

CAPÍTULO VI

EL SURGIMIENTO DE UNA NUEVA INDUSTRIA PETROLERA INTERNACIONAL Y SUS IMPLICACIONES SOBRE EL DESEMPEÑO Y EL POSICIONAMIENTO DE PEMEX

Introducción

La empresa pública Pemex, una pieza central de la reforma del sector energético en México, tuvo que tomar en cuenta en algún momento las realidades internacionales de manera cada vez más intensa. Esta atención a los procesos internacionales comenzó en la segunda mitad de los años de 1970 cuando México regresó con fuerza al mercado petrolero y alcanzó de nuevo un nivel significativo de exportaciones. Si hubiera entrado en la OPEP, por el nivel de exportaciones que alcanzó rápidamente, hubiera podido ocupar desde la segunda mitad de los años setenta uno de los primeros lugares, después de Arabia Saudita, de la URSS y de Estados Unidos.

En una primera fase, después de su regreso al mercado internacional, en un período en el cual los precios se orientaban al alza, México pretendió moverse solo. Pero, después de la crisis de 1982, cuando los precios internacionales permanecieron en niveles bajos, sobre todo cuando se desplomaron en 1986, México se acercó a los principales países exportadores, en particular a los miembros de la OPEP, y comenzó a desarrollar un enfoque más sofisticado del mercado internacional.

El descubrimiento de las nuevas realidades industriales, tecnológicas y financieras de la industria petrolera internacional se remonta a una fecha más reciente: tuvo lugar paralelamente a la apertura de la economía y fue uno de los elementos presentes en la reorganización de Pemex. Hoy en día se ha tomado una conciencia más clara sobre la necesidad que tiene Pemex de situarse frente a la nueva industria petrolera internacional, a sus nuevas formas de organización, de asociación y de competencia, a sus nuevas tecnologías y a sus nuevos actores.

Pemex ya no tiene, como en el pasado, la opción de encerrarse en una economía protegida; pero elementos de su historia, incluso de su trayectoria internacional reciente, le impiden definir claramente el tipo de relaciones que puede mantener con la industria petrolera internacional y el tipo de transformaciones que ello le exigirá en su organización y en sus relaciones con la economía. Visiones rentistas se mezclan en su estrategia con aspectos que se interesan en criterios y desempeños económicos, así como en el papel de la competencia y del progreso técnico.

Pemex se encuentra en tensión entre esas visiones y también entre las realidades de una economía sujeta a una inestabilidad permanente desde hace un cuarto de siglo y su necesidad de una nueva ubicación internacional. En esa perspectiva, dos vías parecen posibles para Pemex, además de las que se pueden descartar, es decir, la apertura o la privatización integral. Ellas son:

- Continuar ligado al Estado por cierto tipo de relaciones (fiscales, políticas, ...), a sus consumidores y a sus proveedores, sin romper definitivamente con el Modelo Mexicano de Organización Petrolera

(MMOP). De seguir ese camino, Pemex daría la espalda a los cambios en la economía, en la industria petrolera internacional y dentro de su propia organización;

- Reforzarse como empresa pública moderna en el contexto de una nueva política industrial y tecnológica, aprovechando la apertura de la economía y las posibilidades que presenta la nueva industria petrolera internacional.

Este trabajo se sitúa en esta última perspectiva. En ese sentido, continuaré profundizando la hipótesis que comencé a explorar en esta segunda parte: una empresa pública petrolera puede ser viable en una economía que se orienta a la apertura, la liberalización y nuevas formas de inserción en la economía global. Lo mismo sucede con una reforma de las industrias energéticas que pone a la empresa pública en el centro del dispositivo sectorial.

Sin embargo, en el caso de Pemex, indefiniciones, contradicciones e incongruencias, tanto conceptuales como de estrategias y comportamientos, continúan pesando. Para avanzar en el necesario esfuerzo de definición y de proposición se procederá en este capítulo de la siguiente manera:

- Se estudiará la trayectoria internacional reciente de Pemex, a partir de la segunda mitad de los años de 1970. En ese estudio se mostrará que esa trayectoria consiste en pasar de un reconocimiento del mercado petrolero al reconocimiento de una nueva industria petrolera internacional, hecho que todavía no ha integrado plenamente en su comportamiento y estrategias;
- Se pondrán en evidencia las ambigüedades y las incongruencias que subsisten en el comportamiento de Pemex, las cuales provienen de una estrategia que no se decide entre la renta y la ganancia y entre su papel como gran empresa petrolera internacional y sus funciones y responsabilidades como empresa pública;

Al analizar los dos puntos precedentes, se harán breves referencias a las evoluciones de otros países productores para comprender mejor la trayectoria y las perspectivas de Pemex, en particular en lo que respecta a las necesarias rupturas con las concepciones y las dinámicas rentistas.

La conclusión de este capítulo se orientará hacia la necesidad de eliminar las incongruencias que subsisten para que esta empresa pública petrolera, la cual constituye la pieza maestra de la reforma del sector energético, sea plenamente viable en una economía abierta y liberalizada. No basta centrarse en el *upstream* petrolero y del gas -una actividad en la cual Pemex ejerce un monopolio legal y en donde dispone de un elevado potencial de acumulación-, y de apostar en él para desarrollarse y continuar su expansión. Si Pemex se

considera una empresa petrolera moderna, no puede ignorar los comportamientos y la lógica de expansión de esas compañías que reposan sobre la competitividad, la ganancia y el progreso técnico.

Sección 1. El regreso al mercado internacional y el redescubrimiento de los dilemas productivos-rentistas

Como se vio anteriormente, hasta el principio de los años de 1970, las relaciones de Pemex con el mercado petrolero internacional eran marginales y caracterizadas por la autosuficiencia. No obstante, en los primeros años de esa década se había convertido en importador neto: en 1973 las importaciones petroleras equivalían a 20% de la producción nacional de petróleo. Ese mismo año Pemex obtuvo la primera producción de un nuevo campo en Tabasco-Chiapas y con ello empezó una nueva etapa para México. En ella México pasará de un enfoque simple del mercado internacional a un enfoque complejo y sofisticado (§ 1). Habiendo optado por no entrar en la OPEP, se vio obligado, sin embargo, a confrontarse a las nuevas realidades que afectaban a los países productores-exportadores y a los dilemas productivos-rentistas (§ 2).

§ 1. *El paso de un mercado de vendedores a un mercado de compradores y sus implicaciones para México*

Como se vio en el Capítulo III, la expansión de Pemex después de los nuevos descubrimientos petroleros, sobre todo con la nueva política instaurada después de 1977, fue desordenada y condujo a múltiples problemas, tanto en la economía como en la industria petrolera misma. En un primer momento, Pemex continuó haciendo lo que sabía hacer: producir, teniendo como criterio el aumento cuantitativo de las reservas, de la producción y de las exportaciones (punto 1). Enseguida, cuando el mercado se transformó en mercado de compradores Pemex tuvo que tomar en cuenta las complejidades y las nuevas sofisticaciones del mercado internacional (punto 2).

1. En una primera etapa: un retorno al comercio internacional que privilegia criterios físicos

La penetración en el mercado internacional se hizo a gran velocidad y en 1975 México volvió a ser exportador neto. Cuatro años después, en 1979, México se une al grupo de grandes exportadores al colocar en el mercado más de medio millón de barriles diarios. Pero no entra en la OPEP y prácticamente no tiene contactos con los países exportadores: atraviesa ese «segundo choque» sin problemas para situar sus exportaciones -las cuales en 1981 se acercan a los 1.5 millones de b/d- y se contenta con seguir el precio marcado por la OPEP.

Hasta ahí, México no había encontrado dificultades para colocar su petróleo: las limitaciones eran sus capacidades físicas, no la falta de mercados.

Con el incremento de las exportaciones, se incrementan también las entradas de divisas: las que provienen de las exportaciones petroleras y las del endeudamiento garantizado por el petróleo. En medio del auge petrolero, el gobierno parece tomar conciencia de los riesgos de una expansión descontrolada, pero la respuesta es de naturaleza defensiva. En 1980, con el primer Programa de Energía se fijarán límites a las exportaciones: no deberán pasar de 1.5 millones de b/d y las dirigidas a Estados Unidos no deberán pasar de 50% del total o más del 20% de las importaciones de este último. En adelante el crecimiento de la producción petrolera debería dirigirse únicamente hacia la satisfacción del incremento de la demanda interna.

En 1981, México inició el movimiento de baja de precios e hizo frente a numerosos problemas en la transición entre un mercado de vendedores y un mercado de compradores, así como para proceder a los ajustes necesarios como consecuencia de la caída de precios y de ingresos petroleros. A partir de 1983 la contracción de la inversión petrolera sería radical; las exportaciones se mantendrían en el nivel alcanzado a finales del auge, pero los ingresos caerían de manera drástica y serían subordinados a la política de ajuste estructural generalizado de la economía. Cuando, en 1986, el precio del crudo mexicano bajó a 11.84 dólares, cuando se encontraba aún en 25.40 el barril en 1985, la economía mexicana sufrió un severo choque externo: los ingresos provenientes de las exportaciones pasaron de 13.3 mil millones de dólares a 5.6 mil millones y esa pérdida representó 6.7% del PIB.

2. Una mayor sofisticación, pero dificultades para encontrar un lugar en un mercado renovado

Con los cambios en el mercado, en la década de 1980, México intentó seguir una política más prudente para contribuir a estabilizar los precios y para modernizar su presencia en los mercados internacionales¹: la creación de un organismo especializado (Pemex Comercio Internacional); la elaboración de fórmulas sofisticadas para fijar los precios y seguir su evolución; la consideración de los riesgos inherentes a la comercialización de productos energéticos². Pero sobre todo, México debió reconocer durante los años ochenta la necesidad de entrar en relación con los países productores y de cooperar con ellos. México empezó a asistir como observador a reuniones de la OPEP y a reunirse con exportadores que no eran miembros de esa organización.

¹ De hecho, fue México el primer país que se orientó hacia una fijación de precios que tomara más en cuenta los mecanismos del mercado.

² Sobre la administración del riesgo y la utilización de los nuevos instrumentos financieros por Pemex, ver Pedro Haas y Martha Navarro [XI-1995].

Durante la presente década, en particular desde el principio de su segunda mitad, los objetivos de Pemex frente al mercado internacional han sido incrementar sus niveles de exportación, tal como se vio en el Capítulo IV, para mantener un flujo de divisas hacia el gobierno federal. Esta decisión influyó sin duda en la coyuntura que se creó en el mercado petrolero hacia fines de 1997 (para actualizar esta problemática es útil referirse al Apéndice 2 "La coyuntura petrolera reciente: ¿nueva era de los precios y/o nueva industria petrolera internacional?") Esas exportaciones han sido básicamente de petróleo crudo y se han orientado en cerca de 80% hacia Estados Unidos. El objetivo que se propuso Pemex para todo 1997, es decir, situar sus exportaciones en 1.71 millones de b/d, fue sobrepasado a fines del primer semestre de ese año³. Con Arabia Saudita, Venezuela y Canadá, México forma parte del grupo de los más importantes proveedores de Estados Unidos, tal como se puede apreciar en los cuadros situados en el anexo de este capítulo. En este contexto, la situación geográfica de México es clave para el aprovisionamiento de Estados Unidos, tanto por la Costa del Golfo de México como por la Costa Oeste. De ahí la importancia estratégica del Istmo del Tehuantepec en donde el Atlántico y el Pacífico prácticamente se juntan por un sistema de terminales de exportación y de ductos⁴.

