

*Sergio Benito Osorio \**

**¿Cómo salvar a Pemex sin hundir al país  
o cómo salvar al país sin enterrar a Pemex?:  
La necesidad de un proyecto a largo plazo**

**SUMARIO:** I. Introducción. II. Producir para autoabastecerse. III. Producir para exportar. IV. Estancamiento e inicio de la desregulación. V. Agotamiento del ciclo del petróleo a bajo costo. VI. Garantías de la industria petrolera para su crecimiento. VII. Bibliografía.

## I. Introducción

Desde sus orígenes, como ocurre en todo país petrolero, la explotación de los hidrocarburos siempre ha sido crucial en la coyuntura y para el destino de México. Desde finales del siglo XIX, con los primeros hallazgos que señalaron la enorme riqueza petrolera del territorio; durante los albores del siglo XX, con el primer auge exportador; o en los intentos pos revolucionarios por recuperar la soberanía sobre los recursos del subsuelo: la nación siempre ha caminado en medio de la disputa por los frutos del petróleo. La cual alcanzó su punto más álgido en la expropiación petrolera de 1938. Pugna que ahora vuelve a brotar, cuando se inicia la explotación de una nueva frontera: aquella de los yacimientos localizados bajo las aguas profundas del Golfo de México.

El añejo conflicto del Estado mexicano frente a corporaciones y Gobiernos extranjeros por el control del petróleo es, en la actualidad, una imagen épica de gran fuerza en el imaginario popular, que exalta el nacionalismo y la defensa de la soberanía frente a la amenaza externa. Sin embargo, ya no se plantea como al inicio: en torno a los derechos de propiedad sobre el recurso

\* Licenciado en Economía por el Instituto Politécnico Nacional y Maestro en Economía y Política Internacional por el Centro de Investigación y Docencia Económica. Maestro en Derecho por la Universidad Autónoma Metropolitana y Doctor en Economía por la Universidad de París.

natural —aunque quizás vuelva en los próximos años para el caso de yacimientos trasfronterizos—; ahora sigue caminos menos explícitos y más sutiles en las cláusulas de los contratos de explotación que, en el futuro, pudieran concentrar las claves de la distribución de los beneficios petroleros.

De modo que el problema se ha hecho cada vez más complejo y menos evidente porque se ha interiorizado; ha labrado diferencias ideológicas notables, entre la clase política y en la elite de los grupos sociales, que impulsan los virajes de la política de hidrocarburos.

Este trabajo pretende abordar los efectos de las políticas de desregulación en la industria petrolera, sus consecuencias en el deterioro de la seguridad energética del país, así como el desplazamiento de la función industrial de Pemex a favor de la recaudación fiscal y el equilibrio del presupuesto federal, como sus objetivos prioritarios; y esboza algunas medidas que pudieran conducir al fortalecimiento del control de los carburos de hidrógeno, como recurso natural, y para dotar a Pemex de una autonomía que le permita cumplir mejor su vocación hacia la nación y hacia los consumidores.

## II. Producir para autoabastecerse

Siempre es interesante recordar que durante treinta y nueve años, desde la expropiación petrolera, se formularon y se mantuvieron vigentes un conjunto de objetivos que Jesús Reyes Heróles (1996a, p. 415) sintetizó: *Petróleos Mexicanos ... no es una empresa que pueda agotar las reservas en un país y trasladarse a otro: es una empresa que tiene por objeto fundamental el autoabastecimiento de México*; la exportación ocurriría solo en la medida en que contribuyera a adquirir importaciones de equipo e insumos necesarios para la propia industria, y los hidrocarburos, como recurso no renovable, se administrarían para garantizar el futuro de las próximas generaciones.

Fue una orientación consistente con la idea de que la vida y, aún más, la soberanía del país dependían de su desarrollo interno; para ello el Estado asumió la tarea de conducir y promover el progreso económico y social. Por ejemplo, las empresas públicas de energía se organizaron alrededor del concepto de servicio público *sin guiarse por finalidades lucrativas, procurando operar como organismo(s) de fomento económico o industrial* (Reyes H. 1996b, p. 164), fincado en los principios de: acceso general, seguridad del suministro y el menor precio posible. En ese sentido, las empresas públicas adquirieron la vocación de articular el proyecto nacional.

Pero en su operación la congruencia se perdió. Los precios de los combustibles y materias primas de origen petrolero se mantuvieron estancados (Pemex

1977),<sup>1</sup> pues esa condición era indispensable para mantener estable el crecimiento del PIB a tasas superiores al 6%. La demanda interna creció aceleradamente y Pemex no pudo autofinanciar la ampliación de sus actividades y modernizar su planta industrial; ello obligó a la importación creciente de petrolíferos e incluso de petróleo crudo (Pemex 1988).<sup>2</sup> La insuficiencia de combustibles llegó a retrasar los programas de electrificación a cargo de la CFE, estrechando las posibilidades para la instalación de nuevas empresas y el bienestar de la población.

La producción total de hidrocarburos creció a tasas sostenidas del 6%, desde 1940 hasta mediados de los años setenta, pero no hubo incorporación de nuevos descubrimientos, por lo tanto, en 1975, el índice de duración de las reservas se había reducido de 24 a 14 años (Pemex 1988).

La profundidad media de los pozos rebasó los tres mil metros hasta 1970, acusando un fuerte rezago tecnológico, pues en otros países había llegado a los cuatro mil metros, y la explotación marina había comenzado frente a las costas de Louisiana en 1947.<sup>3</sup>

Tras la necesidad de cubrir la demanda interna y restituir las reservas (Sordo y López 1988, p. 46),<sup>4</sup> el Gobierno de Luis Echeverría inició la exploración a profundidades mayores en Tabasco y Chiapas. En 1972 se descubren los yacimientos de Sitio Grande y Cactus,<sup>5</sup> dando un vuelco a la percepción nacional e internacional sobre la riqueza petrolera del país;<sup>6</sup> justamente en los años del primer embargo petrolero de la OPEP, que dispararía los precios y, por supuesto, el interés de los Estados Unidos por financiar la producción de petróleo en México.

La disposición de recursos para invertir, habilitados por la banca internacional, elevaron la producción a más de un millón de barriles por día en 1977 (respecto a los 484 mil barriles de 1970). De manera paralela se inicia la exploración marina, los descubrimientos del Mesozoico revelarían una provincia que se extiende hasta las aguas someras de la costa de Campeche<sup>7</sup>

<sup>1</sup> En 1950 el litro de "mexolina" (70 octanos) costaba 40 centavos; la mayor compresión en los nuevos automotores exigió nuevas gasolinas: "gasolmex" (90 octanos) que inició con 90 centavos en 1956, se mantuvo en un peso hasta 1972; lo mismo ocurrió con "Pemex 100" (100 octanos) que inició con 1.20 pesos el litro en 1962 y continuó hasta 1972.

<sup>2</sup> En 1973 las importaciones suman 23.6 mil barriles.

<sup>3</sup> Kerr-McGee Oil Industries Inc.

<sup>4</sup> Se estableció como política que las reservas deberían cubrir un periodo de 20 años.

<sup>5</sup> Los yacimientos del área de Reforma: Bermúdez, Cactus y Sitio Grande se localizan en profundidades de 4 a 6 mil metros, y llegaron a producir 900 mil barriles por día en 1977.

<sup>6</sup> "México... pronto puede jugar un roll mundial en el mercado y la política", Cowan E., *The New York Times*, 11.11.1975.

<sup>7</sup> En 1971 se descubren las emanaciones de lo que, cinco años más tarde, sería Akal y el complejo Cantarell.

y México regresa como exportador al mercado internacional en 1974.<sup>8</sup>

El incremento de la actividad exploratoria y el interés internacional por el petróleo mexicano crearía las condiciones para reformular la política petrolera: Jorge Díaz Serrano afirmaría: *Señores diputados: ... se está descubriendo un yacimiento importante cada veinte días... las reservas probadas son de 14,600 millones de barriles, las probables de 29,200 y las potenciales de 120,000 millones de barriles, certificadas por el IMP... Hay que considerar que las reservas de hidrocarburos de México, equivalen al consumo actual de nuestro país para una duración de doscientos ochenta años* (Cámara de Diputados, 1978).

Los informes presidenciales de José López Portillo reflejaban la misma euforia: *... la producción nacional de petróleo aumentó tres veces y medio hasta llegar a 2 millones 850 mil en 1982... con una exportación equivalente a 14 mil millones de dólares;... las reservas probadas son de 72 mil millones, lo que nos hace pasar... al cuarto lugar (del mundo); las reservas probables son de 90 mil millones y las potenciales son de 250 mil millones de barriles, con una reserva-producción de 55 años. El programa de inversiones de Pemex... en el periodo 1977- 1981, ascendió a 27 mil millones de dólares, equivale a casi tres veces el programa de la nave espacial Columbia, que se ha desarrollado durante diez años. ... casi triplica el gasoducto europeo... y su magnitud duplica los préstamos que el Banco Mundial ha efectuado a América Latina...* (Cámara de Diputados, 2006, pp. 305-306).

