

*Sergio Benito Osorio**

El TLCAN y la industria del petróleo: una mirada en el marco de la apertura energética

SUMARIO: I. Introducción. II. Reforma energética. III. Abandono de la protección. IV. Industria petrolera y apertura. V. Conclusiones. VI. Bibliografía.

I. Introducción

Siempre se tuvo la certeza que la apertura comercial hacia América del Norte sería un fenómeno que transformaría profundamente a la sociedad mexicana. Promotores y opositores de la apertura advirtieron que la enorme asimetría económica de México frente a los Estados Unidos y al Canadá produciría efectos en todos los ámbitos. Hoy, veinte años después del inicio del Tratado de Libre Comercio, observamos que no ocurrió simplemente una sobreposición de la organización y la manera de operar de las corporaciones internacionales en el ambiente mexicano, que hacia finales del siglo xx aún mantenía formas originadas en la primera mitad de ese siglo o incluso antes, sino que grandes sectores de la economía y de la sociedad mexicanas adquirieron en su funcionamiento una racionalidad verdaderamente mundial.

El Tratado se negoció durante cuatro largos años y uno de sus resultados más debatido fue la exclusión de dos sectores industriales fundamentales para México: los hidrocarburos y la electricidad, como una condición del gobierno mexicano debido a la trascendencia histórico-política del sector pero también debido a su dependencia fiscal del petróleo. En la década anterior a 1994 petróleo y electricidad representaron, en promedio, un décimo del PIB y el petróleo 30% del valor de las exportaciones. Se vivía el inicio del auge petrolero, que llegó a aportar el 40% de los ingresos presupuestales del gobierno federal, justificando plenamente la importancia estratégica que la Constitución asignó a los dos sectores.

*Observatorio Ciudadano de la Energía A.C.

TLCAN
20 años

El camino que siguió la apertura económica fortaleció tendencias que, paso a paso, lograron hacer hegemónica entre la clase política una visión de país donde el desarrollo dejó de ser un proceso nacional, que bajo la “rectoría” del Estado era capaz de cohesionar a los distintos actores y recursos en torno al proyecto de fortalecer la “Soberanía de la Nación”, como aún reza el Artículo 25 constitucional. En su lugar se impuso la idea de libre mercado, como principio único y absoluto, que adquirió rápidamente la fuerza necesaria para ordenar, en los hechos, al conjunto de políticas públicas incluso más allá de cualquier entelequia legal.

Como parte de ese proceso, en diciembre de 2013, se reformaron los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, en materia energética a para limitar al máximo posible la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos y eliminar la exclusividad del Estado en la explotación de esos recursos y en la prestación del servicio público de energía eléctrica; abriendo esas actividades, que se habían mantenido cerradas más de medio siglo, a la inversión privada.

Así, por virtud de la reforma constitucional antes citada, sin negociación trilateral, discusión específica en el Congreso o advertencia pública del titular del Ejecutivo Federal, que fue quien inició jurídicamente la reforma, el petróleo y la electricidad mexicanos fueron incorporados de facto a las reglas generales del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) el 20 de diciembre de 2013 fecha en que fue promulgada la reforma.

A diferencia del amplio debate que se dio durante la fase de negociación del Tratado, intentando dilucidar los efectos y las opciones que tendrían las áreas que se iban a abrir, en el caso del sector energético no hubo cautela, o la medida requerida, para acordar una fase de transición que era indispensable por la historia y magnitud del propio sector. La rapidez que se imprimió a la aprobación de la Reforma energética, por el temor a una protesta popular de mayores magnitudes, impidió que se formulara alguna reflexión y realmente son escasas las opiniones previas que se pueden documentar (Nadal, 2013). El proyecto de apertura que presentó el presidente en agosto¹ fue totalmente rebasado por el proyecto que finalmente pactó con el Partido Acción Nacional en diciembre: el primero proponía aceptar los contratos petroleros; en el segundo, se aceptaron todas las formas de contratación conocidas incluidas las concesiones, y el Congreso tuvo menos de una semana para conocerlo y votarlo (El Congreso de la Unión aprobó la Reforma Energética en 4 días del 8 al 11 de diciembre, 2013).

Realmente ha pasado muy poco tiempo desde la Reforma. Incluso no conocemos aún el proyecto de legislación secundaria que habrá de modificar una veintena de leyes que hacen el marco jurídico del sector, y sin embargo sus elementos fundamentales ya están en la Constitución. Por eso, la intención de este trabajo es doble: precisar las consecuencias de la Reforma energé-

¹ Senado de la República, Gaceta Parlamentaria (2013, Agosto 14). Iniciativa de decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política.

tica sobre el TLCAN, es decir, sobre el instrumento jurídico que norma las relaciones comerciales y de inversión entre los tres países de América del Norte y, derivar de ahí, las consecuencias que surgirán para el sector energético mexicano y, especialmente, para la actividad petrolera. Por lo que procederemos, en primer lugar, a establecer los principales elementos de la Reforma energética; luego, a identificar las reglas más importantes del Tratado que se aplicarán al sector energético a partir de ahora; y, finalmente, los riesgos u oportunidades que esta nueva situación abrirán para el sector petrolero y para el desarrollo futuro del país.

II. Reforma energética

Para abordar la nueva vigencia del TLCAN es conveniente establecer, así sea en sus rasgos más significativos, los cambios que produjo la Reforma energética:

El Artículo 27, en materia de hidrocarburos, establece ahora en su párrafo séptimo: *“Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones”* (DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN). Es una formulación que confina el concepto de propiedad a una sola dimensión: cuando esos recursos yacientes estén inaccesibles y no se pueda obtener directamente de ellos renta o, mucho menos, los beneficios de la agregación de valor; dicho de otra manera, cuando los hidrocarburos se extraigan a boca de pozo, cuando adquieran valor económico y se moneticen, la propiedad de la Nación se extingue.

Es apenas una formulación para que el Estado pueda cobrar una regalía por el petróleo extraído, muy alejada de aquella donde se definía que *“la nación llevaría a cabo la explotación”* (Cámara de Diputados, 2013) de los hidrocarburos, aludiendo a una visión integral de su aprovechamiento industrial, que iba desde la exploración, extracción, transporte, almacenamiento, refinación, petroquímica y venta de primera mano de los propios hidrocarburos y sus derivados.

