforma es lograr que la empresa tenga una base financiera sólida, para que pueda tomar mejores decisiones de operación e inversión, así como financiar su desarrollo a partir de sus propios flujos de caja (en pocas palabras, lo que se busca es la autosuficiencia financiera de Pemex). Como señalara acertadamente Rafael Alonso Ravard, antiguo presidente de PVSA, si una empresa petrolera paraestatal no goza de esta autosuficiencia, se encontrará en la necesidad de pedirle fondos al gobierno, o bien, de endeudarse en el extranjero. La primera alternativa es con-

mexicano gas LP, gas natural y petroquímicos primarios (etano, propano, butanos, pentanos, hexano, heptano, nafta y negro de humo); además, operará todas las plantas de gas, ductos para gas LP, ductos de transmisión de gas natural y plantas de petroquímica básica de México. Finalmente, Pemex Petroquímica Secundaria operará todas las plantas petroquímicas restantes de Pemex (la mayoría de las cuales se espera que pronto sean privatizadas).

⁷³ Hasta el momento, la parte de la reestructuración vertical de Pemex que ha recibido más publicidad en los medios internacionales ha sido la relativa a los contratos “llave en mano”, concedidos a compañías estadounidenses para perforar pozos en la sonda de Campeche. Los ahorros que esto puede rendir quedaron de manifiesto en septiembre de 1991, cuando la compañía estadounidense Triton perforó un pozo de 17 000 pies de profundidad en 127 días, exactamente la mitad del tiempo que hubiera requerido un equipo de perforación de Pemex (*PE*, octubre de 1992, p. 12).

⁷⁴ Galbraith, 1976: 111.

tradictoria, ya que, en países como México y Venezuela, la industria petrolera provee al gobierno de la mayoría (o cuando menos una parte importante) de sus fondos, mientras que la segunda alternativa es inaceptable porque se traduce en una seria erosión de la libertad de decisión y acción de la paraestatal.⁷⁵

El régimen fiscal en vigencia hasta 1992 no era particularmente bueno para fomentar la solvencia financiera de Pemex, ya que la manera algo simplista con que se calculaba la base gravable de la compañía⁷⁶ complicaba enormemente la planeación de gastos de capital, propiciaba la transferencia de renta de las actividades de producción y exploración a las de refinación, y fomentaba la descapitalización de la compañía.⁷⁷ En contraste, el nuevo sistema impositivo diseñado para regir las actividades de Pemex a partir de 1993 ha buscado imitar los mecanismos de recaudación fiscal que el Reino Unido y Noruega usan para regular las actividades de las grandes compañías petroleras internacionales en el mar del Norte. Justamente debido a las semejanzas que el nuevo mecanismo fiscal mexicano guarda con el régimen fiscal de países que permiten la propiedad privada en concesión de sus recursos petroleros, hay quien lo ha considerado como un heraldo de la privatización de Pemex.⁷⁸ Sin embargo, esto no es más que un anhelo sin fundamento, ya que, como señaló de manera algo confusa un funcionario de la empresa, "el [verdadero] objetivo es que el gobierno tenga un instrumento central de control sobre Pemex, pero que la deje trabajar como cualquier empresa privada extranjera, a fin de que ya no les tenga que controlar todos los ingresos y egresos".⁷⁹

El nuevo régimen fiscal petrolero en México consta de tres diferentes impuestos: el impuesto sobre la extracción de petróleo, el impuesto especial sobre producción y servicios, y finalmente, el impuesto corporativo sobre la renta.⁸⁰ El primero de estos impuestos (muy simi-

⁷⁵ Coronel, 1983: 227.

⁷⁶ La Secretaría de Hacienda calculaba el monto de los ingresos totales que recibiría Pemex a lo largo del año por todos los conceptos, le restaba la suma de los gastos de operación y el monto autorizado para gastos de inversión de la compañía, y definía el monto sobrante como los adeudos de Pemex por concepto de impuestos.

⁷⁷ Ya que Hacienda gravaba montos que deberían haber estado exentos de impuestos (por concepto de depreciación de activos fijos).

⁷⁸ "El nuevo mecanismo impositivo facilitaría una apertura eventual del sector *upstream* mexicano a [...] la participación extranjera" (*PNW*, 16 de noviembre de 1992, p. 1).

⁷⁹ *El Financiero*, 9 de febrero de 1993.

⁸⁰ El IVA será aplicado a todas las ventas de las subsidiarias de Pemex, incluyendo las transacciones que se realicen entre éstas.

lar a lo que era el *Petroleum Revenue Tax* británico, hasta antes de las reformas que le hiciera Norman Lamont en 1993) busca extraer la renta económica que generan las reservas de crudo. Al igual que en el mar del Norte, distintas tasas de gravación pesarán sobre la producción de hidrocarburos de acuerdo con la zona en que ésta tenga lugar (la tasa para Campeche, huelga decir, será la más alta, seguida de la del sureste; habrá una tercera tasa que se aplicará en el resto del país). Los gastos de inversión de Pemex serán deducibles para efectos del cálculo de la base gravable por concepto del impuesto a la extracción del petróleo. Por otra parte, el impuesto (que pagará solamente Pemex Refinación) está diseñado para lograr que el fisco mexicano absorba toda la diferencia que existe entre lo que recibiría un comerciante al mayorero estadounidense de gasolina o diesel por cada galón vendido en la costa del golfo de Estados Unidos, y lo que recibe Pemex por la venta de estos productos en México.