Años más tarde Petróleos Mexicanos reduciría drásticamente<sup>9</sup> las reservas, nunca se llevó a cabo la exportación masiva de gas hacia los Estados Unidos y los precios internacionales del petróleo se derrumbaron.<sup>10</sup> En realidad, la visión tan “optimista” que Díaz Serrano vendió al Gobierno y al Congreso fue una maniobra capaz de modificar radicalmente la política petrolera que el país había mantenido durante décadas.

Bajo el principio de que “el petróleo en el subsuelo no significa gran cosa para el país” (Díaz Serrano, 1978), la concepción gubernamental sobre el uso racional de los hidrocarburos, como recursos no renovables, fue su extracción acelerada para monetizarlos o, como se diría más tarde: para “maxi-

<sup>8</sup> México exportó petróleo siempre, incluso inmediatamente después de la expropiación, aunque con volúmenes menores. En 1966 detiene las ventas al exterior y regresa ocho años después con 16 mil barriles. Su reincorporación como gran exportador, con más de 1 millón de barriles por día, ocurriría hasta 1981.

<sup>9</sup> En 2003, las reservas probadas se redujeron 10 mil millones de barriles, en aplicación de los criterios de la Securities and Exchange Commission (SEC).

<sup>10</sup> El promedio de precios del petróleo en el mercado de los Estados Unidos crece a partir de 1974, alcanza su punto más alto en 1981 (37.10); pero se desploman (13.9) en 1986.

mizar su valor”. Fueron los años de la “administración de la riqueza”, de los excesos en todo sentido, y de enormes proyectos frustrados.<sup>11</sup>

Sin embargo, los descubrimientos y el desarrollo de los yacimientos de la Sonda de Campeche cambiarían, en definitiva, los objetivos de la política petrolera mexicana. Al inicio, los campos de Arenque y Barracuda, al sur de Veracruz, pero en poco tiempo Cantarell colocaría la producción marina de México como la primera en el mundo, y al inicio de los años ochenta nuestro país ya se aprestaba a regresar como gran exportador mundial de petróleo.

Los objetivos del periodo anterior se habían cumplido parcialmente: el autoabastecimiento quedó satisfecho, pero el cuidado del recurso natural para las próximas generaciones pasó a segundo plano.<sup>12</sup> En menos de una década iniciaron operación: 23 plantas petroquímicas, particularmente “la cangrejera”, que en ese momento sería el complejo más grande del mundo, con veinte plantas industriales; se construyó la línea troncal del sistema nacional de gas; 58 plataformas marinas en la sonda de Campeche, con una red de oleoductos submarinos de 673 kilómetros; las refinerías de Cadereyta y Salina Cruz, con las que se alcanza una capacidad de refinación de 1.5 millones de barriles por día (onceavo lugar en el mundo); las instalaciones portuarias de Dos Bocas, Cayo de Arcas, Salina Cruz y Lázaro Cárdenas–Las Truchas. Contribuyendo, todas estas obras, a fortalecer la economía del país.

### III. Producir para exportar

Durante 30 años (1974-2004) Pemex amplía continuamente la extracción de hidrocarburos. Esta evolución, en cualquier otro país, tendría que ser leída a partir de la magnitud de los yacimientos y de la rentabilidad encontrada por las empresas involucradas; sin embargo, en el caso de México, su régimen constitucional determina que las decisiones de producción se concentren en una autoridad gubernamental; lo que inmediatamente incorpora elementos de política pública en la formación de disposiciones productivas, y su interpretación resulta mucho más compleja.

Específicamente, en el largo periodo de referencia se enlazan tres motivos que presionan la decisión de los distintos Gobiernos a mantener una tendencia

<sup>11</sup> La construcción del gasoducto Cactus-Reynosa tuvo un costo oficial de mil millones de dólares.

<sup>12</sup> Es tarea pendiente investigar la monumental destrucción de recursos naturales que ha significado la quema y venteo del gas en los yacimientos del país.

creciente en la producción petrolera: los requerimientos de ingresos fiscales que exigen las frecuentes crisis económicas del país; la demanda petrolera de los Estados Unidos; y el compromiso ideológico por desregular la industria petrolera. La trascendencia de cada uno de esos estímulos ha dependido, por supuesto, de las condiciones coyunturales de la economía nacional y del mercado internacional; pero posiblemente su intensidad ha dependido más de otras circunstancias menos objetivas, como son la fortaleza política de los Gobiernos, y su capacidad administrativa para poder llevar a cabo sus propósitos.

Desde el punto de vista productivo el periodo puede ser desagregado para su mejor análisis en tres fases: La que transcurre de 1974 a 1985, es frontera entre los dos modelos que han prevalecido sobre el uso económico de los hidrocarburos, pero además registra los índices más altos del ciclo de expansión petrolera: casi 14% anual; lo que multiplica la producción más de cuatro veces (de 653 mil barriles diarios a 2.7 millones). En 1980 la extracción llega a 1.941 millones y alcanza un incremento anual que no se ha vuelto a repetir: 471 mil barriles respecto al año anterior. Ese comportamiento, como en el resto del periodo, se deberá a la evolución de Cantarell,<sup>13</sup> que empieza a producir en 1979 y al año siguiente ya aporta una quinta parte de la producción nacional. El rápido desarrollo de este yacimiento permitirá compensar, más que proporcionalmente, la declinación de los yacimientos del área de Reforma.

Son años de precios internacionales muy remunerativos, el petróleo mexicano alcanza un promedio de 25 dólares que, en términos reales, solo volverá veinte años después. El contexto es dominado por los efectos de los embargos petroleros de 1973-1979 y por la búsqueda, de los Estados Unidos, de nuevas y confiables fuentes de abastecimiento. Aquí es indispensable no olvidar que la estrategia de fijación de cuotas de producción, ejercida por la OPEP coincide con la declinación de las reservas petroleras de los Estados Unidos y con el incremento de sus importaciones: en la década de los ochenta sus necesidades de abasto externo pasaron de 6.9 a 8 millones de barriles por día (US. EIA), lo que significó un tercio de su consumo.

En la primera mitad de los años ochenta Pemex logra exportar un promedio de 1.3 millones de barriles por día, principalmente al mercado esta-

<sup>13</sup> Localizado en aguas someras, de 40 a 70 metros de tirante de agua, a 85 Km de Ciudad del Carmen, Campeche. Está formado por los campos Nohoch, Chac, Akal (que concentra más del 90% de las reservas), Kutz, Ixtoc y Sihil. Se le consideró el segundo yacimiento más grande del mundo, después de Ghawar, en Arabia Saudita, con una reserva original estimada en 30 mil millones de barriles, calidad promedio 22° API. Ver Pemex, *Cantarell pasado, presente y futuro*.

dounidense. Esos volúmenes se constituirán en factor estratégico de la seguridad energética del vecino del norte y, por supuesto, de ahí en adelante, el abasto de petróleo mexicano sería una pieza central de la relación entre ambos países. El ofrecimiento de créditos para inversión (Sordo y López) y la presión sobre el Gobierno mexicano para acordar ventas adelantadas destinadas a la reserva estratégica de los Estados Unidos (Franco 1987),<sup>14</sup> muestran con claridad la importancia que el Gobierno de los Estados Unidos atribuyó a la ampliación de la capacidad extractiva y de exportación mexicana.

La expansión de la producción de Pemex se articuló, sin duda, a la necesidad del abasto estadounidense pero de esta manera también consiguió un rápido ingreso al mercado internacional. Internamente permitió aprovechar los grandes ingresos petroleros para relanzar la actividad económica nacional, trabada por las crisis de 1976 y 1982. La exportación petrolera significó el 67% del importe de todas las mercancías vendidas al exterior, mientras los derechos sobre extracción cobrados a Pemex constituyeron el 44% de los ingresos presupuestales del Gobierno Federal (Banco de México, 1985). La actividad petrolera se convirtió en columna vertebral de la economía y los derechos petroleros se instalaron como la fuente más dinámica de los ingresos públicos.

#### IV. Estancamiento e inicio de la desregulación

Los años que van de 1986 a 1995 corresponden a una fase de precios bajos. Podría decirse que el estímulo de los precios internacionales desaparece, llevándose consigo la euforia gubernamental de años pasados y, por supuesto, también la inversión en Pemex. El petróleo mexicano se cotiza en 15 dólares promedio, y el maya cae a 9 dólares en 1994. Su consecuencia inmediata es que los ingresos petroleros se contraen hasta el 27% de los ingresos públicos (1995) y los indicadores principales de la actividad extractiva se desploman: el número de pozos incorporados por año se reducen (de 200 a 86), su profundidad se estanca y los descubrimientos se van reduciendo hasta el extremo de que, en 1995, el anuario estadístico registra solo uno. No obstante, la producción se mantiene estable en alrededor de 2.6 millones de barriles por día, muy alta dado que no hay reposición de reservas.