El nuevo párrafo séptimo señala limitativamente que la nación *“... llevará a cabo las actividades de exploración y extracción mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares”* (DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN). Por lo tanto, la Reforma elimina la exclusividad del Estado en la explotación petrolera.

La Reforma también incorporó a la Constitución un conjunto de artículos transitorios que determinarán la legislación secundaria por venir (DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN). Por ejemplo: el Transitorio Cuarto establece que las modalidades de contratación podrán ser: *“...de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia, para llevar a cabo, por cuenta de la Nación, las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos”* (DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN). Prácticamente abre el sec-

tor a cualquier forma de inversión, pues como se sabe las licencias son la denominación actual de las concesiones.

El mismo artículo define que "... las contraprestaciones que pagará el Estado por los contratos o licencias: "...I) en efectivo, para los contratos de servicios; II) con un porcentaje de la utilidad, para los contratos de utilidad compartida; III) con un porcentaje de la producción obtenida, para los contratos de producción compartida; IV) con la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del subsuelo, para los contratos de licencia, o V) cualquier combinación de las anteriores." Queda, por lo tanto, claro que el Estado pagará a los contratistas en efectivo y con hidrocarburos, lo que implica transferir la renta que produzcan los hidrocarburos.

El Transitorio Quinto autoriza a los titulares de los contratos a "reportar para efectos contables y financieros" (DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN) el objeto del contrato y de sus beneficios esperados. Es decir, autoriza a los particulares a colocar las reservas mexicanas de hidrocarburos como activos financieros. Es preciso recordar que usualmente las empresas petroleras integran esos reportes en sus informes a la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) (PEMEX) y a calificadoras financieras, como requisito de transparencia para transformar esos informes en garantía para la emisión accionaria o para la colocación de cualquier otro activo financiero. De tal forma que, incluso, el recurso en el subsuelo también es objeto de enajenación por esa vía.

En materia de electricidad, el párrafo sexto del artículo 27 constitucional, establece que: "corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica;" sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares" (DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN). De esta forma elimina la exclusividad de la Nación para "generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público", como estaba formulado antes de la Reforma.

En el Artículo 28 se excluyó a los hidrocarburos y a la electricidad de manera genérica, por lo que el Estado sólo "ejercerá de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; la planeación y el control del sistema eléctrico nacional y el servicio público de transmisión y distribución de electricidad" (DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN). Pero al referirse específicamente a la exploración y extracción se deja fuera; refinación, petroquímica, transporte, almacenamiento y venta de primera mano –incluido el comercio exterior– de hidrocarburos y derivados, que cabían en la frase "petróleo y los demás hidrocarburos" suprimida en este artículo y cuya interpretación amplia provenía del párrafo sexto del Artículo 27. Donde se establecía que la Nación llevaría a cabo la "explotación" del "petróleo y los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos"; y se prohibía otorgar contratos o concesiones en esta actividad. Lo mismo ocurre con la electricidad, donde ya no serán actividades estratégicas la generación ni la transformación, debido a que se suprimieron del Artículo 27.

En el Artículo 25, el Gobierno Federal mantiene a su cargo, de manera exclusiva, la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que se establezcan para atender las áreas estratégicas, e incorpora la categoría de “empresas productivas del Estado” que aún no está definido (Pacto por México).²

Por otra parte, el Transitorio Séptimo del decreto, crea la obligación de integrar cadenas productivas para la incorporación de contenido nacional en las actividades petroleras objeto de asignaciones y contratos referidos en el párrafo séptimo del Artículo 27, siempre ajustándose a lo dispuesto en los tratados internacionales y acuerdos comerciales suscritos por México.

Finalmente, en los tres artículos reformados de la Constitución y en sus complementos, los (21) artículos transitorios que forman el conjunto de la Reforma aparecen evidentes contradicciones, por ejemplo: las concesiones petroleras están prohibidas pero existirán los contratos de licencias que es el equivalente de las concesiones; la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos en el subsuelo es inalienable e imprescriptible, pero los titulares (privados) de los contratos están autorizados a colocarlos en sus registros (libros contables) que los convierte en activos financieros; el petróleo y una parte de la industria eléctrica son consideradas estratégicas, donde el Estado ejercerá de manera exclusiva, pero también habrá contratos para los particulares en las mismas áreas estratégicas, etc.

III. Abandono de la protección

Abordar el análisis del capítulo VI: Energía y Petroquímica Básica del TLCAN (OAS, 1986), teniendo a la vista el capítulo correspondiente (IX. *Energy*) del Acuerdo de Libre Comercio entre Estados Unidos y Canadá (The Canada U.S Free Trade Agreement), permite observar una gran similitud del texto de ambos documentos, en cobertura de productos, reglas y medidas de comercio e inversión; a excepción de tres reservas que excluyen a México prácticamente del conjunto de su aplicación.

En efecto, el gobierno mexicano logró hacer valer la excepcionalidad constitucional de su sector energético ante sus socios continentales, en una negociación que tuvo como antecedente la adhesión al GATT (Biblio Jurídicas, UNAM, 2013)³ donde las Partes contratantes de ese acuerdo reconocieron, en el

² Esta denominación aparece por primera vez, al menos durante este gobierno, en el “Pacto por México”, compromiso 55, “transformar a PEMEX en una empresa pública de carácter productivo”.

³ Protocolo de Adhesión de México al GATT (1986). Disposiciones Generales, punto 5 “México ejercerá su soberanía sobre los recursos naturales de conformidad con su Constitución Política, y podía mantener restricciones a la exportación relacionadas con la conservación de los recursos naturales, en particular en el sector energético, sobre la base de sus necesidades sociales y de desarrollo y siempre y cuando tales medidas se apliquen conjuntamente con restricciones a la producción o al consumo nacionales”.

Protocolo de adhesión, que México mantendría una situación de excepción para su sector energético. Bajo esa base de derechos adquiridos multilateralmente, Estados Unidos y Canadá aceptaron las reservas de México aunque con algunos dispositivos que las podían disminuir o anular.

Como en el GATT, el vértice del acuerdo en el TLCAN tuvo su origen en un principio consensado: “Las Partes confirman el pleno respeto a sus Constituciones” (TLCAN, 1994). Este principio retoma la preeminencia de la Constitución sobre los Tratados internacionales que, en el caso de México, consigna su artículo 133,⁴ de modo que la soberanía constitucional de cada país se erigió en la balanza del grado de liberalización comercial y de inversión que cada uno alcanzaría.