Pemex ha aumentado sus exportaciones, pero no por ello ha aumentado sus márgenes de maniobra frente a las fluctuaciones del mercado internacional. Sigue siendo vulnerable. Algunos ejemplos: en abril 1997, las exportaciones de petróleo crudo de México aumentaron 16.4% en volumen, en relación con las del mismo mes de 1996, pero los ingresos de divisas disminuyeron en 4.4%. Los precios que habían alcanzado 21.66 dólares en diciembre 1996, disminuyeron en 27% hacia fines del primer trimestre de 1997. En esa situación, y tomando en cuenta el lugar que las divisas petroleras ocupan en el presupuesto federal y en el comercio exterior, el único elemento disponible de política petrolera para Pemex ha sido aumentar la extracción y las exportaciones. Esa política le dio resultado durante un tiempo (a partir de 1995), pero México no tiene los márgenes de maniobra que tienen, por ejemplo, Venezuela o Arabia Saudita, entre otras razones a causa de la estructura y dinámica de su consumo interno⁵.

³ Las exportaciones totales de México durante el primer semestre de 1997 se elevaron a 1.8 millones de b/d, de las cuales el 78% se orientó hacia Estados Unidos. Cf. Pemex, Documento presentado en la «Petroleum Management Executive Session», Institut Français du Pétrole, París, Julio 1997. La composición de las exportaciones de México, durante ese primer semestre de 1997, fue la siguiente: 61% Maya (22°), 11% Istmo (34°) y 28% OImeca (39°). Cf. Pemex [1997].

⁴ El sistema de ductos este-oeste comprende líneas paralelas que pueden transportar 550 000 b/d de «Maya» (pesado) y 350 000 b/d de «Istmo» (ligero).

⁵ Se ha planteado la posibilidad de actuar sobre ese consumo y su estructura. Por ejemplo, un mayor consumo de gas natural permitiría obtener más crudo para las exportaciones, ampliando así el margen de maniobra. Sin embargo, en la actualidad varias restricciones exis-

México, tomando en cuenta los niveles de su costo promedio de producción de petróleo crudo (2.63 dólares por barril), mantiene un margen significativo en relación con los precios internacionales. Esto podría continuar así durante cierto tiempo, aun si las condiciones de exploración, de desarrollo y de producción no cambian radicalmente. Pero México no podrá escapar a la larga a los logros organizacionales y tecnológicos realizados en ese campo por las compañías petroleras, incluso públicas como Petrobras o PDVSA.

Es respecto a este punto que un enfoque puramente comercial o rentista sobre la escena internacional petrolera no es suficiente. Para comprender bien este punto es indispensable tener presentes las experiencias de los países productores-exportadores.

§ 2. *Los países productores-exportadores y las dinámicas internacionales después de 1973*⁶

Varios países exportadores, al convertirse en actores importantes en la escena internacional en los años de 1970, buscaban proyectarse al futuro y romper con un pasado de países condenados a la exportación de productos básicos energéticos, minerales o agrícolas.

Hoy en día los países en desarrollo, exportadores de petróleo, tienen graves problemas económicos. No hay uno sólo que forme parte de los países que han logrado una inserción internacional a través de la exportación de ma-

ten (financieras y de otro tipo) para un mayor desarrollo y utilización de gas natural. Por lo demás, contrariamente a Venezuela o a otros países del Golfo, Pemex no ha diversificado ni sus mercados ni sus exportaciones: exporta principalmente crudo hacia Estados Unidos.

⁶ La redacción de este apartado se inspira en un material que escribí hace unos años [X-1994b]. Para una profundización de las evoluciones divergentes que han tenido lugar después de 1973, véase la tesis de R. Delgado Wise [IX-1996]. Este autor afirma que el cambio central que tuvo lugar durante los años 1970 "implicó el reemplazo en el sector de una forma de ganancia extraordinaria, la renta petrolera, por otra: la que se deriva de la innovación tecnológica" (p. vi). Aunque constata que la renta, la cual controló durante largo tiempo el desarrollo del sector, se encuentra en declinación, su análisis no desemboca en la proposición de eliminarla. Es importante, sin embargo, comprender su importancia real: "Me estoy refiriendo a la menor importancia de esos excedentes de ganancia [renta de la tierra] como fuerza conductora detrás del crecimiento del sector. En otras palabras, la declinación de la renta se refiere a **un punto de reorientación estratégica en la trayectoria de la industria petrolera**, que le proporciona una oportunidad para vencer las limitaciones a las cuales la naturaleza de los depósitos de crudo la ha sujetado", p. 2. La declinación de la renta ha tenido consecuencias sobre el papel de los actores: "como parte de ese punto de cambio de trayectoria, **las riendas del proceso de crecimiento de la industria petrolera han sido transferidas de las manos de los que controlan los recursos naturales a las de los que controlan la innovación tecnológica** en el campo. Esto significa que las ganancias extraordinarias generadas por estos últimos medios son los que determinan las nuevas direcciones del crecimiento del sector, como parte de un proceso que se alimenta a sí mismo de renta petrolera y en el cual la renta se ve forzada a cavar su propia tumba", p.2. Las cursivas resaltadas son mías.

nufacturas, de la transferencia controlada de tecnologías o de la introducción en los procesos virtuosos de la productividad y de la competitividad. A esos problemas se juntan ahora, como se vio en el Capítulo IV, cuestionamientos en el campo de la soberanía y de la propiedad de los recursos naturales.

Los países productores-exportadores siempre han estado en relación con la industria petrolera internacional, aún -quizás sobre todo- cuando han sido capaces de reivindicar sus derechos de propietarios de los recursos, de introducir en su aparato productivo ciertos elementos de la cadena petrolera y de beneficiar a sus economías no solamente con ingresos de divisas sino también con un foco de acumulación. En los años de 1970, varios países productores-exportadores de petróleo vieron fluir hacia sus economías recursos financieros susceptibles -así se creía- de eliminar los obstáculos estructurales para orientarse hacia un desarrollo duradero. De hecho se encontraron en el centro de una transición de la industria petrolera internacional en la cual no lograron introducirse ni comprender (punto 1); ahora están obligados a reconsiderar a fondo y a superar el «modo de desarrollo petrolero rentista» (punto 2).

1. Una bifurcación en la industria petrolera: las lógicas productivas y rentistas en el plano internacional

El primer "choque petrolero" no solamente puso en evidencia problemas de aprovisionamiento o de precios sino también fenómenos que cuestionaban las estructuras productivas y factores institucionales que habían acompañado el crecimiento de la posguerra. Este crecimiento estaba basado en una disponibilidad de recursos petroleros naturales prácticamente libre: en su precio el reconocimiento de los derechos de los propietarios de los recursos y la remuneración de esos derechos no era introducida, o lo era de manera poco significativa. Los bajos precios que de ello resultaba fue uno de los elementos de las orientaciones productivas y tecnológicas de los países consumidores desarrollados cuyos límites se hicieron evidentes con el aumento de los precios que tuvo lugar en la década de los años de 1970.

Un cuarto de siglo después del "primer choque", el cuadro energético, productivo y tecnológico de los países industrializados se modificó, el mercado se encontraba distendido y los precios se encontraban de nuevo como en los primeros años de 1970. En cuanto a los países exportadores, llegaron a controlar una parte sustancial de la producción y de las reservas mundiales, efectuaron nacionalizaciones y recibieron cientos de miles de dólares correspondientes a sus derechos de propietarios y a las productividades naturales diferenciales de sus yacimientos petroleros. A partir de esos ingresos esos países buscaron hacerse un lugar en la economía mundial.

La contradicción o la paradoja de los países exportadores pueden ser planteadas de la manera siguiente: organizados en el seno de la OPEP reivindicaron su derecho a una renta y, al mismo tiempo, pretendieron a partir de re-

cursos de origen rentista promover el desarrollo de sus países, a menudo comenzando por la construcción de una industria petrolera nacional. En suma, los países de la OPEP pretendieron ser simultáneamente rentistas y capitalistas. Lo que sucedió después de 1973 podría proporcionar elementos para contar la historia bajo el ángulo de una situación que no podía durar y prácticamente sin salida en cuya base se encontraba la contradicción mencionada.

La elevación de los precios del petróleo, si bien trajo modificaciones en la organización de los intercambios y en la distribución de los ingresos provenientes del comercio internacional, no fue realmente un detonador para el desarrollo de los países productores-exportadores. Crecimiento perverso, falso desarrollo o retroceso efectivo, de diferentes maneras se ha intentado caracterizar un proceso producido por el tipo de ingresos captados y por los comportamientos a que esos ingresos dieron lugar:

- Los ingresos petroleros no estaban directamente vinculados con un proceso productivo, no tenían ninguna proporción con la actividad productiva de la cual derivaban. El excedente generado no tenía nada que ver con los insumos y los costos que intervinieron; apareció por la mediación del mercado internacional como un flujo que entró en la economía desde el exterior;
- En cuanto a los comportamientos socio-económicos en las economías rentistas, al no estar determinados por la necesidad de generar y distribuir un excedente a través del proceso productivo, sino por la competencia por un excedente que ya existía condujo a desperdicios, producción de bienes de lujo, etcétera.

Los países desarrollados⁷, por su parte, formularon políticas para pesar sobre los precios y sobre el nivel de los ingresos de los países productores⁸, promovieron las economías de energía y progresos tecnológicos para hacer frente al encarecimiento del petróleo y a la dependencia del petróleo OPEP. Es decir, al margen de los mecanismos ordinarios de reacción de un mercado cartelizado, los países industrializados efectivamente actuaron para desarrollar sustitutos al petróleo de la OPEP.

En un contexto en el cual las compañías petroleras internacionales, después de los choques petroleros y de las nacionalizaciones, se lanzaron en la carrera para lograr la reconstitución de las reservas, la disminución de los cos-

⁷ Como D. Finon lo puso en evidencia [XI-1993], las políticas energéticas de los países industrializados importadores de petróleo pueden ser tratadas en bloque, ya que a pesar de sus diferencias de tipo institucional y de otro tipo, son bastante similares en su racionalidad y objetivos.

⁸ Veinte años después del primer choque, "El poder de compra de las exportaciones petroleras de los países de la OPEP cayó en 51.4% desde 1974 y de 63.1% desde 1980", contribución de Nicolas Sarkis Coloquio "1973-1993. Energie: signaux pour le futur", Paris, 9-10 diciembre 1993.

tos y la diversificación de los aprovisionamientos, los países productores-exportadores a menudo privilegiaron comportamientos rentistas y estrategias basadas en sus ventajas puramente geológicas. En una situación ya frágil por la fuerte baja de sus ingresos consecutiva a la evolución de los precios, acumularon retrasos organizacionales y tecnológicos. En esa situación, después de haber centrado sus esfuerzos en zonas seguras, las compañías petroleras regresan ahora a los países productores-exportadores, los cuales vuelven abrir sus patrimonios mineros a las inversiones y a la tecnología extranjera.

A partir de lo que precede podría sacarse una conclusión simple: los países industrializados y sus compañías petroleras salieron mejor librados porque actuaron siguiendo una lógica de ganancia, de progreso técnico, de productividad, mientras que los países de la OPEP, al adoptar un comportamiento rentista, derrocharon o utilizaron mal las enormes sumas recibidas del exterior, las cuales no correspondían a una capacidad productiva interna.

En ese sentido, los ingresos provenientes de la simple propiedad y exportación de petróleo bloquearían inevitablemente los procesos productivos del desarrollo, los círculos "virtuosos" de la productividad, de la competitividad, del progreso técnico. Y, sin embargo, tal como lo recuerda B. Mommer a propósito de Venezuela, «la consigna de 'sembrar el petróleo' data de 1936; no se inventó en 1973. Los ingresos del petróleo generaron efectivamente una transformación del país: décadas de crecimiento sostenido, de desarrollo democrático, político y social. Con las reformas de 1943 despegó en Venezuela el ingreso petrolero fiscal y desde entonces se dio un desarrollo cuyo balance es positivo en términos generales"⁹.