<sup>14</sup> Franco estudia 10 contratos y destaca uno de 1982, donde Pemex entregaría 40.1 millones de barriles Istmo a cambio de un préstamo del gobierno de los Estados Unidos por mil millones de dólares. El precio que resulta es de 24.9 usd. por barril, cuando el curso rondaba los 32. México utilizó esos recursos para su deuda externa y no caer en moratoria.

Es necesario señalar la opacidad que priva en la estadística oficial sobre las reservas petroleras. En esos años, el anuario estadístico de Pemex registra el concepto de reservas totales y, de manera confusa, en algunos años, las reservas probadas las considera como reservas totales. De acuerdo a los registros de la publicación aludida, las reservas en 1986 ascendieron a 70 mil millones de barriles (MMb) y en 1995 a 63 MMb; el índice de duración de reservas fue valorado en 76 y 66 años respectivamente; es decir que, como no hubo incorporaciones significativas, las reservas se habrían reducido diez años. Empero, la producción acumulada en esta fase fue de 9.5 mil millones de barriles, lo que indica una reducción adicional de un 35% en la vida de las reservas publicadas por Pemex: una gravísima disminución.

Por otra parte, aun cuando la magnitud de las exportaciones mantiene un ritmo estable (50% de la producción), las ventas a los Estados Unidos pasan del 52 al 79%; lo que implica una concentración de mercado que, al final de esos años llegará a absorber el 30% de la producción nacional acumulada. Como se recordará, una parte de esas ventas corresponden a contratos de mediano plazo entre Gobiernos,<sup>15</sup> pero además, Pemex siguió la política de establecer contratos de mediano plazo con refinerías de los Estados Unidos, asumiendo que la cercanía reduce el costo de transporte y hace de la concentración la mejor estrategia comercial. El caso del acuerdo para alimentar la reserva estratégica del vecino del norte (que es utilizada en momentos clave para contener o reducir los precios), en detrimento del propio exportador, difícilmente puede ser explicable, desde el interés soberano de cualquier nación.

La mención es importante porque en esos años se fincaron las reglas, que perduran hasta hoy, de la relación petrolera entre Estados Unidos y México; con un interludio al finalizar la década de los noventas. Como se puede observar, el centro de la relación es que el petróleo sólo tiene el valor que le asigne el mercado y que en periodos críticos, por ejemplo: la emergencia de conflictos bélicos de los Estados Unidos, México lo apoyará en calidad de aliado.

La aceptación tácita de esta relación inequitativa, por el gobierno mexicano, no sólo le llevó a renunciar a una mejor posición para negociar los distintos temas de la agenda bilateral, sino que al aumentar la concentración de sus ventas a los Estados Unidos creó un vínculo, fuera de su control, que de-

<sup>15</sup> Información sobre los contratos de Pemex con dependencias del Gobierno de los Estados Unidos no están disponibles con facilidad, sin embargo el estudio de Claudia Hijuelos -ya citado- consigna 10 contratos, mientras un reporte del Departamento de Energía menciona que PMI participó, en 1998, en un cambio de Maya por Itsmo. Lo cual indicaría que este tipo de contratos se realizaron por bastante tiempo.



terminará la dinámica de nuestra producción, incluso cuando las reservas no lo sustenten.

Esta fase es significativa, además, porque en esos años se realiza la reforma organizativa más importante que ha tenido Pemex y también la única transformación legal que ha ocurrido, desde 1938, para permitir inversión privada en áreas de hidrocarburos reservadas en exclusiva al Estado. Estas reformas tuvieron como telón de fondo una intervención militar en el sindicato petrolero,<sup>16</sup> que removió a su dirigencia, e hizo posible la revisión más profunda que se ha hecho a las cláusulas del contrato colectivo de los trabajadores de Pemex, incluyendo la disminución de 41 mil puestos de trabajo (Loyola y Martínez, 1996).

Se modificó la ley reglamentaria del petróleo para establecer que el transporte y el almacenamiento de gas natural no pertenecían más a las actividades exclusivas del Estado (DOF 1995) y, posteriormente, para abrir la petroquímica a la inversión privada.

Los cambios al marco jurídico de la industria petrolera fueron parte de un proyecto de mucho mayor alcance que se inició con el presidente Carlos Salinas (1988-1994), para modificar la participación del Estado en la economía e impulsar el fortalecimiento de un sector empresarial que debió hacerse cargo de la conducción de los procesos económicos. Para ello impulsó un amplio proceso de desregulación de la actividad económica, privatizó la mayor parte de las empresas (953) en manos del Gobierno e incorporó al país a la zona de libre comercio de América del Norte y a la OCDE<sup>17</sup> que, junto con el GATT, ubicaron al país en un escenario irreversible de compromisos contractuales que buscaron dar certidumbre y estímulo a los inversionistas sobre una estructura de precios relativos que asignarían adecuadamente los recursos (Serra 2010), en consistencia con el funcionamiento global de la economía.

En el sector energético se transfirieron las actividades de transporte y almacenamiento de gas natural, petroquímica secundaria, producción de insumos para fertilizantes<sup>18</sup> a la inversión privada; se incorporó la figura de “productor independiente” a la generación de electricidad (DOF 1992)<sup>19</sup> –que

<sup>16</sup> El 10 de enero de 1989, Joaquín Hernández Galicia, “La Quina”, líder vitalicio del STPRM, es apresado por el ejército mexicano.

<sup>17</sup> Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, 18 de mayo de 1994.

<sup>18</sup> Se vendieron las plantas de Urea del complejo Pajaritos.

<sup>19</sup> Se incorporó en el artículo 3 la figura jurídica de “productor independiente” como un generador privado que vende su generación a CFE para el servicio público de electricidad, contraviniendo el párrafo sexto del artículo 27 constitucional: “...*Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público*”.

a la postre significaría casi el 50% de la generación nacional<sup>20</sup> y se vendió “Río Escondido”, la principal carbonífera del país.

El argumento esgrimido para las privatizaciones fue la necesidad de recaudar fondos para satisfacer necesidades sociales; sin embargo, en menos de una década fue necesario implementar programas de rescate y saneamiento financiero, con un costo superior a los 80 mil millones de dólares, que mostrarían el fracaso del objetivo de recaudación y, en cambio, permitiría casos de corrupción bárbara.<sup>21</sup>

Pero las privatizaciones, desincorporaciones o simplemente el abandono de actividades productivas, surgieron esencialmente desde una percepción ideológica: ... la participación pública produce ineficiencias y distorsiones que lastran el sistema económico, por lo que debe eliminarse. En el caso del sector energético se actuó bajo las mismas premisas y, por supuesto, se cometieron los mismos errores, pues no se previeron las fracturas que iban a producir en el suministro de insumos para el resto de la industria.

Quizás el caso más conocido es el de la petroquímica. De manera artificial se dividió, por ley,<sup>22</sup> el universo de productos petroquímicos en básicos y secundarios para que esta importantísima industria pasara a particulares. Desde 1986, los distintos Gobiernos intentaron vender los complejos (DOF 1998),<sup>23</sup> coinvertir con particulares dentro de los complejos, o en nuevas instalaciones, como el proyecto Fénix, pero todo fracasó. Aunque lo más grave fue frenar la producción, parando y desmantelando plantas. Cuando se tomó esa decisión, México perdió la oportunidad de aprovechar sus enormes ventajas: hidrocarburos abundantes y baratos, así como su vecindad con el mercado más grande del mundo, para integrar cadenas industriales que produjeran bienes de alto valor agregado, en lugar de limitarse a exportar solo materias primas. Se debe recordar que los complejos petroquímicos de Pemex eran recientes, se habían construido a finales de los años setenta y principios de los ochenta.

<sup>20</sup> CFE, octubre de 2011.

<sup>21</sup> Entre ellos, las empresas del sector acerero, de la Carbonífera Río Escondido y de las plantas de Fertimex en Pajaritos.

<sup>22</sup> En 1986, el Ejecutivo emitió una lista con 34 productos que paulatinamente fue reduciendo, hasta el 17 de agosto de 1992 que publicó la última con sólo 8 productos. Está práctica, ilegal por cierto, dado que por la vía administrativa invadía una facultad legislativa, se mantendría hasta el 17 de octubre de 1996 que se reforma la Ley del Petróleo para legalizar, a posteriori, la disminución de la materia que correspondía, en exclusiva, a Pemex (listando 9 productos), como una medida tendiente a dar certidumbre a los posibles inversionistas interesados en la llamada petroquímica secundaria.

<sup>23</sup> El complejo Morelos se licitó pero no hubo respuesta de inversionistas.