Como en la Constitución mexicana la explotación de los hidrocarburos y la electricidad para el servicio público estaban reservados en exclusiva al Estado, la liberalización solo podía concretarse parcialmente en materia de comercio exterior; específicamente en la eliminación de las barreras arancelarias puesto que el monopolio de la actividad comercial de esos productos lo reservó, para sí, el propio Estado.

Adicionalmente se acordaron otros dos principios: liberalización gradual y que los sectores energéticos se mantuviesen competitivos. Ambos propósitos normativos serían aplicados con esmero por el gobierno mexicano en los años que siguieron.

El Capítulo VI del TLCAN contiene: el universo de productos y servicios que forman el ámbito de aplicación de sus reglas; la conducta a seguir en el caso de restricción a las importaciones y exportaciones; los impuestos a la exportación, y las medidas regulatorias y de seguridad nacional que pudieran adoptar las Partes.

Todos estos temas habían carecido de importancia práctica hasta diciembre de 2013, pues estaban neutralizados por las reservas que contiene el mismo artículo; sin embargo, ahora recuperan su significado debido a que los cambios en la Constitución mexicana llevan a abandonar las excepciones que contienen el Anexo 602.3 y el Anexo 603.6 las restricciones a la exportación de productos esenciales; las excepciones relativas a la conservación de los recursos naturales agotables; las restricciones a la exportación de materias primas necesarias y esenciales de productos con penuria general (Anexo 605); debido principalmente a que el Estado, a través de Pemex y CFE, perdió exclusividad en la operación del sector energético.

De manera específica: el Anexo 602.3 reservaba para el Estado mexicano el comercio interior y exterior, la inversión y la prestación de los servicios en las siguientes actividades estratégicas: exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural; transporte, almacenamiento, refinación o procesamiento de petróleo crudo y gas natural; petroquímicos básicos y sus insumos; prestación del ser-

⁴ Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Art. 133: “Esta Constitución, las leyes del Congreso de la Unión que emanen de ella y todos los Tratados que estén de acuerdo con la misma, celebrados y que se celebren por el Presidente de la República, con aprobación del Senado, serán la Ley Suprema de toda la Unión”.

vicio público de energía eléctrica, que incluye la generación, conducción, transformación; distribución y venta de electricidad. La negociación de cláusulas de desempeño por parte de las empresas estatales en sus contratos de servicios; así como la exploración, explotación y procesamiento de minerales radiactivos, la generación de energía nuclear hasta el proceso de sus desechos.

De acuerdo al contenido de la reforma constitucional, presentada en párrafos anteriores, las actividades que íntegramente quedan exceptuadas del TLCAN son solamente las vinculadas a la energía nuclear. El resto, hasta la exploración y la extracción de hidrocarburos, ya quedan incluidas debido a que podrán ser llevadas a cabo a través de contratos con particulares. Además, este Anexo prevé⁵ que en la medida en que una Parte permita realizar una inversión en una actividad protegida en él o en el Anexo III (Actividades reservadas al Estado) esa inversión quedará cubierta por el capítulo relativo a inversión (XI).

Es indispensable observar, por ejemplo, que en el caso de una empresa proveniente de Estados Unidos o de Canadá, que realice una inversión en México con objeto de llevar a cabo trabajos de exploración o extracción de hidrocarburos, aún cuando siguen siendo consideradas actividades estratégicas, tendrá que recibir *trato nacional* y, en virtud de ello, no se podrá exigir a esa empresa: que tenga una participación minoritaria (Art. 1102.4); que incluya un porcentaje determinado de *contenido nacional* en sus proyectos (Art. 1106.b); que sus *altos ejecutivos* sean mexicanos (Art. 1107); que no transfiera dividendos, ganancias, regalías o en general los beneficios de su inversión (Art. 1109). Sobre todo, si hubiera algún cambio en la legislación mexicana que llevara a algún inversionista extranjero a considerar que los derechos adquiridos de su empresa estuvieran siendo vulnerados, podría recurrir al derecho internacional para su protección y compensación (Art. 1110), lo que implicaría en general un conflicto desventajoso para México de muy larga duración.⁶

⁵ TLCAN, Anexo 602.3, Nota de pie de página (2).

⁶ Los conflictos entre empresas petroleras internacionales y gobiernos nacionales son muy frecuentes. El ejemplo venezolano es el más cercano. En 2007 el gobierno de Venezuela dispuso que la relación con sus contratistas petroleros debía transformarse hacia empresas mixtas, y que el Estado debería tener una participación accionaria mínima del 60%. La gran mayoría de las empresas aceptaron, salvo Exxon Mobil y Conoco. Estas empresas consideraron que, como la Faja del Orinoco es una de las reservas petroleras más grande del mundo, el gobierno venezolano debería pagarles una cantidad mayor. PDVSA ofreció 750 millones de dólares, pero Exxon pidió el embargo cautelar de fondos de PDVSA hasta por un total de 12 mil millones de dólares por pérdida de ganancias futuras. Finalmente el asunto aún se dirime al seno del Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de otros Estados, del Banco Mundial (CINDI).

Por otra parte, México también ha pactado decenas de Acuerdos para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones (APPRI) que incluyen cláusulas previendo la indemnización a inversionistas en caso de expropiación que incluyen "*otros criterios que resulten apropiados* para determinar el valor justo de mercado". Esta última frase tan abstracta, contenida en el artículo 1110.2 del TLCAN permite exigir la indemnización, en caso de medidas adoptadas por el Estado receptor que "privan al inversionista de los beneficios que podría razonablemente esperar", entre ellos la pérdida de ganancias futuras. El procedimiento seguido es que la empresa que se constituya para obtener un contrato de explotación petrolera se domicilia en un país con el que México tenga firmado un APPRI, y en caso de conflicto, ésta simplemente solicita la intervención del CINDI.

El Anexo 603.6 relativo a restricciones en el comercio exterior, principalmente, de combustibles líquidos y gas natural queda levantada en la medida en que la industrialización del petróleo, el proceso de gas y la petroquímica no se consideran parte de las áreas estratégicas y el Estado ya no actuará de manera exclusiva en ellas.