Se encuentra aquí de nuevo la cuestión que se planteó en el Capítulo III: ¿lleva por sí misma la renta a los bloqueos y a los desperdicios o constituye un posible factor de desarrollo? Para continuar abordando esta cuestión es necesario pasar de los conceptos de la economía política a las instituciones que subyacen a los procesos económicos; a los comportamientos y a las estrategias de los actores.

2. El modo de desarrollo rentista en países productores-exportadores y su superación

En los países productores-exportadores, instituciones y organizaciones fueron instauradas para facilitar la captación y distribución de los ingresos rentistas según modalidades específicas. En efecto, para comprender cómo se introduce la renta en los procesos y mecanismos económicos, es necesario pasar de las lógicas económicas puras a los comportamientos y a las estrategias de los actores; de los esquemas macro-económicos a los conflictos y a las instituciones que subyacen a los procesos económicos. Por cierto, el renuevo de la teoría

⁹ Cf. la entrevista B. Mommer/Angel de la Vega Navarro publicada en *Excelsior* (Sección Financiera): "La euforia rentista hundió a la OPEP: Mommer", México, 15 abril 1994.

del desarrollo se deriva de los estudios que se interesan a los comportamientos estratégicos de las organizaciones y de los grupos. Ese renuevo se deriva también del estudio de los mecanismos institucionales y organizacionales que permiten iniciar o profundizar el desarrollo¹⁰.

En lo que respecta a los países productores-exportadores, *grosso modo*, pasaron de una situación en donde la extracción de petróleo tenía lugar fuera de un marco institucional susceptible de asegurar el respeto efectivo de la propiedad de los recursos (es decir, en el marco de relaciones coloniales y semicoloniales), a una situación en donde los marcos institucionales (constituciones, leyes, reglamentaciones ...) fueron instaurados en la dinámica de la independencia político-económica y de los proyectos de construcción de economías viables. Varios de esos países conquistaron el reconocimiento de sus derechos de propietarios (nacionalizaciones) y a menudo también la posibilidad de asumir directamente la valorización de los recursos petroleros (construcción de industrias petroleras nacionales). Después de los choques de los años 1970, esos países conquistaron un lugar preponderante en las actividades de exploración y producción y en cierta medida también en otras fases de la industria a partir del desarrollo de un tipo nuevo de organización: las empresas públicas petroleras (**EPP**).

El reconocimiento pleno de sus derechos de propietarios permitió a los países productores recuperar la renta petrolera, la cual pudo ser considerada como una condición suficiente para el financiamiento de un proceso de modernización y de diversificación de la economía. En lugar de ello, esos países sufrieron "las enfermedades" de las economías rentistas con sus diferentes secuelas: endeudamiento, debilitamiento de sus economías, conflictualidad social, etc. Algunos reconocieron abiertamente, como fue el caso de Venezuela desde mediados de los años de 1970, la existencia de una crisis del «modelo de desarrollo petrolero rentista» y del conjunto del complejo institucional que había acompañado el desarrollo de ese modelo¹¹.

El cuestionamiento de ese modo de desarrollo y de aquél en el que se pretendía que el petróleo se convirtiera en un pivote de la industrialización y del desarrollo en un marco económico protegido, tiene lugar en tres direcciones que modifican radicalmente la orientación de las políticas públicas:

- La ruptura con concepciones rentistas. Ello exige distinguir claramente la propiedad y la soberanía sobre los recursos de la organización y la valorización de esos recursos, con el objeto de orientar plenamente las in-

¹⁰ Cf. de Janvry *et al.* [II-1994].

¹¹ Véase, por ejemplo, el análisis de B. Mommer para el caso de Venezuela: "...la vieja política petrolera de orientación rentista dejó, con la nacionalización, toda una estructura institucional concebida esencialmente en función de la defensa de los intereses rentistas del país, y no en función del petróleo como actividad productiva y fuerza industrializante tal como se concibe dentro del nuevo modelo de desarrollo" B. Mommer [X-1993: p. 17].

dustrias y las empresas petroleras hacia comportamientos productivos y criterios de rentabilidad económica y de autonomía;

- La ruptura con concepciones dirigistas y de economía protegida a través la instauración de políticas públicas orientadas hacia el mercado, la apertura y la liberalización;
- La ruptura con concepciones de las relaciones internacionales marcadas por la confrontación y relaciones de dependencia-dominación y el paso a concepciones que proclaman la interdependencia y las oportunidades que presenta la globalización.

Sección 2. El reconocimiento progresivo de una nueva industria petrolera internacional

Desde que México se convirtió de nuevo en un exportador importante, Pemex se vio expuesto a los desempeños y a las formas de organización de la industria petrolera internacional. Un objetivo central pareció imponerse a finales de los años de 1980: hacer de Pemex una empresa moderna susceptible de confrontarse a cualquier otra compañía petrolera con base en los estándares y parámetros aceptados internacionalmente. En ese contexto nuevas cuestiones se plantean, entre las cuales una que es central: ¿la viabilidad de la empresa impone una mayor apertura a las tecnologías extranjeras y, a partir de ello, una mayor apertura a los capitales internacionales?

El reconocimiento de hechos nuevos en la industria petrolera internacional toma varias formas. Algunos de ellas afectan directamente a Pemex; otros lo hacen indirectamente:

- Las evoluciones institucionales y organizacionales;
- Las nuevas formas de la competencia y el papel del cambio técnico.

Hoy en día es más difícil establecer las fronteras entre lo que pertenece a lo internacional y a lo interno: el papel de Pemex, en relación con la economía mexicana y como pieza fundamental de reorganización de la industria petrolera mexicana, no puede ser extraño a los desempeños tecnológicos y organizacionales internacionales.

§ 1. *Innovaciones institucionales y organizacionales en la industria petrolera internacional*

Las empresas públicas petroleras (EPP) de los países productores-exportadores enfrentan hoy en día desafíos extremadamente importantes para asegurar su viabilidad. ¿Cómo tomar en cuenta las nuevas situaciones que se presentan en la economía mundial?, ¿qué innovaciones tecnológicas e institucionales?, ¿cómo valorizar sus experiencias en el campo del aprovisionamiento energético y

también el campo institucional, tecnológico y organizacional, a pesar de las insuficiencias y límites que muestran su funcionamiento y su desempeño? Lo que está claro es que la cultura rentista está caduca y que no permite hacer frente a las duras realidades industriales y tecnológicas presentes en la escena internacional. Esto es válido en el nivel del funcionamiento de las EPP y también en el nivel más amplio de las estrategias de desarrollo, aun si la situación de cada país es específica.

El posicionamiento internacional de Pemex pasa ahora por su capacidad para seguir el ritmo del cambio técnico y el desempeño de las compañías petroleras, tanto privadas como públicas. Los cambios recientes en la economía mundial y en la industria petrolera internacional imponen adaptaciones a los nuevos contextos caracterizados por la aceleración del progreso técnico, por nuevas formas de la competencia y por reestructuraciones organizacionales y productivas.

1. Un nuevo entorno de selección; presencia de nuevos actores

Después de la crisis financiera de 1982, tanto la economía mexicana como Pemex debieron afrontar serias restricciones financieras. En particular, las inversiones de Pemex disminuyeron, lo cual afectó la perforación de exploración y de desarrollo, así como la producción y las reservas. Además, "Pemex ha sido incapaz de disminuir sus costos de producción de manera comparable a muchas otras de las más importantes compañías petroleras"¹². Para los especialistas y, aparentemente, para la dirección de Pemex¹³, era evidente que la evolución de la situación ponía a esa empresa pública en una situación de fragilidad interna y también, y eso era nuevo, en una situación de vulnerabilidad internacional. Pemex no podía ignorar más ni la competencia internacional, ni los desempeños de otras compañías internacionales públicas o privadas en el campo de la gestión de las reservas y de su desarrollo.

En efecto, el entorno de Pemex no es ya más el ámbito nacional, sino el entorno internacional; en primer lugar, las otras empresas públicas petroleras (EPP) de los países productores-exportadores, las compañías petroleras internacionales y los nuevos actores. Entre estos últimos, en efecto, al lado de las grandes compañías petroleras privadas y públicas, están presentes en la escena petrolera nuevas sociedades de servicios muy especializadas desde el punto de vista tecnológico.

Al privilegiar las innovaciones tecnológicas y organizacionales («*outsourcing*», alianzas y cooperación, nuevas relaciones con las empresas

¹² IEA [XI-1996; p.34]

¹³ Pemex "tiene un programa ambicioso en el que pretende actuar y ubicarse entre las empresas petroleras integradas más importantes del mundo; esto requiere de cambios dentro de la empresa, en su relación con el gobierno y en las estructuras de mercado» Adrián Lajous Vargas, director general de Pemex, *La Jornada*, México, 19 enero 1996.

para-petroleras) las compañías petroleras internacionales mejoraron sus posiciones estratégicas, sobre todo después de la expropiación de sus activos y la pérdida del control directo sobre las reservas. Gracias también a esas innovaciones, que han resultado de importantes esfuerzos de I&D, esas compañías mejoraron sus posiciones competitivas¹⁴.

En ese nuevo contexto internacional, una EPP debe ser capaz de contribuir a instaurar nuevos arreglos, tanto internos como en el marco institucional y reglamentario, en los niveles globales y sectoriales, para una participación clara de nuevos actores. La adopción de nuevos esquemas de regulación que promuevan la competencia pueden estimular también cambios en el interior de la empresa pública y mejorar así su eficiencia y desempeño.

Pemex debe ser capaz de llevar a cabo frontalmente una operación compleja: contribuir a instaurar nuevos arreglos institucionales específicos para seguir los cambios internacionales y preservar al mismo tiempo su papel y sus funciones en la economía nacional. Ya que, como se vio en los capítulos IV y V, las evoluciones institucionales más importantes se detuvieron por un período presumiblemente largo en una reorganización de Pemex que no cuestionó los derechos del Estado, la exposición de Pemex a la competencia permanecerá limitada a ciertos segmentos de la industria del gas natural y de la industria petroquímica. Es posible, sin embargo, que a partir de esas aperturas limitadas se desencadene un proceso que permitirá el desenvolvimiento de nuevos actores capaces de ampliar progresivamente los campos definidos hasta el día de hoy.

2. La reorganización de las industrias petroleras en América Latina

En el conjunto de América Latina, las empresas públicas (EPP) han sido fuertemente incitadas a reorganizarse y a actuar según lógicas y comportamientos nuevos, aun si "es inconcebible que la industria *upstream* funcione sobre bases plenamente competitivas en el corto o mediano plazo"¹⁵. Por lo demás, según estimaciones recientes, 85% de la industria petrolera de la región está directamente o indirectamente bajo el control de empresas públicas¹⁶. Según la Organi-

¹⁴ Cf. E. M. Dos Santos, J. Ph. Cueille [IX-1996]. A este respecto, conviene recordar los extraordinarios esfuerzos de Investigación y Desarrollo logrados por los países desarrollados en la industria petrolera a partir de 1973. Las inversiones efectuadas en ese campo (solamente en Estados Unidos los gastos de I&D fueron multiplicados por 2.3 entre 1973 y 1985) abrieron la vía, como lo afirma P. Jacquard, a un "universo petrolero completamente nuevo construido por espectaculares innovaciones y desafíos tecnológicos: plataformas semi-sumergibles, perforación costa afuera en aguas muy profundas, transportes en regiones árticas, conversión o destilación de residuos, etc.". Cf. P. Jacquard [IX-1993 ; p.2].