Los hechos son elocuentes: mientras que en los años ochenta la producción petroquímica se triplicó, pasando de 6 a 18 millones de toneladas,<sup>24</sup> acompañando la fase de ascenso del ciclo industrial de esta rama en el mundo; en contraste, la producción de 2010 -veinte años después- apenas ascendió a 8.9 millones de toneladas. Las importaciones se dispararon a más del 50% del abasto interno, y de los diez complejos que existían sólo ocho se mantienen en operación, con una utilización menor al 50% de su capacidad.

Estas cifras no se deben a una crisis de mercado o abasto de materia prima, pues desde el 2003 la petroquímica, a nivel mundial, está viviendo una nueva y más amplia fase expansiva de su ciclo industrial (SENER 2007); simple y llanamente se debió a una decisión política bárbara e injustificada.

La reforma a la estructura corporativa de Pemex, en 1992, tuvo como objetivo integrar divisiones especializadas autónomas con “centros de costos” y “sistemas de precios de transferencia”, que permitieran evaluar la eficiencia de cada línea de negocios. Lo que dio lugar a los cuatro organismos descentralizados filiales de Petróleos Mexicanos.<sup>25</sup>

Tras el propósito loable y necesario de la eficiencia, las filiales quedaron obligadas a determinar sus proyectos en función de la racionalidad de sus costos. Teóricamente las relaciones entre ellas deberían ser como las que tiene cualquier empresa: comprar y vender productos de acuerdo a los precios que puede encontrar en el mercado. Esta lógica, según la cual Pemex Exploración-Producción (PEP) vende crudo y gas a las demás filiales, a precios de oportunidad, hizo inviable la producción de petroquímicos; pues la materia prima (el gas, por ejemplo) se tenía que comprar a precios de referencia internacional (Henry Hub, Texas) y vender el producto resultante a precios tan altos que los consumidores en México preferían importar o, de plano, ya no producir y cerrar el establecimiento. Esta norma, aplicada a “rajatabla”, en los precios inter-organismos de Pemex condujo a que solo PEP tuviera balances positivos. De hecho, bajo ese criterio, Refinación debió cerrar desde ese tiempo.

<sup>24</sup> Lo mismo ocurrió en sus principales cadenas de derivados: la producción de etileno creció de 343 mil toneladas en 1979 a 1.18 millones en 1989; la de propileno de 160 a 295 mil; el benceno, de 70 a 291 mil; el metanol, de 174 a 208 mil; el tolueno, de 108 a 344 mil; y el amoniaco de 1.6 millones a 2.5 millones de toneladas.

<sup>25</sup> Exploración y Producción; Refinación; Gas y Petroquímica Básica; y Petroquímica. En 1989 se había constituido Pemex Comercio Internacional S.A. de C.V. (PMI). Para esta reforma es conveniente, en busca de una interpretación, observar la prisa con que ocurre el proceso legislativo: se presenta el 2 de julio, el día 13 la habían votado las dos Cámaras y el Diario Oficial la publicó el 16 del mismo mes. En coincidencia, las negociaciones del TLCAN concluyen el 11 de agosto del mismo año. Ver Diario de los Debates, Cámara de Diputados.

Pero el supuesto de los precios de oportunidad implica la existencia efectiva de un mercado que en realidad no existía, pues logísticamente el gas no podía exportarse; hubo de pasar otra década para que ese energético encontrara salida, y no precisamente en la exportación, sino en la demanda de las centrales de ciclo combinado para generar electricidad; donde productos como el etano, con alto valor para la petroquímica, solo es parte de la combustión.

Pero más allá de la discusión dogmática sobre los precios está el tema de fondo: que es haber tomado la decisión de abrir la petroquímica a la inversión privada sin examinar que los empresarios nacionales no tendrían los recursos para abordar negocios de esa magnitud, y que las transnacionales del ramo invertirían sólo a condición de que se les otorgaran fórmulas de precios y garantías para el abasto de materia prima, tan inconvenientes, que el Gobierno mexicano no ha estado dispuesto a aceptar. El resultado ha sido un error fenomenal que arruinó a la naciente petroquímica mexicana y, objetivamente, ese error facilitó que las plantas estadounidenses utilizaran su capacidad excedentaria para exportar hacia nuestro mercado, aprovechando que el TCAN entró en operación al mismo tiempo.

Dentro de las reformas que introdujo el presidente, Salinas de Gortari, en Petróleos Mexicanos también estuvo su régimen fiscal. A partir de 1991 Pemex incorporó a sus obligaciones, en la ley de ingresos, el pago de un “aprovechamiento sobre rendimientos excedentes” (DOF, 26.12.90), que gravó hasta con un 43% los ingresos por exportación que se obtuvieran cuando los precios internacionales superaran a los estimados en la ley de ingresos. Este gravamen se sumaba a los derechos por extracción que ascendían al 60.8% y podían significar más del 100% de los ingresos de la paraestatal. El absurdo fue tal que Pemex llegó a endeudarse para poder pagar sus contribuciones fiscales, y más le valía que el mercado registrara precios bajos para librarse del “aprovechamiento”.

En realidad, la burocracia encargada de la recaudación federal buscó asegurar todos los recursos que pudiera generar la exportación de petróleo, sin reparar en las necesidades de inversión para mantener la capacidad extractiva. Fue el inicio de una política fiscal que se ejerció sin consideración, y sin mediar la más mínima inteligencia de Estado sobre Pemex.

De 1996 hasta el 2005 la producción vuelve a crecer aceleradamente. En 2004 el ciclo de los yacimientos gigantes descubiertos treinta años atrás alcanza su pico máximo,<sup>26</sup> en ese año Pemex logra extraer 3.383 millones de barriles y

<sup>26</sup> En diciembre de 2003 se alcanza el registro histórico más alto de la producción nacional con 3.45 millones de barriles, al tiempo que Cantarell también lograra su punto más alto con 2.21 millones de barriles por día.

realiza una exportación también record: 1.870 millones de barriles. México se sitúa como el cuarto productor y el sexto exportador mundial de petróleo.

Cantarell aumenta su aporte en 900 mil barriles diarios y junto a Abkatun-Pol-Chuc y Ku-Maloob-Zaap constituyen el 80% de la producción nacional. El número de descubrimientos por año se recupera y llega a 33 (en 2003), mientras que los pozos perforados para desarrollo aumentan significativamente hasta llegar a 668 (2005). La actividad se concentra casi exclusivamente en los yacimientos marinos.

No es que el petróleo en tierra se hubiera agotado, pero sí que el más barato –2.5 usd/b- se encuentra en los yacimientos marinos. Son años en que el presupuesto de Pemex se reduce, su inversión dependerá del crédito más que en otros momentos. En 1995 se modifica la ley de deuda (DOF, 12/12/1995), para crear un mecanismo que sólo incorpora a la contabilidad el gasto anual y no el endeudamiento total.<sup>27</sup> A ese artificio se le llamó “Proyectos de impacto diferido en el gasto (pidiregas)”, un cajón en el que se colocaron los proyectos con la más alta rentabilidad, para los que se conseguía financiamiento específico, y cuya fuente de pago era su propio flujo de ingresos. Bajo ese criterio: Cantarell era muy rentable y no así la exploración.

En el presupuesto federal aparece una diferencia entre inversión presupuestal, que para las entidades del sector energético crece apenas el 2.8%, e inversión financiada (pidiregas) que lo hace en 38%. Para 2005, el monto total de la deuda de Pemex en pidiregas ascendería a 22 mil millones de dólares, y un “saldo de financiamientos obtenidos por terceros”, con garantía de Pemex, por 36.4 mil millones de dólares (ISEFPDP/SHCP IV, 2005). Petróleos Mexicanos adquiriría deuda en el extranjero, a través del fondo –Master Trust– y ponía esos recursos a disposición de los proveedores para que llevaran adelante los proyectos requeridos. Bajo esta estrategia de inversión, aumentó la producción y, posiblemente, Pemex aprendió a administrar grandes contratos con terceros, pero también es probable que sus habilidades técnicas mejoraran escasamente.<sup>28</sup>

La cuantía y la forma como se utilizaron los financiamientos pidiregas llama la atención porque no se observa la intención gubernamental de impulsar un programa para el desarrollo de proveedores nacionales, una estrategia con metas claras de integración nacional, para aprovechar todos los efectos del desarrollo en: ciencia, tecnología, organización, formación de recursos humanos, creación de nuevos productos, etc., que pudieron aportar proyectos tan grandes y singulares como Cantarell.

<sup>27</sup> Con objeto de que el endeudamiento de las empresas públicas no se cargaran al déficit público.

<sup>28</sup> Más adelante, esa debilidad, sería uno de los argumentos para adjudicar contratos de explotación a particulares.

Las empresas que ganaban los contratos por licitación internacional o incluso hasta por asignación directa, como fue el caso de Bechtel, que es la constructora más grande del mundo, y Netherland & Sewell para la organización del proyecto Cantarell, traían créditos atados o usaban la garantía del Estado mexicano, para hacer negocios con Pemex —lo cual se coloca muy cerca del modelo típico colonial del comercio de materias primas— y, sin embargo, no se registra protesta pública de las organizaciones empresariales mexicanas.