El Anexo 605 es de una gran importancia porque daba la oportunidad a México de imponer restricciones, sobre todo, a la exportación de hidrocarburos si así lo requiriera su política energética, invocando la conservación de recursos naturales agotables y de materias primas necesarias y esenciales con penuria general – consideradas así en el Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio de la OMC-. El hecho de que Pemex fuera la única entidad que podía llevar a cabo la exploración, extracción y constitución de reservas de hidrocarburos lo facilitaba; ahora, sin embargo, la administración del recurso natural dependerá de un regulador, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)⁷ que va surgiendo y es sumamente débil porque no tiene la capacidad instalada ni la experiencia para poder controlar la operación de los conglomerados internacionales que llevarán a cabo buena parte de la explotación y de la notificación de descubrimientos para la integración de reservas.

Ahora bien, la liberalización del sector energético se inicia de manera paralela a la negociación del TLCAN. Entre 1990 y 1993 ocurren distintas reformas al marco legal de estas actividades así como diversos eventos que se ampliarán durante las dos décadas siguientes (Osorio 2012). En 1992 se reforma la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para incorporar formas de participación privada en la generación de electricidad, como es el autoabastecimiento o la que realicen productores independientes. En ese mismo año se reforma la Ley de Pemex para crear una estructura corporativa destinada a separar actividades de mercado y estimación de costos para crear mercados virtuales internos, que serían fundamentales para la contabilidad individual y la desintegración de parte de sus empresas. En 1993 se crea la Comisión Reguladora de Energía que comienza a otorgar permisos para la generación privada de electricidad y, posteriormente, para el transporte y distribución de gas natural; en 1995 se reforma la Ley Reglamentaria del Artículo 27 en materia de petróleo para sacar las actividades de almacenamiento y transporte de gas natural. En 1996 se vuelve a reformar esa ley para dividir a la petroquímica en básica y secundaria, con el propósito de abrir la segunda a la inversión privada y se intenta, con poco éxito, vender los complejos petroquímicos de Pemex.

En 1999 y en 2002 el titular del Ejecutivo Federal presentó iniciativas de reforma a los artículos 27 y 28 constitucionales para abrir a la inversión privada el sector eléctrico nacional, pero ninguno de los dos intentos tuvo éxito (Cámara de Diputados, 2013). En cambio, en el área de hidrocarburos se fue transforman-

⁷ La CNH inició su operación en mayo de 2009 como un órgano desconcentrado de la SENER.

do el esquema de contratación para la explotación de yacimientos: en 2003 se asigna la primera ronda de contratos de servicios múltiples en la Cuenca de Burgos para extraer gas -fue la primera vez, desde 1938, que operadores privados recibían la asignación de un bloque de territorio para actuar en exclusividad-, aunque el aumento de la producción de gas seco apenas y fue perceptible si-guieron otras rondas pero nunca se atrajo a los grandes jugadores internacionales y la inversión siempre fue menos de lo que pretendieron los promotores.

Así llegó 2008 y el Congreso aprobó una amplia reforma a la legislación secundaria (Senado de la República): Con dicha reforma se modifica la ley reglamentaria en el ramo del petróleo, se crea una nueva ley para Pemex, y se crea la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Además, se da nuevas facultades a la Secretaría de Energía y a la Comisión Reguladora de Energía, esencialmente para otorgar mayor flexibilidad al régimen de contratación petrolera. Se incorpora un nuevo tipo de contratos llamados incentivados (Cámara de Diputados) que premian con una parte de la renta -del producto del dueño del recurso- al contratista. Sin embargo, nuevamente, en cinco años, los grandes inversionistas nunca llegaron: el modelo no les interesó.

Las únicas áreas completamente abiertas a la inversión privada durante dos décadas fueron la petroquímica secundaria y el almacenamiento y transporte de gas natural. En la primera se registra un impacto considerable: la industria química mexicana se contrajo abruptamente: el número de establecimientos pasó de 10 mil trescientos, en 1998, a 4 mil en 2008 y los trabajadores empleados se redujeron de 420 mil a 233 mil. La micro y pequeña empresa⁸ redujeron sus establecimientos de 9 mil 400 unidades a 3 mil 600; la mediana empresa lo hizo de 765 a 349 y, finalmente, la gran empresa no creció, se mantuvo en 100 establecimientos (INEGI); en cambio las importaciones de petroquímicos se dispararon a más de 20 mil millones de dólares por año. El efecto de la apertura fue la caída de la producción nacional y la venta de la demanda interna a las importaciones.

En el caso del transporte de gas no ocurrió nada, la red de gasoductos no se amplió durante veinte años y, en 2013, comenzaron a presentarse “alertas críticas” (SENER, 2013) en el sistema eléctrico nacional por falta de capacidad en la infraestructura de suministro de gas. La estrategia de apertura parcial había fracasado.

¿Cuál, entonces, podrá ser la evolución de la reforma radical de 2013? Como hemos visto, no solamente se levantaron todos los candados constitucionales para que la inversión privada pudiera venir a hacerse de los aún abundantes recursos energéticos de los mares y del subsuelo mexicano, también se levantaron las reservas que pudieran impedir la libre circulación internacional

⁸ De acuerdo a los criterios de clasificación de las empresas establecidos por la Secretaría de Economía por el número de trabajadores empleados: micro empresa de 0 a 30, pequeña hasta 100, mediana hasta 500 y gran empresa mayor a 500.

de mercancías y de los flujos de inversión privada. Hoy, después de 76 años, el gobierno mexicano convoca a los inversionistas presentando un sector energético plenamente abierto (Financial Times, 2013).⁹

Hay un gran número de temas fundamentales en el nuevo escenario: el mercado eléctrico, el suministro de combustibles líquidos, el gas natural, la petroquímica, la regulación, etc., que seguramente van a suscitar análisis específicos, por lo pronto aquí solo buscaremos presentar algunas ideas sobre las tendencias de la industria petrolera internacional y su relación con la estrategia implícita en el modelo impulsado por la reforma mexicana.

IV. Industria petrolera y apertura

Sin duda México es un importante protagonista de la industria petrolera internacional: es el décimo productor y el octavo exportador mundial, y Pemex es ubicada entre la cuarta y la octava compañía más grande del mundo.¹⁰ Por esa razón es útil detenerse, aunque sea un poco, para tratar de entender la conducta que están siguiendo las otras grandes petroleras que, en conjunto, determinan la dinámica de esta industria. Porque la viabilidad de la apertura mexicana no se da en el vacío, depende justamente de las estrategias que están siguiendo un grupo reducido de grandes empresas internacionales, entre las que hay privadas (IOCs) pero en su mayoría son estatales (NOCs) o mixtas.¹¹

Los objetivos y las políticas de cada grupo no sólo contrastan, su vinculación produce la actual dinámica de negocios en esta industria. Mientras las compañías estatales están interesadas en la administración de sus reservas, pues las consideran como un recurso natural cuyo valor no sólo está en su monetización inmediata sino también en mantenerlas descubiertas bajo tierra (Korin, 2013); el objetivo principal de las compañías privadas es obtener la mayor renta posible en el presente y siempre están interesadas en lograr proyectos conjuntos con las empresas estatales.