¹⁵ En «Cautious approach attracts cautious interest», *Petroleum Economist*, abril 1997, p. 8.

¹⁶ CEPAL [XI-1997]. Esas empresas se encuentran agrupadas en una organización poco conocida internacionalmente: la ARPEL (Asistencia Recíproca Petrolera Latinoamericana), creada en octubre de 1965 en Río de Janeiro. En la actualidad, 24 compañías petroleras forman

zación Latinoamericana de Energía, en 1995 la distribución de las inversiones en el sector del petróleo y del gas en América Latina y el Caribe era la siguiente: 7.8 mil millones de dólares correspondía a compañías privadas y 11 mil millones a las empresas públicas. Las empresas públicas en las industrias petroleras y del gas continuarán teniendo una presencia preponderante -y no sólo en América Latina-, pero ello tendrá lugar en contextos y con propósitos renovados.

Los procesos de reforma buscan introducir los mecanismos de mercado y de la competencia para atraer la participación del sector privado. La secuencia de las reformas sigue el recorrido siguiente: corrección de precios, reestructuración financiera de las empresas públicas, organización de un mercado competitivo, promoción de la inversión privada y, en ciertos países, cesión de los activos públicos al sector privado¹⁷. La entrada de capitales extranjeros se ha visto impulsada por las nuevas modalidades de contratación petrolera y de las nuevas formas de asociación que empresas públicas como Petrobrás y PDVSA intentan con las compañías petroleras internacionales. Según los países, las EPP en las industrias del petróleo y del gas han sido:

- Cedidas al sector privado, como ha sucedido en Colombia, en Ecuador y en Argentina¹⁸. En el caso de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) de Argentina, el Estado se reservó la posibilidad de participar en ciertas decisiones que conciernen a esa empresa, puesto que conservó un paquete de acciones (20%) siguiendo el esquema de la «*golden share*». El resto de las acciones se distribuyó así: 45% en los mercados internacionales de capitales, 13% en fondos de pensiones, 12% en las provincias de la nación y 10% entre los empleados petroleros. YPF, la primera compañía petrolera estatal fuera de la URSS (fue fundada en 1922), es ahora la más importante compañía petrolera privada en América Latina.
- Desintegradas y privatizadas por fracciones sucesivas: es el caso Petroperú en donde esta empresa pública fue dividida en ocho unidades mediante procesos de licitaciones internacionales;
- Desmonopolizadas e incitadas a convertirse en compañías competitivas en el mercado internacional, como PDVSA. Este proceso tiene lugar con la apertura a los capitales privados lo cual, de hecho cuestionó el monopolio inscrito en la Ley de Nacionalización. En cuanto a la internacionalización, ésta se inició en 1983 con el objetivo de alcanzar

parte de esta asociación que en 1990 introdujo una novedad en sus estatutos: empresas petroleras no-latinoamericanas pueden también integrarse a ella. Así, ELF, Gaz de France, Petrocanada, Repsol y Statoil forman parte ahora de ARPEL, al lado de 18 otras de América Latina y del Caribe.

¹⁷ Véase CEPAL [XI-1997].

¹⁸ Para el análisis del caso argentino véanse los trabajos del Instituto de Economía Energética asociado a la Fundación Bariloche (Roberto Kozulj y Víctor Bravo, entre otros).

una capacidad de refinación internacional a través de asociaciones con empresas europeas y de Estados Unidos. En lo que respecta al *upstream*, a partir de 1992-1993, con contratos para «campos marginales» y de 1996, con los contratos de «ganancias compartidas» Venezuela se lanzó en una política de apertura petrolera intensa;

- Inducidas hacia un movimiento de reorganización y de modernización, mediante la introducción de ciertos criterios de administración privada y de mercado, sin cuestionar la propiedad y el monopolio en el corazón mismo de la industria petrolera (Pemex);
- El caso de Petrobras, la cual ha visto desaparecer progresivamente su posición de monopolio, es particularmente interesante¹⁹. Como empresa pública ha alcanzado un nivel industrial, comercial y tecnológico reconocido mundialmente, en particular en el campo de la exploración, el desarrollo y la producción *offshore*. Esa empresa funciona con una gran flexibilidad: en ciertos campos ha ejercido el monopolio y en otros (E&P, refinación) participa en el juego oligopolístico. En la industria petroquímica desarrolló experiencias de asociación al participar en «*joint-ventures*» con capitales privados, nacionales y extranjeros. Recientemente el Congreso brasileño aprobó la apertura del sector al capital privado, nacional y extranjero y una agencia (Agence Nacional do Petroleo) fue creada para regular la nueva situación en donde la competencia desempeñará un papel más importante. Petrobrás continuará como empresa estatal, conservando sus derechos en las áreas ya identificadas, pero con la posibilidad de establecer asociaciones estratégicas en áreas seleccionadas.

Es aún temprano para hacer una evaluación completa -y en todo caso no es posible emprenderla aquí- sobre los resultados de los procesos de reorganización que se llevan a cabo en América Latina. Es útil, sin embargo, constatar algunas cifras relacionadas con la nueva política venezolana, cuyas implicaciones se han señalado en otros lugares de este trabajo y que deben interesar particularmente en México (*cf.* Capítulo IV, Sección 1, §1): mientras que entre 1976 y 1989 la producción de petróleo declinó en 17%, entre 1990 y 1997 la producción creció en 55% para situarse en 3.3 millones de b/d²⁰. De esta última cantidad producida en 1997, el 10% correspondió a inversionistas privados. Hasta fechas recientes, los planes para 2007 son que Venezuela produzca 6.2 millones de b/d, 30% de los cuales corresponderán a inversionistas privados.

¹⁹ Véase Alveal [I-1993] y su artículo con H. Pinto Junior en el número de *Investigación Económica* citado anteriormente.

²⁰ Para esas cifras, *cf.* *Performance Profiles of Major Energy Producers 1997*, Departamento de Energía de Estados Unidos (EIA-DOE).

En el momento actual es posible hacer también algunas consideraciones de orden cualitativo, tomando en cuenta que las empresas públicas petroleras continuarán presentes en las industrias petroleras y del gas, pero en un contexto de mayor apertura, liberalización y competencia:

- La reorganización de las industrias petroleras en América Latina, con el objetivo de mejorar los desempeños de sus empresas, de ponerlas en la posibilidad de acceder a las fuentes de financiamiento y de tecnología, así como de establecer nuevas relaciones con su entorno nacional e internacional, toma diferentes formas y se realiza con grados diferentes de apertura a los capitales privados. Cuando no son vendidas, lo que ha sucedido a una minoría, se ven inducidas a adoptar nuevos comportamientos y criterios de funcionamiento similares a los de las empresas privadas;
- Esa evolución tendrá necesariamente consecuencias en el campo institucional, particularmente en lo que respecta a la redefinición y a la distribución de papeles en relación con los gobiernos. La confusión de papeles y la subordinación de las EPP se encuentran precisamente entre los problemas que han tenido consecuencias sobre los desempeños de esas empresas, a causa del desfase entre la visión coyuntural de los gobiernos, muchas veces sometidos a la presión del corto plazo y las necesidades estratégicas de las EPP. Frente a las capacidades de innovación y de adaptación de las cuales dan prueba las «*majors*» y otros actores llegados recientemente a la escena petrolera internacional, las EPP requieren nuevos esquemas institucionales y reglamentarios, nuevos márgenes de autonomía insuficiente y métodos modernos de organización y de gestión;
- Tomando en cuenta que, más allá de la retórica las evoluciones reales no tienden hacia la desaparición de las EPP en las industrias petroleras y del gas, es necesario renovar la reflexión sobre el papel, el lugar y los límites de esas empresas, a la luz de las reflexiones más amplias sobre el lugar de las empresas públicas en las economías contemporáneas²¹. La necesaria transformación de las EPP, tomando en cuenta los desafíos de la competencia internacional, implica la exigencia de incrementar su autonomía frente al control público, de pasar de una lógica puramente productiva a una lógica de eficiencia, de buscar un nuevo tipo de imposición fiscal para que las EPP tengan seguridad sobre su capacidad de autofinanciamiento y de inversión²²;

²¹ En palabras del Premio Nobel H. A. Simon [II-199: p. 43], es preciso: "... reabrir la cuestión de cuándo debería esperarse que las organizaciones lucrativas, no lucrativas y las organizaciones gubernamentales operen bien y cuándo la competencia de mercado es necesaria para disciplinar las organizaciones con el fin de que se desempeñen eficientemente".

²² Cf. S. Boussena [X-1994].

- Las EPP que logren esas transformaciones podrán alcanzar mejor los objetivos propios a una empresa petrolera y captar la tecnología y los capitales extranjeros, sin por ello cuestionar aspectos tan sensibles como la propiedad pública de los recursos y la soberanía de sus países respectivos. Para ello es necesario proceder a ciertas clarificaciones, sobre todo respecto a la diferencia entre la propiedad de los recursos naturales, la cual debe ser reconocida y remunerada (la renta) y el capital productor público o privado que realiza la valorización industrial de esos recursos. Esa diferencia debe ser traducida al ámbito institucional y organizacional²³.

Las reorganizaciones recientes de las industrias petroleras muestran que, si efectivamente se imponen ciertas rupturas respecto al pasado, en particular respecto al marco institucional de economías cerradas o del desarrollo "petrolero rentista", la idea de una vía única debe ser descartada. Al mismo tiempo que se resguarda la soberanía y la propiedad de los recursos, así como los ingresos que les están relacionados, ciertos países exploran para sus EPP vías en las cuales predominan dinámicas productivas e industriales en relación con los comportamientos rentistas heredados del pasado y a las formas de gestión y de organización que hacen a esas empresas pesadas, ineficientes e incapaces de responder a los nuevos desafíos. Entre éstos, los desafíos que impone el cambio tecnológico es particularmente importante.

§ 2. *El papel del progreso técnico y las insuficiencias de Pemex frente a la nueva industria petrolera internacional*

En el curso de su historia, Pemex reunió importantes capacidades industriales, tecnológicas y de gestión. Durante décadas fue capaz de seguir el ritmo de expansión de un mercado interno particularmente dinámico. Entre 1977 y 1981, logró situar a México entre los principales productores y exportadores. Sin embargo, en particular durante las dos últimas décadas, cuando fueron introducidas importantes innovaciones en la industria petrolera (§1), paralelamente a la aceleración del progreso técnico en los campos de la informática, de las telecomunicaciones y de los nuevos materiales, Pemex acumuló retrasos tecnológicos no solamente en actividades *upstream* sino también en otras fases de la industria (§2).

²³ Véanse las proposiciones de B. Mommer [X-1994] para el caso de Venezuela.

1. Innovaciones que han transformado en profundidad²⁴ la exploración, el desarrollo y la explotación petrolera

El esfuerzo de innovación se ha orientado sobre todo a las actividades de exploración y de producción -para valorizar zonas ya demasiado explotadas- y a desarrollar actividades *offshore* en profundidades jamás alcanzadas anteriormente. En efecto, después de los dos "choques", las prioridades para las compañías internacionales, han sido la seguridad y la diversificación de sus aprovisionamientos. El progreso tecnológico ha contribuido a realizar esas prioridades²⁵; en primer lugar, volviendo accesibles recursos petroleros que no eran utilizables antes mediante el descubrimiento de campos nuevos, su confirmación o su desarrollo. Enseguida, el progreso técnico ha hecho posible que los nuevos recursos disponibles físicamente puedan adaptarse a las nuevas condiciones del mercado internacional (en particular a la baja de los precios), favoreciendo una fuerte reducción de costos²⁶ y una disminución de las inversiones necesarias al desarrollo de los nuevos yacimientos.