Dentro de este sistema de financiamiento figura de manera sobresaliente el Export-Import Bank de los Estados Unidos. Según su informe de transacciones, haciendo un corte de 1998 a 2005, otorgó 3.6 mil millones de dólares a Pemex, particularmente para un grupo no muy amplio de empresas;<sup>29</sup> esos recursos representan aproximadamente la quinta parte del financiamiento que realizó ese banco en el periodo; lo que muestra la prioridad que otorgaron las empresas de servicios estadounidenses a Cantarell.

Por otra parte, los recursos habilitados por el banco encargado de promover las exportaciones de los Estados Unidos, son próximos a una quinta parte de la deuda de Pemex en pidiregas, y mueve a cuestionar sobre las razones que llevaron a preferir ese tipo de créditos, cuando Pemex pudo encontrar condiciones más “libres” recurriendo a otras fuentes, dada la alta rentabilidad de sus proyectos. Curiosamente, en la lista de proyectos financiados por el Export-Import Bank sólo aparecen uno o dos proyectos de empresas privadas mexicanas.<sup>30</sup>

Durante esos años, aun cuando los precios fueron moderados (22 usd/b), la producción fue extraordinaria y nuevamente los ingresos petroleros llegaron a aportar casi el 37% de los ingresos presupuestales del Gobierno Federal; incluso se formaron excedentes que el presidente decidía libremente su uso, dado que no podían ser presupuestados. En el año 2000, por iniciativa del Congreso y con acuerdo del Ejecutivo, se estableció un instrumento de captación de excedentes: el fondo de estabilización de ingresos petroleros<sup>31</sup> (FEIP, Diario de los Debates, 11.04.2000) que serviría en caso de caídas bruscas en los precios internacionales; transparentaría la captación y uso de los exceden-

<sup>29</sup> Entre ellas figuran: Halliburton Energy Services, Noble Drilling Services, Pride Offshore Inc, Schlumberger Technology Corp, Solar Turbines, Inc, Diamond Services Corp, Berry Contracting, Nabors International Inc, Bender Shipbuilding & Repair Co. US. Export-Import Bank.

<sup>30</sup> ¿Cabría la hipótesis de que la SHCP condujera a Pemex a tomar este tipo de financiamiento para dejar oportunidad al resto de las empresas mexicanas que salían, con proyectos menos rentables, a buscar créditos al mercado internacional?

<sup>31</sup> Actualmente existe: el Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros, el Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas y el Fondo para la infraestructura de Petróleos Mexicanos.

tes; pero además incorporó la noción indispensable para un país petrolero como México: que los recursos petroleros debían administrarse como una garantía para el futuro.

Las instituciones financieras internacionales reaccionaron, al inicio, con mucha cautela en relación al FEIP. Apegadas al objetivo de estabilización pidieron a las autoridades hacendarias que “esterilizaran esos recursos”, que no los incorporaran al circuito económico. Solo baste señalar que la SHCP, en su informe de cierre de 2005, consigna como ingresos excedentes petroleros 726 mil millones de pesos, con un saldo del FEIP por 16 mil millones de pesos (ISEFPDP IV, Anexo XV, p. 9).

Apareció así un nuevo reto: la administración de grandes excedentes de ingresos petroleros. Lo que puede destacarse como una paradoja pero que entraña un gravísimo riesgo, pues contiene la reducción de las reservas probadas, ancla de la seguridad energética de cualquier país petrolero. En esta fase la duración de las reservas se reducen de 23 años, al inicio de la década, a sólo 14 en 2005.

Esta evolución es ejemplo de una pésima planeación, pues el endeudamiento que se impone a Pemex da lugar a un incremento aceleradísimo de la extracción que, a su vez, produce una liquidez tan alta que desbordan las previsiones de gasto y forma excedentes que tampoco se sabe cómo utilizar. Por otra parte, también es innegable que la ampliación de la plataforma de extracción y exportación fueron una cesión del Gobierno mexicano a las necesidades coyunturales del abasto estadounidense.

Como se recordará, en 1998 los precios internacionales sufrieron una fuerte caída, lo que obligó al Gobierno mexicano a participar por primera vez (junto con la OPEP) en el control del mercado internacional. Entre 1998 y 1999, México retiró 325 mil barriles diarios del mercado, en un esfuerzo entre exportadores independientes y miembros de la OPEP para reducir la oferta diaria en 3.4 millones de barriles. Permitiendo a la mezcla mexicana pasar de 8 a casi 30 dólares por barril. Para ello fue necesario poner en pie un mecanismo muy intenso de consultas entre Arabia Saudita, Venezuela y México (“Pacto de Riyad”), que hizo confluir las decisiones de la OPEP con los exportadores independientes, incluida Noruega, durante esos tres años. Este episodio de colaboración mexicana con los exportadores, como se advirtió anteriormente, fue un interludio, en la subordinación de la política petrolera mexicana al interés del abasto estadounidense.

Pero en 2001 México modificó su posición. Mientras la OPEP acordó reducir su exportación en 1.5 millones de barriles por día, la Secretaría de Energía comunicó que la exportación de México se ubicaría en un millón 750 mil barriles; lo que significó un incremento de 150 mil barriles en relación al año anterior, como una muestra de solidaridad a los Estados Unidos, que en ese momento invadía a Irak.

Públicamente se argumentó que los principales competidores de México: Arabia Saudita y Venezuela habían tomado una parte cada vez mayor del mercado y que el Gobierno mexicano debía actuar para impedirlo. Si revisamos las cifras de la Agencia Internacional de Energía, se puede observar que de 1996 a 1998, periodo en que se incubó y desató el desplome de los precios, los sauditas registraron un incremento en su oferta de 8.09 a 8.28 millones de barriles (2.3%); los venezolanos pasaron de 2.95 a 3.12 millones de barriles (5.7%); mientras las exportaciones mexicanas pasaron de 1.5 a 1.7 millones de barriles (11%).

Pero además, el aumento de los volúmenes de exportación no daba mayores recursos al erario mexicano. En 1996 se exportaron 1.54 millones de barriles y se obtuvieron ingresos por 10.7 mil millones de dólares; en 1997 se exportaron 1.72 MMB y se obtuvieron 10.3 mil millones de dólares. Esto se debe a que en el mercado internacional, en el caso del petróleo, México no es un simple tomador de precios, sino que la magnitud de su oferta influye realmente en las cotizaciones internacionales. Por lo tanto, pareciera que tampoco se confirma el objetivo del Gobierno de que una mayor exportación fortalece las finanzas públicas.

De 1996 a 2004 México consolida su posición como uno de los dos principales proveedores de petróleo a los Estados Unidos (15.7%), casi a la par de Arabia Saudita (16.3%). Las ventas mexicanas a su vecino mantendrán un promedio de 1.3 millones de barriles por día, por lo que al final de esos años envió a ese mercado el 43% de su producción, lo cual no hace más que acentuar la tendencia mantenida en todo el periodo.

## V. Agotamiento del ciclo del petróleo a bajo costo

Finalmente, en 2006, se inicia la declinación de la producción petrolera a consecuencia directa del agotamiento de la energía de Cantarell. En sólo tres años (2006-2008), Cantarell pierde un millón de barriles de su producción diaria y en los siguientes tres pierde otros 500 mil, para ubicarse en 510 mil barriles por día<sup>32</sup> hacia el último trimestre de 2011. La declinación de Cantarell compensada, parcialmente, por el aumento de la extracción en el complejo Ku-Maloob-Zaap, que duplica su aportación: de 404 a 837 mil barriles entre 2006 y 2011, y coloca la producción nacional en 2.5 millones de barriles

<sup>32</sup> Después de 33 años Cantarell ha producido aproximadamente 13.7 mil millones de barriles de petróleo y 7.05 mil billones de pies cúbicos de gas natural.



les por día. La magnitud física de la pérdida,<sup>33</sup> habría provocado una crisis de insolvencia presupuestal y financiera para el Gobierno mexicano; sin embargo, el extraordinario incremento de los precios internacionales, que promediaban 72 dólares los últimos seis años, no sólo lo ha evitado sino que lo ha transformado en su contrario. En 2011, la mezcla mexicana alcanzará el record más alto de su historia: 102 dólares el barril<sup>34</sup> y, la producción de petróleo crudo, también tendrá su mayor valor nominado en dólares (aprox. 96 mil millones de dólares); aunque quizá no ocurra lo mismo en pesos, dada la devaluación de los últimos años.