Por otra parte, durante los últimos veinte años el fortalecimiento de las empresas estatales ha sido muy positivo para las empresas de servicios petroleros, debido al aumento y diversificación de la demanda de equipos de perfora-

⁹ El presidente Enrique Peña declara en Londres que la liberalización de Pemex se acordó en el Pacto por México (Ver compromisos 56-57).

¹⁰ Pemex. (2013). Anuario Estadístico, pp. 62-64. Ver también: Forbes (2013) The World's 20 Biggest Oil Companies.

¹¹ Petroleum Intelligence Weekly. Ranks the World's Top 50 Oil Companies. Con registros de 2012, es posible establecer que el 89 % de las reservas mundiales de hidrocarburos pertenecen a empresas estatales (NOCs), el 5 % a empresas mixtas y el resto son propiedad de empresas privadas internacionales (IOCs). El 44 % de la producción es realizada por las NOCs, 27 % por empresas mixtas y el 29 % IOCs. Las empresas estatales realizan el 85 % de la exportación mundial de petróleo.

ción, plataformas marinas, ingeniería, tecnología y una amplísima gama de insumos. Paralelamente, las grandes petroleras internacionales han ido pasando a un modelo en el que su éxito ya no depende sólo de la posesión de reservas, o simplemente de la suscripción de contratos de producción y servicios. En la coyuntura actual, estas empresas buscan otros nichos de negocios más estables como su asociación con las NOCs en proyectos integrales.

Los años noventa vieron la privatización de algunos monopolios petroleros estatales, pero también trajeron una ola extraordinaria de fusiones y adquisiciones de empresas petroleras privadas: 13 de ellas absorbieron a 43 que existían al inicio de esa década;¹² y aún cuando el proceso de concentración ha seguido, permanece claramente dominado por: Exxon Mobil, British Petroleum, Shell, Total, Chevron y Conoco Phillips, sobre decenas de empresas pequeñas y medianas radicadas principalmente en los Estados Unidos.

Sin lugar a dudas, este fenómeno de concentración ha sido influido por el hecho de que los espacios de inversión, en los territorios que acumulan la mayor cantidad de reservas, se han vuelto menos accesibles para las empresas privadas. En países como Arabia Saudita, Irán, Venezuela, Kuwait o Rusia (Russia, EIA Analysis Countries), ya no tienen un acceso plenamente abierto a las empresas extranjeras. Es por eso que en los portafolios para exploración-producción de BP o Exxon Mobil aparecen cada vez más localizaciones en África Occidental, Australia, u otros países que tienen recursos importantes, pero mucho menos abundantes que los contenidos en los países antes mencionados.

Es frecuente observar que en los proyectos de países con grandes reservas, las empresas privadas van junto a empresas estatales, siendo estas últimas las que asumen el liderazgo. Tal es el caso del proyecto "Libra" en Brasil¹³ (Presal), donde Shell y Total participan con el 20 % cada una, CNPC y CNOOC, con el 10%, y Petrobras con el 40 %.

Por otra parte, los incentivos creados por las innovaciones del mercado financiero han ejercido mayores presiones en los accionistas de las compañías petroleras privadas para que den prioridad a inversiones de corto plazo. Los directivos prefieren usar el flujo de efectivo que les ha traído el crecimiento de los precios del petróleo para recomprar acciones de sus propias empresas, lo que permite pagar de inmediato mayores dividendos a los inversionistas, en lugar de proyectar beneficios futuros e invertir en exploración para descubrir nuevos yacimientos. De tal suerte que la inversión en exploración de las cinco mayores empresas privadas se mantuvo discreta durante la década pasada, y la inversión para desarrollo de producción se dirigió a comprar campos descubiertos, como

¹² Ammy Myers Jaffe (2007). *The International Oil Companies*, Baker Institute (Rice University); Silvana Tordo, Brandon S. Tracy and Noora Arfaa (2011). *National Oil Companies and Value Creation*, World Bank; Mark Thurber. (2012). *NOCs and the Global Oil Market: Should We Worry?* Stanford University; Energy Information Administration(2007). *Genealogy of Major U.S. Oil and Gas Producers*".

¹³ 21 de octubre, 2013.

una forma más fácil de aumentar la producción en el corto plazo. Pero al aplazar la inversión en exploración e incorporación de nuevos campos se ha estrechado su viabilidad a largo plazo.

Las empresas medianas, por el contrario, han incrementado sus gastos de exploración, al grado que la suma de su inversión ya es igual al de las llamadas "majors"¹⁴ Esta tendencia del gasto en exploración podría resultar en que las empresas medianas adquieran una porción mayor de la producción de petróleo en los próximos años. Las decisiones de inversión observadas recientemente (Jaffe, 2007) modifican una tendencia que en el pasado se había hecho típica: durante periodos de precios altos las empresas aumentaban su gasto en exploración; mientras que a menores precios, la inversión se orientaba al desarrollo de los campos previamente descubiertos.

El esfuerzo de las empresas medianas ha estado acompañado por el de Statoil, Petrobras, Petronas, China National Petroleum, China National Offshore Oil Corp., Rosneft, India's Oil and Natural Gas Corporation Ltd., con más de \$ 100 mil millones de dólares en actividades de exploración y producción fuera de sus fronteras. Lo que ha forjado un nuevo frente de competencia para las compañías privadas internacionales.

Las tendencias de inversión en exploración tendrán efectos importantes en el futuro sobre la tasa de restitución de reservas que se ha reducido al 82%, después de que en los años noventa había alcanzado promedios de más del 100%. A menos que las grandes empresas muestren mayor eficiencia en el gasto de exploración por barril descubierto, sus dificultades en reposición de reservas posiblemente las lleve, en los próximos años, a buscar la adquisición de reservas para mantener su nivel de producción.

El creciente protagonismo de las empresas estatales, junto al hecho de que países como Arabia Saudita, Irán, Kuwait, Rusia o Venezuela restringen la inversión a empresas extranjeras, o que ciertas áreas geográficas en los Estados Unidos también estén restringidas por razones ambientales, estrechan el escenario para las grandes empresas petroleras privadas.