En conjunto, la utilización de nuevas tecnologías²⁷ favoreció actividades de exploración más eficaces (sísmica 3D), un crecimiento de las reservas recuperables y una mejora de la productividad y de las tasas de recuperación en las actividades de producción²⁸ (perforaciones dirigidas, perforación horizontal).

²⁴ La expresión puede parecer exagerada, pero especialistas reconocidos hablan de una «revolución tecnológica en el *offshore*», Cf. Profesor P. Stevens, Seminario sobre la Economía de la Industria Petrolera Internacional, CEPMLP, Universidad de Dundee, septiembre 1997.

²⁵ Cf. X. Boy de la Tour, L. Sajus, M. Valais [IX-1996].

²⁶ Un indicador de esa reducción concierne a los "*finding costs*" (costos por barril de agregar nuevas reservas de petróleo y de gas a través de las actividades de exploración y de desarrollo). Para las más importantes compañías petroleras de Estados Unidos ***esos costos bajaron de 20 dólares en 1979-1981 hasta 5 dólares en 1993-1995 (en dólares de 1997)***. Recientemente esa tendencia parece revertirse, en parte a causa de los elevados gastos en los que han incurrido las compañías para implementar los más recientes avances tecnológicos. Para los datos sobre esos costos y sobre su evolución reciente, véase *Performance Profiles of Major Energy Producers 1997*, Departamento de Energía de Estados Unidos (EIA-DOE).

²⁷ Cf. los trabajos que en años recientes ha efectuado B. Bourgeois sobre las nuevas tecnologías de la industria petrolera en el Institut d'Économie et de Politique de l'Énergie IEPE-CNRS de Grenoble (varias monografías, 1996-1998).

²⁸ Según B. Bourgeois (véase nota precedente), apoyándose en diversos trabajos, la utilización de las perforaciones dirigidas y otras técnicas innovadoras han permitido un incremento de 15% de la tasa promedio mundial de recuperación en los últimos treinta años. El incremento de las reservas explotables económicamente, producido por las nuevas tecnologías, sería de cerca de 5 mil millones de barriles. Tomando en cuenta esos resultados, B. Bourgeois se pregunta si esas innovaciones no constituyen métodos radicalmente nuevos de descubrimiento, desarrollo y producción de petróleo, caracterizados por una reducción sensible de la incertidumbre sobre la localización de los yacimientos y una optimización integrada del desarrollo y de la producción. Esos métodos han hecho posible una tasa de recuperación final netamente superior.

Este esfuerzo ha tenido lugar sobre todo en países fuera de la OPEP y, en ese sentido, ha contribuido a la diversificación buscada.

Los desarrollos tecnológicos en las actividades *offshore*, así como sus dificultades conforme el desarrollo de los campos ha llegado a ser más complicado, han requerido mayores recursos y han tenido como consecuencia cambios en las políticas y en los comportamientos de los principales actores participantes: nuevas medidas fiscales por parte de los gobiernos, nuevas estrategias y desempeños de las compañías, cambios en la organización industrial. En el caso de países productores y exportadores en los que predomina una empresa pública, como es el caso de Noruega, se ha puesto en evidencia que ese tipo de compañías ya no pueden asumir solas todos los esfuerzos necesarios, sin proceder a cambios estructurales para adaptar la organización de la industria petrolera a las nuevas condiciones y retos²⁹.

2. La situación de Pemex: un «integrador de proyectos» insuficientemente desarrollado tecnológicamente

Pemex encuentra dificultades para hacer frente a los desafíos tecnológicos a través de una capacidad tecnológica de cierta autonomía³⁰. Esta situación no es nueva: a fines de los años setenta, en los inicios del auge petrolero, un especialista llegaba a las siguientes conclusiones en cuanto al desarrollo científico y tecnológico de la industria petrolera mexicana:

Como se deduce de la exposición [...] de las diferentes componentes científico-tecnológicas inherentes a la industria petrolera, el panorama actual en el país como uno potencialmente creador de algunas tecnologías, dentro de sus posibilidades económicas, humanas y materiales, es muy sombrío. No contamos ni con una infraestructura científica adecuada y mucho menos con los cuadros de investigación y desarrollo, en ingeniería, que puedan establecer el lazo entre la ciencia básica y la tecnología [...] En la industria petrolera actual somos buenos operadores y reparadores de las plantas y procesos que operan en dicha industria, pero difícilmente sabemos crear y diseñar dichos procesos.³¹

²⁹ Para el caso del Mar del Norte, véase de Oystein Noreng "Industrial organisation in the North Sea. Emerging problems in the Norwegian oil Industry - The case for change", 18 septiembre 1998.

³⁰ Durante varios años la búsqueda de una autonomía tecnológica ha sido simbolizada por el Instituto Mexicano del Petróleo, creado en 1965 para trabajar estrechamente con la industria petrolera y con sus necesidades científicas y tecnológicas. Desde el principio de la reestructuración reciente de esta industria, con la apertura en ciertos campos, el esfuerzo por centrarse en actividades petroleras básicas y la decisión de vender una parte importante de las instalaciones petroquímicas, se ha abierto un proceso de redefinición de las funciones y de las prioridades del IMP.

³¹ Leopoldo García-Colín Scherer [V-1978: p.689-690].

En la actualidad Pemex hace esfuerzos para reducir los costos y para organizar mejor sus capacidades internas; al mismo tiempo intenta seguir las innovaciones organizacionales de los actores presentes en la industria, pero debe sistemáticamente recurrir a la tecnología y a los proveedores extranjeros³².

2.1. La acumulación de problemas e insuficiencias en relación con los desempeños internacionales

Los problemas, insuficiencias y retrasos que Pemex ha acumulado son de naturaleza diferente; esto sin olvidar que en nuestros días cuentan menos las realizaciones que la velocidad a la cual se realizan (es decir, la tasa de crecimiento de los indicadores de desempeño en relación con los de otras compañías, no las diferencias en valor absoluto).

Entre los indicadores alrededor de los cuales se miden y se comparan los desempeños de las compañías, se encuentran varios que muestran que Pemex ya no podía, con su anterior estructura, administrar el «*stock* en tierra» de manera tan eficaz como las otras compañías;

- La tasa de crecimiento del acceso a pequeños yacimientos de petróleo, a los yacimientos que ya eran considerados como no económicos en el pasado;
- La tasa de crecimiento de la tasa de recuperación de petróleo crudo;
- La tasa de utilización de gas fatalmente asociado a la producción de petróleo crudo;
- El número de perforaciones de desarrollo para descubrir un millón de barriles (este indicador es particularmente importante ya que la perforación puede constituir cerca del 75% del costo de explotación de un yacimiento).

En relación con algunos de esos indicadores (no es posible aquí ilustrarlos todos con datos cifrados), Pemex hacía las constataciones siguientes a principios de la década de los años de 1990³³:

- La perforación y la operación no se realizaban según las mejores prácticas de la industria: los costos de perforación eran entre dos y tres veces más elevados que los que existían en la costa estadounidense del Golfo de México (los costos de perforación exceptuando

³² En la actualidad, esto es particularmente visible en las actividades *upstream* a causa del esfuerzo que hace Pemex para incrementar su nivel de reservas y de producción y para cubrir su retraso tecnológico. En el más grande campo petrolero de México, Cantarell, Pemex actúa como "integrador de proyectos" pero requiere de una participación muy importante de empresas extranjeras como Western Atlas, Bechtel y Netherland and Sewell para servicios tecnológicos clave, Cf. D. Murphy, C. Friedemann, R. Castro [IX-1997; p. 24].

³³ Cf. Pemex [XI-1990].

los equipos era 80% superiores; los costos de las plataformas, tuberías y otros elementos de infraestructura eran superiores en 25%);

- Un equipo representativo de perforación en la «Sonda de Campeche» perforaba entre 5 y 10 metros diarios, mientras que en la Costa estadounidense del Golfo de México el promedio se situaba, en el mismo momento, en 45 metros. Otros indicadores ponían también en evidencia, directa e indirectamente, que Pemex no funcionaba según las mejores prácticas de la industria internacional. Un ejemplo, entre muchos otros proporcionados por el documento de referencia: «Pemex actualmente utiliza 34 equipos para perforar 31 pozos al año con un costo de 250 millones de dólares. De aumentarse este presupuesto a 1 000 millones de dólares, los pozos perforados serían 204. Sin embargo, utilizando las mejores prácticas de la industria, esto podría lograrse con 50 equipos, lo que significaría un aumento de sólo 14 equipos respecto al nivel actual»³⁴;
- La eficacia productiva de los pozos en explotación era baja, con una parte importante del gas fatal quemado, además de costos de producción y de transporte elevados;
- En otros campos la ineficiencia de Pemex era también manifiesta y rebelaba prácticas inadaptadas a las nuevas exigencias nacionales e internacionales: por ejemplo, el consumo de energía de las refinerías mexicanas era superior en 17% al promedio de las refinerías estadounidenses del Golfo. Entre otras razones, esto se debía a la costumbre de Pemex de no incluir en sus cálculos el costo real del gas natural de la electricidad y del combustible consumidos. Por lo demás, el personal empleado por las refinerías mexicanas era 5 veces superior al de las refinerías estadounidenses del Golfo;
- Desde el punto de vista de la organización interna de la empresa y en sus relaciones con otros actores, nacionales y extranjeros, un campo en el que innovaciones importantes habían sido logradas por las compañías petroleras (*reengineering, downzising, outsourcing* ...) Pemex se encontraba en desventaja. Por ejemplo, al encontrarse los servicios y los equipos petroleros menos desarrollados en México, Pemex debía adquirirlos en el exterior en condiciones más onerosas que las otras compañías, comprarlos a empresas locales muchas veces menos eficientes o asumirlos ella misma integralmente: «El resultado de todo esto es que las actividades de exploración y explotación

³⁴ *Ibidem*, p. III-8. La posibilidad de un aumento tan importante del presupuesto no tiene solamente el valor heurístico que parecía tener en 1990: el presupuesto de Pemex-Exploración y Producción pasó de 2 387 millones de dólares (realizados) en 1996 a 4 069 millones de dólares en 1997, es decir, un aumento real de 70.5%.

en México toman más tiempo y son más costosas que en otras partes del continente»³⁵.

El hecho de que Pemex compare en 1990 su desempeño con el de la industria americana³⁶, tenía un significado particular en vísperas del lanzamiento de la reorganización de la empresa (Véase el Capítulo V, Sección 2, Párrafo 1). Frente a los desempeños de las empresas internacionales se hacía necesario operar cambios en la organización de Pemex. Ese año, México consideraba también una integración más estrecha con Estados Unidos (como se recordará el TLCAN sería negociado durante los dos años siguientes) y, en ese marco, la posibilidad de una apertura del *upstream* petrolero y la privatización de Pemex era discutida con intensidad. Probablemente la dirección de Pemex se preparaba a la eventualidad de una competencia abierta, que finalmente no llegaría.

2.2. Progresos y orientaciones nuevas que reposan sobre la importación masiva de tecnologías

Un balance de la situación actual exigiría encuestas e informaciones internas de las cuales no se ha podido disponer para la realización de este trabajo. Sin embargo, las publicaciones internacionales especializadas se hacen eco de ciertos progresos. Así, en 1995, Pemex-Exploración y Producción completó 10 «*wildcats*³⁷» con una tasa de éxito de 60% (en 1994 esa tasa era de 38%). También completó 92 pozos de producción, 37 más que en 1994, con una tasa de éxito de 97%³⁸. Ciertos cambios en los métodos de gestión -por ejemplo el privilegiar en la evaluación del personal de dirección los criterios económicos sobre los simples objetivos físicos- han sido instaurados y tendrían ya resultados apreciables³⁹.