La euforia por la abundancia de los ingresos petroleros ha cubierto el grave deterioro en el que se sumerge la capacidad productiva y la planeación energética. Efectivamente, la recaudación de derechos y demás gravámenes por extracción y exportación de hidrocarburos no tiene paralelo; ha contribuido a que los ingresos y el gasto presupuestal se hayan expandido de 2 a 3 billones de pesos en solo seis años (2006–2011). En ese periodo, los ingresos excedentes, es decir aquellos adicionales a lo presupuestado, suman 1.19 billones de pesos (CEFP, 2011), donde los derivados de los derechos petroleros representan poco más del 50 por ciento. De hecho, ningún Presidente de la República había dispuesto de tanto dinero como el actual. Desafortunadamente el uso de la mayor parte de esos recursos han ido a parar al gasto corriente y no a inversiones en infraestructura, investigación científica o tecnológica, etc., que pudieran tener un efecto duradero.

Esos recursos tampoco han regresado a Pemex de manera suficiente. Desde el 2002, la Secretaría de Hacienda —con apoyo del Congreso— hizo aparecer, en el apartado de “ingresos derivados de financiamientos” de la ley de ingresos, un rubro denominado “superávit de organismos y empresas de control directo”, con magnitudes superiores a los 100 mil millones de pesos. Este artificio, contabilizado como una resta, obligaba principalmente a Petróleos Mexicanos, a retener el monto señalado como superávit y sujetarlo a la autorización de la SHCP, pues era utilizado como el mecanismo de ajuste del conjunto del gasto público. En el año de 2008, por ejemplo, el superávit establecido por la ley de ingresos fue de 181 mil millones de pesos, mientras el presupuesto de la paraestatal ascendió a una cifra similar: 183 mil millones de pesos, con un gasto corriente de 81 mil millones que, como sabemos, incluye salarios y otras obligaciones que no se pueden condicionar; por lo tanto, el resto, el gasto de capital o inversión, no fluyó de acuerdo a las necesidades

<sup>33</sup> Podría ser estimada en 16 mil millones de dólares al año, tomando en cuenta un precio de 65.7 dólares y 680 mil barriles/día, entre 2006 y 2010.

<sup>34</sup> Enero-octubre, Pemex, *Indicadores Petroleros*.

productivas de la entidad, sino de los ritmos que la Secretaría de Hacienda estimó convenientes para mantener el equilibrio de las finanzas públicas. Este mecanismo se mantuvo durante ocho años y dio lugar a la formación frecuente de subejercicios en las entidades de control directo. Particularmente, en el caso de Pemex, la ley de ingresos la obliga a depositar por adelantado sus obligaciones fiscales y, por otra parte, le impedía gastar con oportunidad. Esta confiscación presupuestal fue eliminada con la reforma energética del 2008; sin embargo, muestra con claridad, uno más de los obstáculos con que ha operado Pemex. En 2010 el superávit se transformó en lo que era, es decir en un déficit, y ascendió a 7 mil millones de pesos. Pareciera, o al menos queda la sensación de que, en ciertos momentos de la vida de Pemex, se conspira para hacerla ineficiente; pues ¿cómo explicar que, en un año, “el amarre” del equilibrio presupuestal federal, de más de 100 mil millones de pesos, se hubiese desvinculado de la tesorería de las empresas sin ningún sobresalto?

Por otra parte, los indicadores de la actividad petrolera se siguieron deteriorando. El anuario estadístico de Pemex (2011) indica que las reservas probadas:<sup>35</sup> en 2006, ascendieron a 16.5 MMB, mientras que en 2011 se redujeron a 13.8 MMB; y la extracción acumuló 9.2 MMB de petróleo crudo equivalente; por lo que apenas hubo una restitución del 39.4%, y la vida de esas reservas alcanzarían para sólo 9.7 años. Como las reservas de 2006 se ubicaron en 9.9 años podría concluirse, indebidamente, que este indicador se habría mantenido estancado, pero no fue así debido a que la producción se redujo una quinta parte.

Bajo este escenario de deterioro, a inicios de 2008 la Presidencia de la República inició una intensa campaña de publicidad en los medios masivos de comunicación sobre la necesidad de reformar el marco legal de la actividad petrolera, con la finalidad de que el país pudiera contar con los medios necesarios para abordar la explotación de hidrocarburos en las aguas profundas del Golfo de México. El desafío de llegar a profundidades de tres mil metros de agua parecía lindar con la ficción de una producción llevada a cabo con robots y una tecnología fuera del alcance de Pemex. Se informó a la opinión pública la existencia de importantes yacimientos de hidrocarburos<sup>36</sup> que cruzaban la línea fronteriza con los Estados Unidos, y que empresas internacio-

<sup>35</sup> Sujeto a la aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, como señala el artículo 33, fracción XX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y el artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

<sup>36</sup> Pemex sostiene que en aguas profundas habría 30 mil millones de barriles como recurso prospectivo, lo cual sólo es una estimación muy general “Aguas profundas”, 10.03.08

nales ya perforaban decenas de pozos por año y se acercaban a la línea de frontera mexicana. El objetivo gubernamental era reformar las leyes para permitir inversión privada en la explotación petrolera, reservada constitucionalmente al Estado.<sup>37</sup> El Congreso de la Unión finalmente votó, en octubre del mismo año, un paquete de seis reformas<sup>38</sup> con las que otorgó a Pemex mayor autonomía presupuestal y de gestión; modernizó su diseño institucional y flexibilizó su sistema de contratación de adquisiciones y obra pública; desapareció la obligación de contratar deuda a través de pidiregas; su Consejo de Administración se reforzó con la presencia de cuatro Consejeros Independientes propuestos por el Jefe del Ejecutivo y ratificados por el Senado; y podrá establecer contratos plurianuales y remuneraciones adicionales de acuerdo a resultados.

Específicamente en el caso de la contratación, en 2011, Pemex Exploración-Producción licitó<sup>39</sup> y asignó tres “Contratos de Servicios para la Evaluación, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos”,<sup>40</sup> con un plazo de ejecución hasta de 25 años (susceptibles de ampliación), para quien ofreciera la menor tarifa por barril extraído: “no menor a cinco dólares” (¡extraña condición pues habría quedado excluido quien ofreciera 4 dólares o menos!); con objeto de que el contratista lleve a cabo, dentro de cada área exclusiva, las actividades de exploración y desarrollo en los yacimientos identificados o nuevos, y entregue a PEP los hidrocarburos para ser remunerados a la tarifa contratada. De esta manera, por primera vez desde 1938, el Gobierno dio a particulares el derecho de explotar hidrocarburos en un área territorial específica; haciendo una interpretación de la nueva ley de Pemex que vulnera los principios de exclusividad y control que el Ejecutivo está obligado a mantener en el área estratégica del petróleo, como lo disponen los artículos 27, 25 y 28 de Constitución General de la República.

Es antigua la discusión sobre los límites de Pemex para establecer contratos. Algunos interpretan que, mientras el control del proyecto lo mantenga la paraestatal, es secundario que un particular realice materialmente el con-

<sup>37</sup> Gaceta Parlamentaria del Senado de la República, iniciativas presentadas por el Ejecutivo Federal, 8 de abril de 2008.

<sup>38</sup> Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, Ley de Petróleos Mexicanos (antes Ley Orgánica), de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, Orgánica de la Administración Pública Federal, en las facultades de la Secretaría de Energía, Ley Federal de Derechos y Ley de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

<sup>39</sup> Licitación internacional N° 18575062-512-11, 1.03.11; la adjudicación se llevó a cabo el 18.08.11.

<sup>40</sup> Para los campos: Magallanes (169.6 Km<sup>2</sup>), Carrizo (13 Km<sup>2</sup>) y Santuario (129.9 Km<sup>2</sup>), localizados en el estado de Tabasco.

junto de las actividades de explotación petrolera. El corolario sería justamente que, si una entidad diferente realiza por periodos largos las actividades esenciales de la explotación, Pemex perdería el control y una buena parte de la renta económica que emerge con el hidrocarburo. Por eso fue que se prohibieron constitucionalmente los llamados contratos de riesgo. En todo caso, aquí está la “litis” que tendría que dilucidar la Suprema Corte, porque la intención es licitar más bloques durante 2011 y reconvertir, a este esquema de contratos incentivados, los de servicios múltiples que asignó desde 2003 para la Cuenca de Burgos.

Además, la reforma de 2008 abrió la posibilidad de acordar<sup>41</sup> la explotación conjunta de yacimientos marinos transfronterizos, de acuerdo a los tratados internacionales que México pudiera establecer al respecto. El tema es de singular importancia porque incluye recursos que pudieran estar más allá de las doscientas millas de mar patrimonial, en particular la región de los llamados “hoyos de dona” que se comparte con los Estados Unidos, pero también hacia otras regiones que colindan con Cuba y hacia el Mar Caribe.