La tendencia sugeriría que las petroleras internacionales se verán, más a menudo, cara a cara con las NOCs,¹⁵ no sólo como clientes o socios en la explota-

¹⁴ Exxon, Shell, BP, Chevron, Total y Conoco Phillips.

¹⁵ Después de la invasión de Irak (1991), las reservas petroleras de Irak figuran como una de las áreas de mayores negocios en el mundo, con proyectos que pueden sumar tres millones de barriles en los próximos diez años. El 60 % de los nuevos negocios en ese país se adjudicaron a Exxon Mobil, BP y Shell en las zonas más ricas de ese país: Rumaila y Qurna. Sin embargo, paulatinamente las empresas chinas y rusas, CNPC y Gazprom, han ido adquiriendo presencia comprando negocios a las empresas estadounidenses o asociándose a ellas. En Rusia, los gigantescos proyectos de Sakhalin I (Rosneft-Exxon Mobil) y II (Gazprom), han permitido el fortalecimiento de las empresas rusas que controlan los estratégicos suministros de gas hacia los consumidores de la zona Asia-Pacífico. Otro ejemplo es la construcción del gasoducto subsahariano (4,300 kms), a través de una joint-venture entre NNPC y Sonatrach para llevar gas desde Nigeria, atravesar Argelia y llegar a Europa, etc.

ción de los recursos del país anfitrión, sino como competidores comerciales en el escenario mundial.

Tomando en cuenta una lista de 410 grandes proyectos de explotación de hidrocarburos en el mundo,¹⁶ reportados por empresas privadas o empresas estatales fuera de sus fronteras, el 78% de la producción esperada de aceite en los próximos diez años se ubicará en nueve países: Irak (20%), Canadá (17%), Brasil (12%), China (10%), Nigeria (7%), Kazakhstan (4%), Angola (3%), Rusia (2%) y Estados Unidos (3%).

En Canadá, principal proveedor de importaciones a los Estados Unidos, el 41 % de la producción futura correrá a cargo de las “majors”, otra proporción similar será de las empresas canadienses y un 10 % lo producirá: China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) y Statoil. Particularmente, la empresa china participa en Alberta (NEXEN)¹⁷ para la producción de petróleo sintético a partir de arenas bituminosas y con interés de exportar gas natural licuado (GNL) al lejano oriente; adicionalmente, Sinopec participa en proyectos para construir dos refinerías en la misma provincia.

Es muy importante recordar que, en 2005, CNOOC presentó una oferta por 18.5 mil millones de dólares para adquirir UNOCAL, empresa estadounidense con importantes negocios en Asia central y experiencia en aguas profundas. Sin embargo, la oferta fue bloqueada políticamente (The New York Times, 2005) por considerar que podría significar un riesgo para la seguridad energética de los Estados Unidos, y para las relaciones sino-estadounidenses. UNOCAL finalmente aceptó una oferta menor: 17.1 mil millones de USD proveniente de Chevron Texaco. Este evento muestra por sí sólo el avance de las empresas estatales pero, sobre todo, la nueva importancia geoestratégica que tienen los negocios petroleros en el mundo. Antes eran las empresas occidentales las que luchaban por hacerse de los yacimientos en los llamados países del tercer mundo, hoy son las empresas chinas o árabes las que luchan por hacerse de la tecnología y los mercados norteamericanos.

Aramco, segundo proveedor de petróleo de los Estados Unidos, ha tenido mejor suerte que las empresas chinas, pues aún cuando no participa en actividades upstream en los Estados Unidos es propietaria, en asociación con Shell, de tres grandes refinerías (Convent en Baton Rouge Louisiana & Norco & Port Arthur) que reúnen una capacidad para procesar más de un millón de barriles por día, lo que significa, aproximadamente, el 7 % de la capacidad de refinación de ese país.

¹⁶ Construida con registros periódicos publicados por Oil & Gas Journal, en la que se toma en cuenta información para 47 países y 86 empresas.

¹⁷ A partir de la compra de la canadiense Nexen por 15 mil millones de USD, aprobada el 7 de diciembre de 2012 por las autoridades canadienses, en lo que ha sido la principal compra china en el extranjero. Esta empresa se especializa en hidrocarburos no convencionales: arenas bituminosas y shale gas.

En general, la experiencia de los IOCs es una ventaja, pero la brecha se está cerrando. Como se puede observar, algunas empresas estatales como las chinas o rusas, ya están compitiendo directamente contra las petroleras internacionales para el acceso a las reservas en mercados extranjeros.

El enfoque de colaboración entre NOCs y IOCs es el de proyectos integrados. Los países tradicionalmente anfitriones ya no se sienten satisfechos con acuerdos de producción compartida de gas o petróleo, incluso con aquellos más favorables en el tema fiscal. Ahora ven a sus recursos naturales como una herramienta para impulsar su desarrollo económico en un plano más general. Van hacia el desarrollo conjunto de complejos industriales, al proceso de la materia prima hasta la petroquímica; hacia la construcción de redes de distribución de sus productos en el extranjero, e incluso la capacitación de recursos humanos para alta tecnología en los países anfitriones. Por ejemplo, en 2007-9, China (Sinopec) y Arabia Saudita (Aramco) formaron un consorcio con Exxon para ampliar la refinería de Fujian, y operar una red de 750 gasolineras en la misma región.

Existe una gran cantidad de casos que muestran, por una parte, el despliegue de las empresas estatales chinas por todo el mundo, cuyo objetivo es asegurar reservas de petróleo, gas y productos petroquímicos y refinados para sostener la expansión de una economía que consume 10 millones de barriles diarios de hidrocarburos, de los cuales importa poco más de la mitad. Pero también es clara la tendencia de aquellas empresas estatales que se fortalecen para salir de sus fronteras y asegurar, en el largo plazo, la colocación de sus productos, como: Rosneft, Gazprom, Aramco o Pdvs. Para alcanzar este objetivo, estas empresas se asocian con otras empresas estatales o con aquellas privadas que ofrecen alguna ventaja real y sobresaliente. Son ya menores los casos donde sólo se busca la explotación del recurso natural.

¿Por qué se le negó a Pemex internacionalizarse, más allá de los intentos temerosos y aislados en la refinería de Deer Park (Shell), o en la propiedad accionaria de Repsol? ¿A juzgar por la experiencia internacional, acaso estaba fuera de la realidad pensar que su internacionalización hubiera producido beneficios para el Estado mexicano?