³⁵ Pemex [XI-1990; p. II-5].

³⁶ Esta comparación es tanto más significativa en la medida que la norma de referencia escogida era un productor promedio que operaba en la costa estadounidense del Golfo de México. Esta elección se hizo expresamente no sólo por razones de proximidad, sino sobre todo a causa del desempeño de la industria americana en esta zona y porque son sus mercados los que determinan los costos de oportunidad internacionales que se aplican a Pemex. Cf. Pemex [1990; p.II-5].

³⁷ Con este término se designa usualmente en la industria petrolera a las perforaciones de exploración en zonas desconocidas.

³⁸ Cf. *Petroleum Economist*, octubre 1996.

³⁹ Cambios de fondo se estarían realizando por Pemex en esos métodos, en relación con los del pasado: "de administradores de campo a administradores de activos, evaluados no simplemente por la producción alcanzada, sino por las estrategias de recuperación de petróleo, de mantenimiento de los campos, de rentabilidad y otras cuestiones clave del proceso de producción", *ibidem*. Esos nuevos métodos fueron anticipados hace años por el actual director general de Pemex cuando anunció: "Un cambio radical en la función objetivo de Pemex que ahora enfoca explícitamente la administración hacia objetivos orientados económicamente en términos de valor en lugar de la concentración histórica en objetivos volumétricos o de autosuficiencia. Es una cuestión crítica transformar la cultura de Pemex de tal ma-

Más allá de tal o cual indicador, lo que es importante es el viraje que Pemex habría tomado en sus actividades *upstream*, constatado por varias publicaciones internacionales reconocidas, para aplicar en sus actividades de exploración las mismas estrategias y las mismas tecnologías avanzadas que han reducido los costos y modificado las perspectivas de reservas y de producción de las "majors"⁴⁰. Se trata de reducir los riesgos en la perforación de pozos, de disminuir el tiempo entre la exploración y la producción, de aumentar la tasa de recuperación y de reducir los costos de manera drástica. Esta nueva estrategia de exploración agregaría 100 mil MMBEP de reservas en la parte mexicana del Golfo de México. Pemex comenzaría también a desarrollar sus relaciones con las compañías parapetroleras según nuevas fórmulas⁴¹. En el muy importante campo de Cantarell, por ejemplo, Pemex desempeña el papel de «integrador de proyecto» apoyándose fuertemente en numerosas empresas extranjeras para proveerse de numerosos servicios técnicos⁴².

Si Pemex sigue el ritmo actual de crecimiento de sus índices de producción y de exportación, necesariamente deberá continuar recurriendo a las tecnologías y a las compañías provenientes del exterior. La extracción de petróleo en la «Sonda de Campeche» tiene lugar a 400 metros de profundidad, pero la explotación de los yacimientos situados al norte del Golfo de México, en la parte mexicana, es imposible para Pemex hoy en día, ya que no dispone de la tecnología para perforar a tales profundidades (entre 3 mil y 5 mil metros)⁴³.

Pemex no puede descansar en adelante en los métodos tecnológicos y organizacionales que le han permitido hasta ahora hacer frente a la dinámica del consumo interno y de las exportaciones. No puede tampoco depender de manera privilegiada de la «productividad natural» de los campos mexicanos, aún si es notable: en la zona de Campeche, en 1990, el pozo exploratorio promedio agregaba reservas por un monto de 1100 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, mientras que un pozo promedio marino en Luisiana contribuía con 10 millones de barriles. De la misma manera, la producción promedio de un pozo en la zona de Campeche era de 10 150 b/d, mientras que

nera que inculque el objetivo de maximizar a largo plazo la creación de valor y al mismo tiempo delegue autoridad y haga que todos los administradores rindan cuentas por el desempeño económico de sus negocios", Cf. Adrián Lajous Vargas [XI-1995; p. 39].

⁴⁰ Véase, por ejemplo, Pemex, «Five years exploration plan», *Petroleum Intelligence Weekly*, April 28, 1997. Otras publicaciones, como *Platt's Oilgram News* y *Oil and Gas Journal*, también se han ocupado de seguir con cierto detalle las modalidades y resultados de las actividades de E&P de Pemex.

⁴¹ En abril 1997, Pemex firmó con Schlumberger, Perforadora México y Compañía Mexicana de Exploración su primer contrato de servicios plenamente integrado en el *upstream*.

⁴² Cf. D. Murphy, C. Friedemann, R. Castro [IX-1997].

⁴³ A. Lajous Vargas, director general de Pemex, *La Jornada*, 30 abril 1997. Conviene recordar que el récord de profundidad (*kickoff*) es 4 782 metros, con una longitud perforada (es decir, tomando en cuenta la perforación horizontal) de 5 749 m. Cf. B. Bourgeois, quien se apoya en trabajos efectuados por el Instituto Francés del Petróleo (Panorama 1996, p. 36).

en la Zona norteamericana del Golfo de México, en una fase similar de desarrollo se elevaba a 254 b/d.⁴⁴

Uno de los argumentos que Pemex ha avanzado para rechazar las alianzas estratégicas con las compañías internacionales es, como se ha visto anteriormente (Capítulo V), que esa empresa puede adquirir las nuevas técnicas mediante las relaciones con sus consultores y con los contratistas de las empresas para-petroleras. Toda la tecnología que Pemex necesita estaría disponible a la compra y la empresa podría perfectamente coordinar sus propios servicios y a los proveedores que requieren sus proyectos. Análisis recientes sobre las evoluciones de algunas EPP, sobre la importancia de sus proyectos y sobre su capacidad para actuar como «project integrators» parecen dar razón a la argumentación de Pemex⁴⁵.

Ahora bien, aun si Pemex no puede considerar las cosas como en el pasado, cuando parecía perseguir el objetivo de lograr cierta autonomía tecnológica⁴⁶, debe tener presente que:

Con el fin de protegerse de una competencia creciente las SPN [Sociedades Petroleras Nacionales] deben inicialmente mejorar su acceso a la tecnología extranjera. Sin embargo, una dependencia excesiva respecto a la tecnología exterior no representa necesariamente la solución más adecuada para esas firmas y para el país respectivo. Una visión pasiva del acceso a la tecnología se saldaría ciertamente por una profundización de la actual brecha tecnológica. *Las SPN deben emplearse a fondo en un esfuerzo serio y de largo plazo, teniendo como objetivo el desarrollo de una capacidad tecnológica autónoma.*⁴⁷

⁴⁴ Cf. Pemex [XI-1990].

⁴⁵ Cf. D. Murphy, C. Friedemann, R. Castro [IX-1997]. Según estos autores, las EPP se encuentran en la actualidad en una mejor posición para la realización de sus proyectos. Desde el punto de vista financiero, ahora tienen más alternativas que únicamente la inversión directa de las compañías petroleras y un acceso más fácil a los mercados internacionales de capitales. Desde el punto de vista tecnológico las EPP pueden escoger ahora entre diferentes empresas de servicios, ya que han empezado a desagregar cada proyecto que emprenden en componentes separados. Seguramente ese punto de vista merecería ser revisado a la luz de la nueva situación que se ha creado desde los últimos meses de 1997, con la caída de los precios del petróleo y sus repercusiones sobre las EPP.

⁴⁶ En un artículo publicado en 1970, A. Dovalí Jaime, director en esas fechas del IMP y que sería nombrado director general de Pemex en diciembre de ese año, consideraba que a Pemex, y a México en general, le faltaba recorrer una última etapa en la cual se debería obtener la independencia en materia de conocimientos técnicos. Para ello era necesario crear e impulsar el desarrollo de una tecnología propia para liberar al país de la subordinación a la ciencia y liberarlo del pago de servicios y honorarios a las firmas extranjeras. A. Dovalí Jaime, *Revista del IMP*, abril 1970.

⁴⁷ Cf. E. M. Dos Santos, J. Ph. Cueille [IX-1996; p. 43]. Las cursivas resaltadas son mías. M. Preuré [X-1992], considera también que la tecnología es un eje estratégico para el desarrollo de los grupos petroleros de los países productores y que éstos deben tener una política activa en ese campo.

Sección 3. Entre la renta y la ganancia: política petrolera rentista vs. política petrolera industrial

En relación con otros países productores-exportadores, la economía mexicana es relativamente compleja y diversificada. La profundización de esa diversificación para México no puede significar el abandono de la industria petrolera (fuente de divisas, fuente de energía, materia prima industrial); pero es indispensable ubicar bien el lugar y estudiar a fondo las perspectivas del petróleo, tanto desde el punto de vista industrial como tecnológico. La situación de México no es la de Venezuela, país en donde parece existir un consenso respecto al papel del petróleo y a los límites de la diversificación⁴⁸. En el marco regional de inserción que constituye América del Norte, cuestiones específicas se plantean para México, tomando en cuenta el lugar desproporcionado que ocupa el petróleo en la economía mexicana y que se hace evidente en el Cuadro 1:

Cuadro 1
El lugar del petróleo en los países del TLCAN (1991)
Porcentajes

	<i>Canadá</i>	<i>EUA</i>	<i>México</i>
En el consumo total	37	41	70
En la producción de electricidad	3	4	54

Fuente: Enerdata, Grenoble.

En el marco de América del Norte, México seguramente continuará exportando petróleo. Sin embargo, y ésta es una idea que recorre este trabajo, la discusión sobre el papel del petróleo en el desarrollo, así como la elaboración de políticas petroleras, no pueden referirse exclusivamente a las exportaciones, ni servir para preguntarse de qué manera optimizar la renta, como preocupación exclusiva, situándose así exclusivamente en el horizonte de la teoría de la

⁴⁸ En efecto, los puntos de vista de los medios industriales y académicos parecen converger en ese país: "El petróleo es para Venezuela la vía más expedita de especialización ventajosa. Es el sector más competitivo con que cuenta el país. Explotarlo al máximo es no sólo conveniente económicamente, sino también indispensable en una estrategia de apertura» (M.I. Puroy, "Plan Petrolero 1993-2002", *SIC*, Caracas, noviembre 1992). El director general de PDVSA se ha pronunciado en la misma dirección: "Nuestra más importante ventaja para la integración competitiva en la economía global se encuentra en los sectores intensivos en energía como el aluminio, el acero, las cerámicas, el cemento y, más importante aun, petróleo, gas y petroquímica", (L. E. Giusti, "Venezuelan petroleum strategy: global integration", *Revue de l'Energie*, núm. 451, julio-agosto de 1993). Investigadores universitarios estudiosos de las cuestiones petroleras han constatado realidades que van en el mismo sentido: "El resto de sociedades [latinoamericanas] han tenido que incrementar sus productividades internas para honrar la deuda; Venezuela en cambio, deberá producir más petróleo para hacerlo [...] parece evidente que la salida venezolana se dará una vez más a partir del petróleo", Mora J., Padrón A., Rojas A. [X-1994].

renta. Es verdad que es difícil para un país que dispone de petróleo abstraerse de la renta y de las problemáticas que ella introduce; pero México, tomando en cuenta su evolución socioeconómica, no puede ser contemplado en el espejo de las economías rentistas. Por lo demás, para los países exportadores como Venezuela, el rechazo a abandonar la industria petrolera no significa permanecer encerrados en la trampa del petróleo y de la renta. Para ese país, el desafío es hacer compatibles las dos expresiones siguientes: "El petróleo permanecerá aún largo tiempo como el motor esencial de la economía " y "La sociedad debe admitir que no somos un país rentista"⁴⁹. ¿Son esos dos objetivos totalmente incompatibles? En ello consiste toda la problemática de una política industrial contra una política rentista.