La actividad petrolera, en la parte norte del Golfo de México ha evolucionado rápidamente durante la última década. La extracción de petróleo, en profundidades mayores a los 200 metros de agua, pasó de 248 mil barriles por día en el año 2000 a 280 mil en 2008 (EU. EIA), lo que muestra una tendencia de declinación más rápida de los yacimientos a profundidades mayores, e implica un riesgo mucho mayor para la inversión; que sólo pueden pagar los niveles de precios que hoy observamos. Los progresos en perforaciones profundas son notables: en el año 2000, el promedio de tirante de agua en que se perforaba era de 1,500 metros; pero en 2008 la compañía Shell terminó con éxito el pozo Silvertrip a una profundidad record de 2,852 metros, en la región de Perdido que continúa hasta el lado mexicano de la frontera marítima. El tiempo que tardan en desarrollar un proyecto para tener la primera producción se redujo a 2.5 años (US. MMS 2009), aun cuando las dificultades tecnológicas impuestas por la profundidad se han incrementado. Estos datos, aunque en breve, son el telón de fondo de las negociaciones con los Estados Unidos para una eventual explotación de yacimientos compartidos.

Se debe recordar que en el año 2000 se firmó el tratado sobre delimitación de la plataforma continental en la región occidental del Golfo de México más allá de las 200 millas náuticas (DOF, 16.01.01), con una moratoria de diez años para la exploración en el polígono occidental, que pudiera contener acumulaciones importantes de hidrocarburos. El acuerdo

<sup>41</sup> Artículo 1o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

concluyó en enero de 2011, pero ambos Gobiernos convinieron en prorrogarlo hasta el 2014 (SER, 23.06.11). Lo que está más en el interés de los Estados Unidos pues, en general, se negará a firmar un acuerdo internacional mientras sus empresas sigan acumulando recursos, experiencia e infraestructura en el mar.

La reforma de 2008 trató de poner las bases de un sistema de planeación energética que es indispensable para un país donde sus operadores fundamentales son estatales y, sin embargo, actúan de manera descoordinada, incluso para los aspectos más esenciales. Los ejemplos más señalados han sido los cambios en el modelo de generación de electricidad, operado por la Comisión Federal de Electricidad, a partir de la incorporación masiva de centrales de ciclo combinado, consumidores de gas natural, independientemente de las posibilidades de suministro de gas por parte de Pemex; y por otro lado, la no incorporación de la cogeneración de electricidad a partir del vapor utilizado en las plantas petroquímicas y refinerías de Pemex, con una capacidad que pudiera superar el 10% del total del país, que aliviaría las tarifas eléctricas dado su menor costo frente a otras fuentes.

Se creó, al seno de la Secretaría de Energía, un Consejo Nacional de Energía encargado de la planeación del sector energético, cuya tarea central es elaborar una “Estrategia Nacional de Energía” (ENE) con un umbral de 15 años y cuya revisión anual ratifica el voto del Congreso. En ella deben plasmarse los objetivos, las metas y trayectorias centrales de las políticas del sector energético: reposición de reservas petroleras, extracción de petróleo y gas natural, combustibles, petroquímica básica, generación de electricidad, subsidios, fuentes renovables, protección de recursos naturales y acciones relacionadas con el cambio climático, etcétera.

Mientras que para la Secretaría de Energía, la ENE, es una expresión de aspiraciones no vinculante, para las cámaras del Congreso es un instrumento que define compromisos de acción gubernamental y, sobre todo, precisa que contenga la coherencia analítica que dé visos firmes de viabilidad. El resultado es que: el documento de 2010 fue aprobado con decenas de observaciones de las dos Cámaras y el de 2011 no ha sido aprobado; entre otras razones, porque las proyecciones de restitución de reservas de hidrocarburos presentan graves dificultades: se han invertido importantes recursos presupuestarios y los resultados ponen en riesgo la seguridad energética en los próximos años. Específicamente el tema está relacionado con la cuantificación de las reservas probables de Chicontepec (Lojous, 2011), que constituirían el 53% del total y sobre las que se ha fincado la estimación de la plataforma de extracción de 3.3 millones de barriles para 2024; ambas metas fueron incluidas en la ENE de 2010 (SENER, 2010, pp. 16 y 63), sostenidos en la de 2011. Pero la Comisión Nacional de Hidrocarburos no ha podido confirmar las reservas anun-

ciadas (CNH 03.11) a partir de auditorías realizadas por consultores externos, y en apego de su obligación legal.<sup>42</sup>

En síntesis, al cabo de este largo periodo, de alrededor de 33 años, en los que se ha mantenido como única política persistente el extraer la mayor cantidad de hidrocarburos, para captar la mayor cantidad posible de ingresos fiscales, los resultados para el país no son nada alentadores. Es muy probable que no exista otro caso en el que se haya hecho un uso tan poco cuidadoso, irresponsable, de una riqueza natural tan basta como la de hidrocarburos en México. Como se ha documentado aquí, estamos al final de un ciclo de petróleo abundante y de costos muy bajos, con reservas probadas que no llegan a diez años y un retraso no superable, en el corto plazo, de descubrimientos e incorporación de nuevos recursos. Por lo que, efectivamente, la seguridad energética del país está en riesgo para los próximos lustros.

Hay un rezago en la capacidad industrial. Hoy la política de combustibles depende del abasto externo: en gas natural, y en mucho mayor proporción en gasolinas, combustóleo y gas licuado, sus importaciones representan la mitad del consumo interno y su valor es el 56% de las exportaciones de petróleo, lo que eleva los subsidios al consumo hasta cantidades inmanejables para Pemex, y su traslado al consumidor final crea tensiones sociales que no se están procesando adecuadamente porque el mayor peso se deja implícito a costo de la paraestatal.

Después de veinte años de desregulación de actividades esenciales: petroquímica “secundaria”, transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, el fracaso es total. En el caso de la petroquímica desaparecieron plantas públicas y un gran número de empresas pequeñas y medianas; en el gas natural no se construyó un solo ducto sin el anclaje de CFE o Pemex, no hay almacenamiento y la distribución urbana para consumo doméstico se estancó y hay retracción de consumidores a gas LP. El resultado es que: la infraestructura no aumentó, la competencia no apareció y, mucho menos, los consumidores han disfrutado de mejores precios o calidad en el servicio. Hoy se ve como un acierto el esquema de productores externos de energía en el sector eléctrico, porque crecieron tanto que hay un exceso en el margen de reserva de la capacidad de generación nacional; pero este es un esquema de rentistas que vende su producto por completo al monopolio público y que no asume ningún riesgo de mercado; donde finalmente el erario público, los contribuyentes, son los que pagan los desajustes en los precios de los insumos y las ganancias del particular. ¿Este es un modelo ideal para la refinación, gas o petroquímica?

<sup>42</sup> Artículos 3 y 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Durante los últimos treinta años Petróleos Mexicanos ha cumplido puntualmente con la función de sostener el equilibrio fiscal del Gobierno, antes que procurar la seguridad energética o el desarrollo industrial del país. En los hechos, se le ha obligado a sostener un tercio de los ingresos presupuestales de la Federación y garantizar, incluso con sus recursos de operación, el flujo cotidiano de las finanzas públicas, debido a que ninguna otra fuente fiscal ha querido ser desarrollada adecuadamente y no existe alternativa para compensar un eventual faltante petrolero; de suerte que la estabilidad económica del país se encuentra permanentemente amenazada, y el creciente compromiso fiscal de Petróleos Mexicanos parece conducir, en cada coyuntura de precios malos, a una disyuntiva irrefrenable: enterrar a Pemex para salvar al país o rescatar a Pemex hundiendo al país.

Pero la disyuntiva no surge de una lógica inherente, atribuible a la capacidad de Pemex o a la inercia natural del régimen petrolero en México, pues la magnitud de la riqueza producida es elocuente en sí misma. Fundamentalmente proviene de la incapacidad de conducción: de la ausencia de un proyecto de largo plazo.

## VI. Garantías de la industria petrolera para su crecimiento

Es posible señalar algunos temas que deben ser modificados para mejorar el funcionamiento de la industria petrolera, pero el más importante de ellos es de otra índole. Tiene que ver con la falta de acuerdo político y, sobre todo, con la desconfianza que se ha sembrado entre los actores políticos; porque desde el poder se actúa fuera de ley, pretendiendo obtener autoritariamente, con facultades reglamentarias,<sup>43</sup> lo que no concede la ley, ni la Constitución.