En suma, la reestructuración organizacional de Pemex y la reforma fiscal en materia petrolera son dos elementos que contribuirán de manera decisiva a la transformación de aquélla en una compañía petrolera “moderna”. A pesar de que la situación de la empresa no es tan difícil como muchos analistas extranjeros piensan (o quisieran), considerar que Pemex tiene su futuro asegurado sería un grave error, ya que muchas de las tareas que tiene por delante en este momento representan un gran desafío incluso para cualquier compañía petrolera de primer nivel.⁸¹

CONCLUSIONES

Como se ha apuntado en este texto, no obstante que las condiciones históricas parecen ser favorables para que las grandes compañías pe-

⁸¹ Sirva como ejemplo el desafío que plantea la evolución de la industria del gas natural en México. En la próxima década, Pemex tendrá que crear una compañía de gas integrada –Pemex Gas– casi a partir de la nada: 85% de las reservas mexicanas de gas está constituido por gas asociado, es decir, la mayor parte de la industria mexicana del gas natural existe sólo como una consecuencia secundaria de las actividades de exploración y producción de crudo. Esta creación será una empresa sumamente difícil, ya que la estructura de costos en las cuencas sedimentarias mexicanas continuará siendo favorable a la exploración petrolera (en Campeche y Reforma, donde sólo 18% de los hidrocarburos *in situ* está constituido por gas natural, los costos de exploración y desarrollo promedio de los yacimientos suman 0.18 USD/millón de pies cúbicos de gas [mpcg]; en contraste, en los yacimientos de la frontera norte, estos costos suman 0.8 USD/mpcg).

troleras vuelvan a controlar una porción importante de las reservas de crudo mundiales, sería un error concluir que este proceso de desnacionalización tenga que darse forzosamente en todos los países petroleros. Ello es así debido a que, a pesar de la retórica de las compañías petroleras, no es lo mismo buscar petróleo en el Medio Oriente que en las profundidades del mar del Norte. En pocas palabras, en materia petrolera, el mundo es profundamente orwelliano; hay países que son "más iguales" que otros y que, en consecuencia, no tienen por qué considerarse sujetos a las mismas limitaciones que constriñen a sus pares geológicamente menos afortunados. Sin embargo, el fin de la guerra del Golfo, así como la ola triunfalista que lo acompañó en el ámbito petrolero de los países del primer mundo, llevaron a subestimar este hecho tan simple como contundente. Pero ahora que la tolvanera que la guerra levantó parece haberse asentado, el aparente coqueteo de países como Arabia Saudita o Kuwait con las grandes compañías petroleras internacionales, alentado por consideraciones de seguridad, ha llegado a su término y ha dejado nuevamente en claro que la explotación de petróleo continuará siendo una actividad restringida al Estado. Esta lección no ha pasado desapercibida en México, y su gobierno parece haber decidido que no merece la pena comprometer las reservas de petróleo del país en respuesta a presiones políticas de carácter coyuntural (como las que han surgido a partir de los problemas de la firma del Tratado de Libre Comercio, o para el caso de Arabia Saudita y Kuwait, las que aparecieron a raíz de las escapadas militares de Saddam Hussein).

La segunda conclusión que se desprende de este artículo es que la geología —como la suerte— es impredecible. La comparación del estado actual de los sectores petroleros de México y Venezuela demuestra la validez de esta afirmación. No cabe duda de que tanto Pemex como PVSA se vieron profundamente afectadas por largos años de pésima administración gubernamental. Sin embargo, si la eficiencia fuese el único criterio por tomar en consideración, parece claro que PVSA —una compañía bien manejada y eficiente a lo largo de toda su historia (cualidades que ni su más inveterado apologista podría atribuirle a Pemex)— merecería estar en una mejor posición que la que hoy ocupa. En cambio, de acuerdo con los estándares de eficiencia impuestos por PVSA, Pemex merecería una calificación mucho menor que la que parece tenerle deparada el destino en estos momentos. Pero el azar geológico, por lo visto, ha dado otra oportunidad al coloso mexicano. Sólo resta ver si Pemex sabrá aprovechar esta oportunidad, que bien podría ser la última.