Ahora bien, Pemex hizo los últimos años una «apuesta rentista» que es importante poner claramente en evidencia (§ 1). Su análisis conducirá a plantear preguntas sobre la importancia real de los recursos, en relación con los límites tecnológicos e institucionales (§ 2).

§ 1. *Un retorno sobre la reorganización de la industria petrolera: «la apuesta rentista»*

La «apuesta rentista» es formulada de la siguiente manera: Pemex debería guardar la exclusividad del *upstream* petrolero y gasero porque es fuente de renta y porque los riesgos serían menores y deshacerse así, progresivamente, de las actividades propiamente industriales cuyo desarrollo exige comportamientos ligados a lógicas de riesgo, de rentabilidad y a apuestas tecnológicas inciertas.

Esta opción rentista, que no se expresa abiertamente como tal, parece implícitamente presente en la reforma mexicana y recorre los documentos internos que prepararon la reorganización de Pemex. Un ejemplo claro es el extracto siguiente:

La naturaleza y magnitud de las oportunidades que se presentan en el sector extractivo de la empresa son muy diferentes a las que se han identificado en actividades manufactureras y comerciales. *Las oportunidades que se tienen en el sector extractivo* dependen de la magnitud y ritmo de las inversiones a través del tiempo. Para lograrlas es necesario acelerar el desarrollo de campos petroleros conocidos apoyándose en las mejores prácticas de la industria internacional, aunque *también resultan ampliamente rentables utilizando prácticas actuales. En cambio*, las principales oportunidades de inversión *en las ramas manufactureras* dependen de la eficiencia operativa previsible. *En la mayoría de los casos, estas inversiones sólo son rentables si se logran mejoras sustantivas en la eficiencia con la que se operen.*⁵⁰

⁴⁹ Rafael Caldera, Presidente de Venezuela, declaraciones a *Le Monde*, 2 febrero 1994.

⁵⁰ Pemex: «Estrategia de modernización», Subdirección de Planeación y Coordinación, abril 1990, p. III. Las cursivas resaltadas son mías.

Es en esta «apuesta rentista» en donde se encuentra uno de los límites a la reorientación de Pemex hacia un funcionamiento fundado en criterios preponderantemente económicos. Ese nuevo funcionamiento debe llevar a adoptar, «como objetivo central, maximizar el valor económico que genera [Pemex] a largo plazo, medido en términos del valor presente neto»⁵¹. Pero cuando en el "valor económico producido" se confunden todo tipo de ingresos, la selección de las inversiones e incluso las diferentes opciones estratégicas pueden verse profundamente sesgadas. Esto se hace evidente cuando al mismo tiempo se insiste sobre las mayores dificultades que presentan las actividades industriales y comerciales para producir valor económico en relación con las actividades extractivas. Cuando se afirma que una "entidad genera valor económico cuando produce un bien por el que obtiene un precio superior al costo incurrido en suministrarlo", se puede hablar efectivamente de una rentabilidad elevada de Pemex, que sería superior aun a las de las compañías petroleras internacionales, como muchas veces se proclama⁵². De hecho, se puede tratar de efectos puramente rentistas, ya que se engloba todos los ingresos que provienen de las exportaciones de crudo. Además se comparan los precios internacionales a costos de producción y se hace de esta diferencia la fuente de la «rentabilidad» elevada de Pemex antes de impuestos.

Esta orientación se hizo más evidente con el inicio de una nueva administración de Pemex en 1995. La argumentación para exigir un esfuerzo más importante de inversión, en particular en el campo de la exploración-producción, ha insistido sobre la relación entre el esfuerzo de inversión de Pemex y su contribución a la estabilización macroeconómica del país al hacer posible la captura de una renta económica «masiva»⁵³. La generación de una renta considerable se vería favorecida por la productividad natural de los yacimientos mexicanos y por los «*low finding, development and production*

⁵¹ *Ibidem*, p. 1-11.

⁵² Ese mismo documento afirma, por ejemplo, que Pemex produjo en 1988, más «valor económico» que las grandes compañías petroleras integradas y que los "beneficios económicos" de Pemex habían sido más grandes que los de EXXON (1.2 veces más), que los de Shell Oil-US (4.1 veces) y que los de PDVSA (1.6 veces). Por cierto, ese documento presenta la «dotación privilegiada de recursos naturales» del país y la "condición de monopolio de Estado de la industria petrolera mexicana" como dos de las ventajas competitivas estructurales de Pemex frente a las compañías petroleras internacionales.

⁵³ "Incrementar la inversión en este sector y mejorar la eficiencia de su asignación contribuirá a la estabilización económica mediante la expansión de las exportaciones y la transferencia al Estado de un monto importante de renta económica". Es por ello que el más importante desafío de Pemex se encuentra: "... en la exploración y producción, es decir en la generación por Pemex y la captura por el Estado de una renta económica masiva". M. Adrian Lajous, director general de Pemex [XI-1995; p.39]. Esta posición ha sido reafirmada muy recientemente por J. M. Willars (director general de Pemex-Refinación) al manifestar que es importante que las actividades de exploración y producción de petróleo sea reservada a la nación porque así se garantiza la transferencia de la totalidad de la renta económica al resto de la sociedad. *La Jornada*, México, 2 septiembre 1997.

costs»⁵⁴ de Pemex. Oficialmente los costos de producción⁵⁵ son los que aparecen en el Cuadro 2.

Cuadro 2
Pemex: costo de producción de petróleo crudo equivalente, 1996
en dólares por barril

Región Norte	7.06
Región Sur	2.98
Región Marina sudoeste	2.20
Región Marina nordeste	1.94
Promedio nacional	2.63

Fuente: Pemex, Documento presentado en la «Petroleum Management Executive Session», Institut Français du Pétrole, París, Julio 1997.

Frente a esos costos, a título puramente ilustrativo, el precio promedio del petróleo crudo exportado por Pemex fue de 13.88 dólares por barril en 1994; de 15.70 en 1995 y de 18.94 en 1996.

Esta diferencia entre precios y costos se encuentra en la base de la elevada «rentabilidad» de Pemex y de las exigencias de esa empresa respecto a la fiscalidad que le es aplicada, ya que ésta le quita una gran parte de su «ganancia bruta». Esta situación no cambiará entre tanto Pemex continúe privilegiando las actividades de E&P, como fuente principal de ingresos y de excedente, una parte muy importante de la cual proviene de las exportaciones. Es preciso no olvidar, sin embargo, que una variable muy importante que se debe tener presente en esa opción son los precios internacionales del petróleo.

El análisis de lo sucedido durante los años 1995, 1996 y 1997 durante los cuales se presencié una elevación de los precios del petróleo es muy significativa a ese respecto⁵⁶. En 1995, el «*operating income before interests and taxes*» se elevó a 12 991 millones de dólares, una cifra 70% más importante que la de 1994. Ese aumento se explica en buena medida por el alza de los precios promedio de la mezcla de los crudos mexicanos de exportación en 1995. En 1996, esa misma cifra se elevó a 18 473 millones de dólares y se le atribuyó todo el aumento a la filial Pemex-Producción y

⁵⁴ Adrián Lajous Vargas, *ibidem*.

⁵⁵ Informaciones sobre las modalidades de cálculo de ese costo no están disponibles. George Baker lo cuestiona argumentando que corresponde exclusivamente a gastos operacionales que no toman en cuenta los costos de capital. Un elemento adicional de información es el «*finding cost*» que Pemex sitúa en 1.39 dólares por barril de petróleo crudo equivalente en el período 1992-1996 (promedio quinquenal). Cf. Pemex, *Memoria de Labores 1996*, marzo 1997. Internacionalmente, los "*finding costs*" son los costos por barril de agregar nuevas reservas de petróleo y de gas a través de las actividades de exploración y de desarrollo.

⁵⁶ Para un análisis de las implicaciones de la baja de los precios que ha tenido lugar desde fines de 1997, véase el Apéndice 2.

Exploración y sus causas íntegramente al alza de los precios y de las cantidades producidas. A modo de ilustración, hacia fines de 1996 el costo total promedio de extracción fue en México de 2.47 dólares por barril, es decir 11.8% de la cotización de los crudos mexicanos en esas mismas fechas, un margen precios-costos considerable. Cuando intervienen aumentos de precios los ingresos y las ganancias de Pemex pueden alcanzar incrementos sin comparación con los de otras actividades industriales. Es ésta con seguridad una de las razones de la prioridad a las actividades de E&P en los programas de inversión de Pemex: en 1997, a la filial Pemex Exploración y Producción correspondió 68% del programa de inversión⁵⁷.

§ 2. La importancia real de los recursos y los límites tecnológicos e institucionales

La «apuesta rentista» que Pemex efectuó desde mediados de los noventa exige clarificar cierto número de cuestiones respecto al lugar del petróleo, a partir de la importancia real de los recursos petroleros.

En México, el debate sobre la política petrolera toma a menudo como punto de partida la existencia de reservas significativas recuperables comercialmente. En ese sentido, es importante conocer la importancia real de las reservas, pero más importante aún determinar cuánto costará extraerlas en términos de capital, de tecnología, de *know how*, así como en términos de los necesarios cambios organizacionales e institucionales.

Durante los años que vienen, será necesario mantener el flujo de divisas, uno de los elementos para la recuperación duradera del crecimiento económico. Sin embargo, la recuperación del crecimiento tiene en México -tomando en cuenta las tendencias del consumo y de la intensidad energética- consecuencias sobre la demanda de productos petroleros, la cual pesará seguramente sobre el excedente exportable de petróleo (véase en el anexo de este capítulo un gráfico relativo a la evolución del consumo, de la producción y del excedente exportable). El esfuerzo exportador de los últimos años se vio favorecido por la crisis de 1994-95, la cual tuvo un notable impacto sobre la demanda de productos petroleros⁵⁸. Fue esta baja, conjuntamente con el crecimiento de la producción, lo que permitió liberar excedentes para incrementar las exportacio-

⁵⁷ Las cifras de ese párrafo provienen de Petróleos Mexicanos, «Presentation to the Petroleum Management Executive Session», Institut Français du Pétrole, París, julio de 1997.

⁵⁸ Las ventas internas de productos petroleros en México pasaron de 1 297.5 miles de b/d en 1994 a 1 176.9 miles de b/d en 1995, es decir, una variación anual de -9.3 entre esos dos años (Pemex, *Anuario Estadístico 1996*). La variación de esas mismas ventas en el primer semestre de 1995 en relación con el primer semestre 1994, en el peor momento de la crisis, fue de -16.3%.

nes. Otra sería la situación si se diera una recuperación significativa de las tasas del crecimiento⁵⁹.

La situación señalada inquieta en México y también, aunque por razones diferentes, en el exterior. En Estados Unidos, por ejemplo, se expresaron dudas y preocupaciones respecto a la capacidad de México para hacer frente a sus compromisos financieros, después de la crisis de 1994, en un momento en el que el petróleo era la única garantía que pudo aportar el gobierno mexicano⁶⁰.