Con la expropiación petrolera de 1938 se logró crear un ambiente de consenso y legitimidad, sobre un modelo de desarrollo petrolero, que trasciende hasta nuestros días. Hoy se debe construir nuevamente ese espacio de consenso y legitimidad, a partir de un proyecto que busque fortalecer nacionalmente un complejo petrolero donde pueda convivir el espacio público y privado, donde sus frutos puedan potenciar al resto de la economía y no exclusivamente la captura fiscal. Pero sobre todo, un proyecto que tenga posibilidades de crecer sostenidamente. Los proyectos de la industria petrolera requieren decenios para su maduración y garantías para atraer los grandes

<sup>43</sup> El Congreso ha presentado ante la SCJN distintas controversias por excesos reglamentarios del Ejecutivo.

volúmenes de inversión que utilizan. Las garantías son, esencialmente de estabilidad en la conducción y claridad de orientación en cuanto a su apego al mandato constitucional:

- Establecer como propósito de la Estrategia Nacional de Energía la obligación, para Pemex, de reponer al 100% de las reservas probadas de hidrocarburos, así como la suficiencia para un periodo mayor a los diez años. Lo que implica la fijación de las plataformas de extracción y exportación de petróleo crudo y gas natural. Éstas deben ser la obligación mínima del operador exclusivo respecto a la propietaria del recurso que es la nación.
- Fortalecer legal y materialmente la autonomía de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para la vigilancia del cuidado y sustentabilidad de la explotación, así como del cumplimiento de las metas de reposición de las reservas de hidrocarburos.
- Facilitar la capacidad de asociación de Pemex para la exploración y explotación de yacimientos transfronterizos.
- Mejorar los márgenes de seguridad energética a partir de un mayor abasto de combustibles nacionales, lo que implica apresurar la construcción de nuevas plantas de refinación, almacenamiento y transporte de Pemex.
- Utilizar plenamente la capacidad instalada de las plantas petroquímicas de Pemex, con programas que promuevan la integración nacional de las principales cadenas de derivados, aun si se precisa solo con inversión pública.
- Formular, con la participación de las organizaciones empresariales, una estrategia para la integración de contenidos nacionales crecientes, con metas precisas, en todos los rubros de la actividad petrolera; a fin de fortalecer una verdadera industria para petrolera en el país.
- Vincular legalmente el Programa de Inversiones de Pemex (poise) y del sector eléctrico con la Estrategia Nacional de Energía, entre otros, para incorporar la capacidad de cogeneración de electricidad de Pemex a los programas de CFE, pero también para ofrecer mayor certidumbre a proyectos de proveedores e inversionistas privados.
- Desconectar los subsidios incluidos en los productos finales de Pemex de la tesorería de la paraestatal (y de CFE), para que sean presupuestados y se transparenten con cargo a la política social y de desarrollo industrial.



- Ajustar el régimen fiscal de los derechos sobre extracción de hidrocarburos a una contabilidad por campo, con registro compartido con el órgano superior de fiscalización, para transparentar la participación de los yacimientos en la renta nacional, y disuadir su abandono por gravámenes inconvenientes y al arbitrio de la petrolera.
- Lograr un acuerdo equitativo con las entidades federativas sobre la distribución de los ingresos petroleros presupuestales; eximiendo los excedentes, para evitar que se incorporen al gasto corriente, y para poder orientarlos a proyectos estratégicos de largo plazo para la Nación, alimentados por los rendimientos del Fondo de Estabilización de Ingresos Petroleros, que debe transformarse en un instrumento legal.
- Establecer, dentro de la ENE, un programa de ahorro y eficiencia energética para transformar gradualmente el transporte masivo de pasajeros (principal consumidor de hidrocarburos) hacia tecnologías de electricidad –trenes de mediano y largo alcance, metro, tranvías–. Así como los estímulos necesarios para incorporar masivamente la energía solar al uso doméstico (calentadores de agua, etc.) que aportan ahorros significativos al gasto del consumidor y a la quema de hidrocarburos.

## VII. Bibliografía

- Baker Library – Harvard Business School. *Kerr-McGee Oil Industries*. Recuperado de [http://www.library.hbs.edu/hc/lehman/chrono.html?company=kerr\\_mcgee\\_oil\\_industries\\_inc](http://www.library.hbs.edu/hc/lehman/chrono.html?company=kerr_mcgee_oil_industries_inc)
- Banco de México. (1985). *Informe Anual*. Ciudad de México: Autor.
- Cámara de Diputados. (1978, 28 de octubre). Comparecencia del Ing. Jorge Díaz Serrano para informar sobre la *construcción del gasoducto Cactus-Reynosa*. Diario de los Debates, L Legislatura. Ciudad de México.
- (2000, 11 de abril). Diario de los Debates. Ciudad de México.
- (2006). *IV Informe de Gobierno del Presidente de la República, José López Portillo. Informes presidenciales*. Ciudad de México: Dirección de Servicios de investigación y análisis, Autor.
- Centro de Estudios de Finanzas Públicas - Cámara de Diputados. (2010). *Los ingresos excedentes 2006-2010*. Nota Informativa CEFP (nota-cefp/022/2010). Ciudad de México: Autor

- Comisión Federal de Electricidad. Recuperado de <http://www.cfe.gob.mx/QUIENESSOMOS/ESTADISTICAS/Paginas/Estadistica.aspx>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2011, 10 de marzo). *Resolución relativa a la evaluación, cuantificación y verificación de las reservas de petróleo*. Recuperado de [http://www.cnh.gob.mx/\\_docs/resoluciones/RESOLUCION\\_CNH2011\\_RESERVAS.pdf](http://www.cnh.gob.mx/_docs/resoluciones/RESOLUCION_CNH2011_RESERVAS.pdf)
- Cowan, E. (1975, 11 de noviembre). Mexico on the Threshold Of Major Oil Exporting; Out- put Potential Poses Political Problems. *The New York Times*. p. 43.
- Diario Oficial de la Federación. (1990, 26 de diciembre). *Ley de Ingresos de la Federación*. México.
- (1992, 23 de diciembre). *Reforma al Artículo 3 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*. México.
- (1995, 11 de mayo). *Reforma al artículo 4 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo*. México.
- (1995, 12 de diciembre). *Reforma al Artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública*. México.
- (1996, 17 de octubre). *Reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo*. México.
- (1998, 14 de septiembre). México.
- (2001, 16 de enero). México.
- Franco Hijuelos, C. (1987, abril-junio). Las ventas de crudo mexicano para la reserva estratégica petrolera de los Estados Unidos. *Foro Internacional – El Colegio de México*, 27 (4-108), 543-561.
- Lajous, A. (2011, septiembre). Las reservas de hidrocarburos de Chicontepec. *Nexos*.
- Loyola Díaz, R. & Martínez Pérez, L. (1996). *Los costos laborales de la reestructuración en Petróleos Mexicanos, 1989-1993*. Citado por el Centro de Reflexión y Acción Laboral (CEREAL). Recuperado de <http://www.cnee-sur.net/Petroleo1PEMEXEdCereal.pdf>
- Petróleos Mexicanos. *Anuario Estadístico, 1977-1988*. México: Autor.
- *Cantarell pasado, presente y futuro*. Recuperado de <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content&sectionid=137&catid=>
- *Aguas Profundas*. Recuperado de <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news&sectionid=8&catid=11300&contentid=17758#13>
- Sordo, A. M. & López, C. R. (1988). *Exploración. Reservas y producción de petróleo en México, 1970-1985*. Ciudad de México: El Colegio de México.
- Serra Puche, J. (2010). La apertura comercial. En Castañeda Sabido, A. (Coord.), *Los Grandes Problemas de México* (Tomo X – Microeconomía). Ciudad de México: El Colegio de México.

- Secretaría de Energía. *Informe anual de la industria petroquímica 2007*. México: Autor.
- (2010, febrero). *Estrategia Nacional de Energía 2010-2026*. México: Autor.
- (2011, febrero) *Estrategia Nacional de Energía 2011-2027*. México: Autor.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público, *Informe sobre la situación económica, las finanzas públicas y la deuda pública*, Cuarto trimestre de 2005. México.
- Secretaría de Relaciones Exteriores. (2011, 23 de junio). *Comunicado conjunto de los gobiernos de México y Estados Unidos de América*. Recuperado de [http://www.sre.gov.mx/csocia/contenido/comunicados/2010/jun/cp\\_1\\_93.html](http://www.sre.gov.mx/csocia/contenido/comunicados/2010/jun/cp_1_93.html)
- Reyes Heróles, J. (1996a). La doctrina de la Revolución Mexicana en relación con la Industria Petrolera. *Jesús Reyes Heróles. Obras Completas (T. II)*. Ciudad de México: Fondo de Cultura Económica.
- (1996b). La nacionalización de la industria eléctrica en México. *Jesús Reyes Heróles. Obras Completas (T. II)*. Ciudad de México: Fondo de Cultura Económica.
- U.S. Energy Information Administration. *U.S. Import by Country of Origin*. Recuperado de [http://www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_move\\_impcus\\_d\\_nus\\_NMX\\_mb-blpd\\_a.htm](http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_impcus_d_nus_NMX_mb-blpd_a.htm)
- *Gulf of Mexico Federal Offshore Crude Oil Production from Greater than 200 Meters Deep*.
- US. Export-Import Bank. *Project and Structured Finance Transactions, Fiscal Years 1993-2012*. Recuperado de <http://www.exim.gov/products/guarantee/pfauth.cfm>
- US. Department of Energy. *Releasing Crude Oil from the Strategic Petroleum Reserve*. Recuperado de <http://fossil.energy.gov/programs/reserves/spr/spr-drawdown.html>
- US. Minerals Management Services. *2009 Report*.