Bibliografía

LIBROS Y ARTÍCULOS

- Adelman, Morris A. (1989), "Mideast Governments and the Oil Price Prospect", *The Energy Journal*, vol. 10, núm. 2, pp. 15-24.
- (1972), *The World Petroleum Market*, Baltimore, The Johns Hopkins University Press.
- Allison, Graham T. (1971), *Essence of Decision. Explaining the Cuban Missile Crisis*, Boston, Little, Brown and Company.
- Baker, George (1993), "Leaked Government Documents Point to Deeper Mexican Petroleum Privatization", en *Oil & Gas Journal*, vol. 91, núm. 33, pp. 26-27.
- (1992), "Reserves Dispute Points to Need for US-Mexico Cooperation on Oil E & D", en *Oil & Gas Journal*, vol. 90, núm. 10, pp. 34-38.
- Boué, Juan Carlos (1993), *Venezuela. The Political Economy of Oil*, Oxford, Oxford University Press.
- The British Petroleum Company (1975-1991), *BP Statistical Review of World Energy*, Londres, BP.
- Brown, Keith C. (1989), "Reserves and Reserve Production Ratios in Imperfect Markets", en *The Energy Journal*, vol. 10, núm. 2, pp. 177-186.
- Carlson, Sevinc (1983), *Mexico's Oil. Plans, Programs and Potentials for the 1980's*, Nueva York, Piatt's Oilgrams/McGraw-Hill.
- CEPET (1989), *La industria venezolana de los hidrocarburos*, Caracas, Ediciones del Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus Filiales, 2 vols.
- Coronel, Gustavo (1983), *The Nationalization of the Venezuelan Oil Industry. From Technocratic Success to Political Failure*, Lexington, Lexington Books.
- Demaison, G. J. (1978), "Tar Sands and Super Giant Oil Fields", *Oil & Gas Journal*, vol. 76, núm. 30, pp. 202-205.
- Department of Energy (DOE) y Energy Information Administration (EIA) (1983a), *The Petroleum Resources of Mexico*, Washington, National Energy Information Center.
- (1983b), *The Petroleum Resources of Venezuela and Trinidad and Tobago*, Washington, National Energy Information Center.
- Galbraith, John Kenneth, 1976, *Money. Whence It Came. Where It Went*, Nueva York, Bantam.
- Hilton, Andrew C. E. (1992), "Oil, Energy and Capital: a Coming Crunch?", *Energy Policy*, vol. 20, núm. 10, pp. 963-972.
- McGowan, Francis (1990), "The Development of Orimulsion and Venezuelan Oil Strategy", *Energy Policy*, vol. 18, núm. 10, pp. 913-926.
- Mezger, Dorotea (1981), "Crisis energética y nueva división internacional del

- trabajo. Interrogantes”, en Marcos Kaplan (ed.), *Petróleo y desarrollo en México y Venezuela*, México, UNAM/Nueva Imagen.
- Ministerio de Energía y Minas de la República de Venezuela (MEM) (1989), *Petróleo y otros datos estadísticos*, Caracas, MEM.
- Nehring, Richard (1980), “The Outlook for World Oil Resources”, en *Oil & Gas Journal*, vol. 78 núm. 42, pp. 170-175.
- Noreng, Oystein (1980), *The Oil Industry and Government Strategy in the North Sea*, Boulder, ICEED.
- Petróleos de Venezuela, S. A. (PVSA) (1976-1991), *Annual Report*, Caracas, PVSA.
- Petróleos Mexicanos (Pemex) (1985-1992), *Anuario estadístico*, México, Pemex.
- Riva, Joseph P. (1991), “Dominant Middle East Oil Reserves Critically Important to World Supply”, *Oil & Gas Journal*, vol. 89, núm. 48, pp. 62-68.
- Ronfeldt, David, Richard Nehring y Arturo Gándara (1980), *Mexico's Petroleum and U.S. Policy: Implications for the 1980s*, Santa Mónica, Rand Corporation.
- Seymour, Adam (1992), *Refining and Reformulation: The Challenge of Green Motor Fuels*, Oxford Institute for Energy Studies.
- Sosa Pietri, Andrés (1993), *Petróleo y poder*, prólogo de Arturo Uslar Pietri, Caracas, Editorial Planeta Venezolana.
- Tiratsoo, E. N. (1984), *Oilfields of the World*, Beaconsfield, Scientific Press Ltd.
- Tugwell, Franklin (1975), *The Politics of Oil in Venezuela*, Stanford, Stanford University Press.
- World Petroleum Congress (1983), *Classification and Nomenclature Systems for Petroleum and Petroleum Reserves*, Nueva York, John Wiley & Sons.

PUBLICACIONES PERIÓDICAS

- The Economist*.
- Energy Economist (EE)*.
- El Financiero*.
- International Petroleum Encyclopedia (IPE)*.
- International Energy Agency Oil Market Report (IEA)*.
- Oil Daily Energy Compass (EC)*.
- Oil & Gas Journal (O&GJ)*.
- OPEC Bulletin (OB)*.
- Platt's Oilgram News (PON)*.
- Petroleum Economist (PE)*.
- Petroleum Intelligence Weekly (PIW)*.
- Shell World*.
- Weekly Petroleum Argus (WPA)*.
- World Gas Intelligence (WGI)*.