Algunos especialistas⁶¹, enfocándose únicamente en el petróleo, concluyeron que México no podría honrar jamás sus compromisos y, simultáneamente, asegurar la recuperación del crecimiento y el cumplimiento de las exigencias del TLCAN. Con base en los trabajos de Hubbert⁶², aunque de manera un tanto cuanto simplista, se calculó el ciclo de vida de la producción del petróleo mexicano; se estableció que el pico más elevado de la curva estaba próximo a ser alcanzado y que México había comenzado una inevitable declinación: "Los datos históricos muestran que la industria petrolera mexicana es ahora una industria madura. Ya no quedan fronteras inexploradas. Ya no existen campos 'gigantes' esperando tímidamente ser descubiertos". La conclusión de esta evolución era clara: "El gobierno mexicano se verá forzado a no pagar, a renegar o a abandonar uno o más de sus compromisos más importantes, respectivamente: 1) los 50 mil millones de dólares del Paquete de Estabilización de Emergencia de 1995; 2) el Tratado de Libre Comercio de América del Norte de 1993; o 3) su plan para el desarrollo industrial"⁶³.

⁵⁹ Durante el segundo trimestre de 1997, en relación con el mismo período de 1996, el PIB aumentó en 8.8%, con un crecimiento de 12% de la industria manufacturera de 12% en el mismo período. INEGI, agosto 1997. El consumo de energía primaria aumentó en México anualmente en 4.6% entre 1974 y 1994, un período en el cual se sitúa el auge petrolero de 1978-81, así como los años de "crecimiento cero" de la década 1980. La parte de petróleo en la oferta total de energía era de 71.6% en 1978 y de 70.5% en 1993; la parte total de los hidrocarburos ha sido siempre superior a 90%.

⁶⁰ En febrero 1995, en el marco del "Paquete de Estabilización" negociado con el Tesoro Americano y el FMI, Estados Unidos puso a la disposición de México 20 mil millones de dólares de los cuales el gobierno utilizó solamente 12.5 mil millones. Cerca de dos años después el presidente de México anunció (el 15 de enero de 1997) el reembolso total de esa deuda. La condición que fue más duramente sentida, en términos de la soberanía nacional, fue la que daba a Estados Unidos el derecho de disponer de los ingresos de las exportaciones petroleras si México no cumplía sus compromisos de pago.

⁶¹ Véase, por ejemplo, Richard C. Duncan [VII-1996]

⁶² K. Hubbert. Para una relación de sus trabajos, véase el punto VII de la bibliografía. En el Apéndice 1 se encuentra una presentación del modelo de Hubbert y aplicaciones para el caso de México.

⁶³ R. C. Duncan [VII-1996; p. 21]. Dos años antes de la crisis de 1994-95, M. G. Salameh había llegado a conclusiones similares, respecto a la evolución previsible de las reservas, de la producción y de las exportaciones mexicanas, así como de la imposibilidad para enfrentar al mismo tiempo el esfuerzo de inversión necesario para hacer retroceder esas tendencias y las exigencias del desarrollo económico: "México se encuentra atrapado en el vicio de serios problemas económicos y de una industria petrolera enfermiza, lo cual puede forzar al

Las previsiones mencionadas reposaban, además del método utilizado⁶⁴, en una tendencia a la baja de las reservas, de la producción y de las reexportaciones entre 1984 y 1994, después del fuerte crecimiento que habían tenido entre 1974 y 1982. Solamente entre este último año y 1990, las exportaciones netas disminuyeron en 364 000 b/d y la producción en 100 000b/d. En el Cuadro 3 siguiente se puede observar la evolución de esas exportaciones:

Cuadro 3
La caída de las exportaciones de Pemex entre 1983 y 1989
Miles de b/d

<i>Año</i>	<i>Petróleo crudo</i>	<i>Exportaciones netas de crudo y productos</i>
1983	1 537	1 604
1984	1 525	1 603
1985	1 439	1 526
1986	1 290	1 345
1987	1 345	1 370
1988	1 307	1 347
1989	1 278	1 240

Fuente: Pemex

Otros indicadores parecían también anunciar una baja irreversible de las reservas, de la producción y de las exportaciones de Pemex, cuyas tres cuartas partes provenían de los campos de la «Sonda de Campeche» (*offshore*), más particularmente del complejo petrolero de Cantarell. Así, entre 1982 y 1990, en la Zona Norte, la producción promedio pasó de 179 500 b/d a 103 800 b/d; en la Zona Sur, de 900 000b/d a 600 000 b/d.

En lo que respecta a las actividades de perforación, entre 1982 y 1990, el número de pozos terminados pasó de 353 a 106 y los pozos productivos de 255 a 73. La baja más pronunciada de esas actividades tuvo lugar entre 1986 y 1988, pero no habían experimentado una verdadera recuperación a principios de la presente década, tal como lo muestra el Cuadro 4 y datos recientes⁶⁵: Esa evolución no solamente tuvo impactos de tipo cuantitativo sobre las acti-

país a convertirse en un importador petrolero neto de 1998 hacia adelante. Enfrentar todos esos problemas simultáneamente requerirá de fondos masivos que la economía mexicana en su estado actual difícilmente puede sufragar. *Cf.* M.G. Salameh [VII-1994; p. 309].

⁶⁴ Véase el Apéndice 1: "¿Declinación inminente de la producción petrolera mexicana? Una aplicación del modelo de M. K. Hubbert".

⁶⁵ Entre 1985 y 1994, se redujo sustancialmente la cantidad total de pozos perforados anualmente (petróleo y gas), pasando en ese período de 303 a 72. En ese mismo período el número de equipos activos de perforación pasó de 200 a 27, IEA [XI-1996; p. 43]. (Véase en el anexo del Capítulo V cuadros y gráficas relativos a la evolución de la perforación de exploración y de desarrollo).

vidades exploratorias sino sobre todo implicó retrasos tecnológicos precisamente cuando se desarrollaba en la industria petrolera internacional un proceso de cambio técnico intenso y acelerado.

Cuadro 4
Perforación de exploración y de desarrollo

Años	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Exploración	69	68	27	33	42	42	43
Desarrollo	219	178	76	111	81	63	50
TOTAL	288	246	103	144	123	106	93

Fuente: Pemex; M. G. Salameh [1994].

Esas tendencias parecían dar razón a los que preveían que la producción de petróleo crudo disminuiría regularmente a partir de 1995⁶⁶, lo cual, como es sabido, se reveló inexacto.

Dos aspectos parecen no haber sido tomados en cuenta en los análisis que insisten en el agotamiento cercano de los recursos petroleros: la tecnología y las innovaciones institucionales y organizacionales han empujado hacia la derecha la curva de la oferta mundial de petróleo, al mismo tiempo que los costos han disminuido⁶⁷. Pemex participa también de esa evolución; tal como lo muestran las cifras recientes que examiné antes (Sección 2, Capítulo IV).

Conclusión

Pemex ha tomado en cuenta, en cierta medida, los movimientos de apertura y de liberalización así como las transformaciones de la industria petrolera internacional. Sin embargo, se encuentra en una situación de vulnerabilidad y de fragilidad que se explica por:

⁶⁶ R. C. Duncan preveía una disminución de 4.6% a partir de 1995 y M. G. Salameh una de 3% entre 1992 y 1998. Este último consideraba que las importaciones de petróleo crudo comenzarían en 1998 y que alcanzarían 450 000 de b/d en el año 2000. Aun la utilización de nuevas tecnologías no pararía la declinación petrolera de México. Habiendo sido publicado su trabajo en una revista de la OPEP, este autor proporciona una pista para comprender su pesimismo: «Any weakening in Mexico's oil position would, by definition, strengthen OPEC's position in the 1990s», M. G. Salameh [VII-1994; p. 319].

⁶⁷ Algunos especialistas van muy lejos en lo que respecta a los actuales desarrollos tecnológicos, los cuales "deberían tener una consecuencia muy importante: deberían modificar completamente la problemática del carácter finito de las reservas de petróleo o de gas", O. Appert, X. Boy de la Tour [1997]. No es posible profundizar aquí las posiciones de las dos escuelas que acentúan ya sea el carácter finito de los recursos petroleros («los pesimistas» o «los geologistas»); o bien sobre el potencial creciente de las reservas y de la producción (la «technology school» o «los economistas»). Véase IEA [VII-1997].

1. Una falta de claridad, sobre todo por parte del gobierno, en cuanto a las estrategias de la empresa pública petrolera. En el caso de México esto es importante por el tipo de relaciones que aún existen entre gobierno y empresa.
2. Incompatibilidades entre los objetivos de Pemex:
 - Ser una gran compañía petrolera internacional, al mismo tiempo que se mantiene encerrada en su patrimonio minero, limitando sus operaciones internacionales;
 - Situarse en la punta desde el punto de vista tecnológico, apostando sobre un acceso abierto a la tecnología extranjera. Entre las prioridades de Pemex ya no se encuentra la de realizar un esfuerzo serio y de larga duración para desarrollar una capacidad tecnológica propia. El proyecto histórico de Pemex consistente en alcanzar la autonomía, incluso desde el punto de vista tecnológico, ya no está en la orden del día; pero una dependencia excesiva de la tecnología exterior como la que se dibuja en la actualidad no representa necesariamente la solución más adecuada;
 - Tener comportamientos industriales modernos, privilegiando al mismo tiempo las actividades de Exploración y de Producción como fuente principal de ingresos y de excedente cuya parte más importante proviene de las exportaciones de petróleo crudo. El marco fiscal de Pemex y su propio funcionamiento no le aseguran una capacidad de autofinanciamiento de su inversión. Del análisis de esos resultados se pueden poner en evidencia dos aspectos: la capacidad reducida para hacer frente a esos programas de expansión y su débil capacidad para tener una rentabilidad propiamente industrial. Si una gran parte de su «rendimiento bruto» proviene de Pemex-Exploración y Producción, ello se debe a la renta petrolera. Una empresa petrolera moderna no puede hacer descansar su estrategia en la captación y utilización de ingresos rentistas.
 - Pretender ser tratada como cualquier otra empresa por el gobierno, es decir, modernizar su sistema fiscal, obtener una autonomía de gestión, funcionar como empresa comercial, obtener una más grande flexibilidad para la gestión de su presupuesto, etc., al mismo tiempo que pretende desempeñar un papel significativo para la economía desde el punto de vista del comercio exterior, de las finanzas públicas, etcétera.
3. Fuertes tensiones que no han sido claramente planteadas ni resueltas:
 - Una que se origina en el enfrentamiento entre dos tipos de exigencias: por un lado las exigencias de la «despolitización» de la EPP para que adopte comportamientos correspondientes a los de una empresa moderna, privilegiando lógicas y criterios económicos y, por el otro, las exigencias para que continúe como instru-

mento de la política gubernamental y de los intereses que se expresan en su elaboración;

- Otra que proviene, a su vez, de dos visiones contradictorias: una que ve en esas empresas instrumentos naturales para desarrollar la riqueza del país y sus capacidades industriales y tecnológicas y otra que ve en ellas actores capaces de adoptar comportamientos independientes para perseguir objetivos propios y el incremento de su poder por medio de estrategias que no corresponden necesariamente a los intereses del país.

En esas incongruencias y tensiones evocadas precedentemente se encuentra el dilema clásico⁶⁸ en el cual se encuentra Pemex. Es decir, el dilema entre una participación directa del gobierno en la conducción de las empresas públicas y otro tipo de relación construida con base en incitaciones y sanciones para que esas empresas orienten sus comportamientos y desempeño en las direcciones deseadas. Ese problema debe ser resuelto para que Pemex desempeñe plenamente su papel, contribuya a asegurar el éxito de las reformas en curso y consolide su propia viabilidad.

⁶⁸ Cf. Oystein Noreng [XI-1996; p. 207], «National Oil Companies and their governments owners: the politics of interaction and control», *The Journal of Energy and Development*, Vol. 19, No. 2.

ANEXO DEL CAPÍTULO VI