El despliegue internacional de las empresas chinas –reorganizadas a mediados de los años noventa– es un fenómeno que arrancó en siglo XXI, más o menos hace una década, y es contemporáneo al éxito de las petroleras rusas, de Petrobras, Statoil o Aramco. Todos esos casos muestran que en poco tiempo se pueden hacer grandes cambios, y que la organización de la industria petrolera no está simplemente determinada por una razón de mercado, sino que está íntimamente vinculada a un proyecto nacional, dadas sus ataduras indisolubles con el poder político de los Estados. Desafortunadamente, en la reorganización petrolera que ofrece el gobierno mexicano no se aprecia esa comprensión ni la voluntad de promover el interés soberano nacional.

Es en el escenario anteriormente descrito que se ubica la estrategia del gobierno para la producción de hidrocarburos en las próximas décadas. Se trata de atraer empresas de talla internacional a explotar reservas ya descubiertas o áreas con altas posibilidades de contener hidrocarburos, donde el riesgo de inversión sea menor. Con ese propósito, la Reforma energética impulsó¹⁸ a Petróleos Mexicanos un esquema para reducir su operación. A partir del 21 de diciembre de 2013 Pemex adquirió la obligación de presentar, en 90 días, una lista de las áreas que podía operar eficientemente –“Ronda Cero”-. Al término del plazo, la Secretaría de Energía (SENER) ha informado que Pemex mantendrá en el futuro: el 83% de las reservas probadas y probables (2P), y el 31% de los recursos prospectivos. A primera vista, el operador estatal se quedaría con la mayor parte de los yacimientos en explotación y con poco menos de un tercio del petróleo futuro del país.

Las reservas 2P ascienden a 26.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (pce)¹⁹ y se ubican en un 69% en las cuencas del Sureste. Es decir que se ubican en Tabasco y en las aguas someras de Campeche; el 27 % está en Tampico-Misantla; el resto está en Burgos y Chicontepec. Si se pretende otorgar a empresas privadas, solas o en asociación con Pemex, reservas por 4.4 mil millones de barriles estas pueden estar en las llamadas áreas complejas de Chicontepec o en Burgos, pero no será suficiente, tendrán que otorgar bloques en las áreas con mayores posibilidades productivas a corto plazo. Por otra parte, las reservas 2P son extraíbles en un 50% (de acuerdo a los procedimientos admitidos de estimación), lo cual quiere decir, a la producción actual de 2.8 millones de barriles diarios equivalentes, que esas reservas durarían doce años y que, de esas reservas, se darían dos años a particulares.

Los recursos prospectivos ascienden a 114.8 mil millones de barriles (SENER, 2013), y se localizan principalmente en las cuencas de Tampico-Misantla, en aguas profundas del Golfo de México y, en menor medida, son los recursos llamados no convencionales de lutitas, de Burgos-Sabinas. Sobre estos recursos hay una gran discusión tecnológica que cuestiona sus verdaderas oportunidades. Por ejemplo las lutitas requieren de grandes cantidades de agua que no abunda en las regiones donde se localizan, hay índices de declinación muy rápida, etc. Además, hay protestas sociales por contaminación y por temblores de tierra atribuidos a la forma de perforación. De tal modo, que su aprovechamiento será más complejo y sus resultados pudieran aplazarse más de una década. De ahí que el proyecto de apertura, en sus montos inmediatos de inversión, no podría depender de esos recursos. Por eso, *lobbys* internacionales están pidiendo al gobierno mexicano mayores muestras de compromiso con la apertura en el corto plazo: antes de (2018) que concluya esta administración (WoodMackenzie).

¹⁸ DOF.(2013, diciembre 20). Artículo Transitorio Sexto del decreto de promulgación de la Reforma Energética.

¹⁹ Ver Cuadro No. 1

Quizás sólo como una digresión, en este tipo de recursos habría que tener muy en cuenta el interés de las petroleras chinas por participar en el continente –como lo hicieron en Brasil-, sobre todo por la cercanía con los Estados Unidos, mercado al que ya trataron de ingresar en 2005, como se relató en páginas anteriores.

En síntesis, la única hipótesis sobre la que puede avanzar la estrategia de apertura en producción de hidrocarburos se construye a partir del otorgamiento de reservas ya descubiertas (Melgar, 2014) a empresas internacionales para aumentar la extracción. Esta alternativa es consistente con la tendencia que, como vimos, están siguiendo las empresas internacionales, pero implica no solo la “disminución” de Pemex y la vulneración, a mediano y largo plazo, de las capacidades de autodeterminación petrolera del país; implica también reducir recursos fiscales para el Estado en el corto plazo, puesto que estamos hablando de reservas descubiertas sobre las que Pemex venía pagando el 71.5 % del valor de la extracción menos sus costos. Es evidente que los nuevos operadores no van a pagar esos porcentajes y mucho menos por adelantado como lo viene haciendo el actual operador estatal.

Por otra parte, se ha insistido continuamente que el objetivo de la Reforma es aumentar la extracción de petróleo hasta 3 millones de barriles en 2018 y 3.5 millones en 2024 (SENER, 2013-2017 y 2014-2028). Sin embargo, la extracción de petróleo, al mes de enero de 2014, fue de 2 millones 506 mil barriles por día, es la cifra mensual más baja de las últimas décadas. En 2013 la extracción anualizada mantuvo un promedio de 2 millones 522 mil barriles, mientras que en 2012 y 2011 se obtuvieron 2 millones 548 mil y 2 millones 553 mil barriles respectivamente. Lo que significa que la extracción decrece tendencialmente y no se ha podido estabilizar, como ha sido el propósito de los últimos dos gobiernos.

Además, la restitución de las reservas de hidrocarburos se colocan en una situación paradójica. Por una parte se sostiene que alcanzan coeficientes mayores al 100 % (SENER, 2013-2017 y 2014-2028), lo que eliminaría, como causa, la escasez del recurso para explicar la caída permanente de la extracción desde hace más de una década. Sin embargo, si desglosamos los componentes de las reservas y nos atenemos a la incorporación de reservas probadas para el último año, observaremos que sólo son el 10 % del total, lo que no permite sustentar la pretensión de incrementar la extracción hasta 3 millones de barriles diarios en los próximos 4 años. Esto debido a que, implicaría aumentar 125 mil barriles diarios cada año, resultado que no está a la vista bajo ningún análisis serio en los próximos años. Pero además, la agregación anual de reservas probadas es sólo de 89.7 millones de barriles, que es aritméticamente insuficiente para soportar una extracción diaria de 3 millones; por lo que es indispensable multiplicar los descubrimientos y su desarrollo de manera acelerada.

El tema es importante porque internacionalmente las dos regiones del mundo que reúnen las mayores expectativas de inversión son las áreas de aguas profundas del Golfo de México y el Pre-sal brasileño. Se estima (WoodMackenzie) que, en los próximos diez o quince años, pudiera haber proyectos que su-

marían entre 27 y 70 mil millones de dólares. La perspectiva de la actividad de exploración y explotación en el Golfo de México ha estado presente en los cabildos desde hace años para impulsar la reforma mexicana, pero una vez que ésta ha concluido habrá que ver si en realidad las empresas internacionales deciden entrar por su cuenta o si esperan a participar en asociación con Pemex que, de acuerdo a sus informes, ha venido progresando en sus capacidades.²⁰ De cualquier forma, los proyectos en aguas profundas no es un portafolio que pudiera tener sus mejores resultados dentro de este sexenio.

Queda, por lo tanto, insisto, la alternativa de llevar a los nuevos operadores a las reservas descubiertas por Pemex y multiplicar los trabajos de desarrollo para aumentar la producción en el corto plazo. El tema es quién llevará a cabo la exploración de nuevas áreas, porque si nadie lo hace, o se debilita el ritmo que ha impuesto Pemex, la apertura solo abatiría rápidamente las reservas que se incorporaron durante la última década y, por lo tanto, la reforma habría fracasado porque no se habría logrado mantener una plataforma de extracción creciente o, por lo menos, estabilizada en 3 millones de barriles diarios.

Pero, entonces ¿Cuál es el propósito final de la apertura? ¿Vender reservas ya descubiertas? ¿Cuál es el negocio para la Nación, que es la propietaria de esas reservas? Al promedio reciente de los precios internacionales del petróleo, la magnitud de reservas que se otorgaría a particulares tendría un rango de valor superior a los 200 mil millones de dólares.

Hasta ahora no se conoce un plan para el desarrollo de la industria petrolera que, a cambio de ceder el recurso natural, obtuviera, por ejemplo, inversión para construir plantas de transformación para el encadenamiento de ramas nacionales que pudiera generar empleos bien remunerados, formación de recursos humanos, innovación tecnológica, etc.

Es muy claro que la apertura va a producir una mayor integración de las reservas mexicanas de hidrocarburos a la demanda estadounidense y que, en los próximos años habrá que mirar la industria petrolera regionalmente, con eslabones de sus cadenas distribuidos en los tres países, pero si a México sólo le toca la fase extractiva, eso sería una pésima noticia para las futuras generaciones de mexicanos.

Un tema no menos relevante pero menos conocido, que va a presionar el margen de maniobra del gobierno, es el control de las divisas provenientes de la exportación petrolera. Actualmente la ley del Banco de México obliga²¹ a Pemex a

²⁰ En una comparación hecha por Pemex con empresas internacionales en aguas del norte del Golfo de México, tiene los siguientes indicadores: éxito geológico: IOCs 35 %, Pemex 61%; costo por descubrimiento: 4.83 USD /bpce en EU vs. 4.50 en México; costo por pozo exploratorio 280 MUSD en EU vs. 165 en México: "Aguas profundas en México: la oportunidad y el reto", Pemex Exploración Producción, 2012.

²¹ Ley del Banco de México, Artículo 34: "Las dependencias y las entidades de la Administración Pública Federal que no tengan el carácter de intermediarios financieros, proporcionarán al Banco la información que les solicite respecto de sus operaciones con moneda extranjera y *estarán obligadas a enajenar sus divisas al propio Banco* en los términos de las disposiciones que éste expida, las cuales no podrán establecer términos apartados de las condiciones del mercado".

depositar todas las divisas que obtiene, de hecho la paraestatal es la principal oferente en la integración de las reservas monetarias del banco central. Las concesiones y contratos que se otorguen a particulares para extracción petrolera que tengan como destino la exportación probablemente buscarán salir de la obligación de repatriar sus divisas, tal y como lo hace por ejemplo la industria automotriz; en ese caso ¿qué pasará con la fortaleza de las reservas monetarias nacionales, que han sido un ancla indiscutible para la estabilidad cambiaria y macroeconómica del país?

El modelo de sector energético del que surge la Reforma es un híbrido: mercado de libre competencia con participación pública mayoritaria. En este esquema la regulación del uso del recurso natural como de los procesos económicos adquiere una importancia capital. En el pasado, la regulación no se desarrolló porque el control se hacía con decisiones políticas desde la Secretaría de Hacienda o desde la propia presidencia de la República, así se decidía cuánto producir, qué producir y a qué precios vender, tanto en el exterior como en el mercado interno, por lo que hacía a los combustibles y la energía eléctrica.

Ahora existe la urgencia de tener en funcionamiento dos verdaderos y eficientes reguladores: la CNH y la CRE; sin embargo, la maduración institucional de un regulador no se da por necesidad política sino a través de la experiencia de largos años, de superar problemas de administración y ética (The New York Times, 2005) (Washington Post)²² que impidan desastres naturales y económicos. Este puede ser uno de los problemas más grandes a que se enfrente el proceso de apertura energética mexicana que ha resuelto, al parecer, todas las resistencias políticas, pero que puede convertirse en un obstáculo que infrinja graves costos al país. Es un tema que debió preverse a través de un periodo de transición considerable, como se ha hecho en otros países.

Los Estados Unidos tienen una larga experiencia de regulación (más de 120 años, si partimos de la Ley Sherman 1890) y; sin embargo, los reguladores son “capturados” (CFR).²³ El modelo mexicano recurrió al modelo estadounidense: la CNH será la instancia técnica de la Sener para adjudicar contratos; recopilar información geológica y operativa; autorizar servicios de

²² Algunos antecedentes publicitados sobre las presiones a los que están sujetos los reguladores en un país como los Estados Unidos: “El 10 de septiembre de 2008, el Inspector General, Earl E. Devaney, fue encontrado culpable así como una docena de empleados del Servicio de Gestión de Minerales, los funcionarios aceptaban regalos de empresas de energía cuyo valor superaba los límites establecidos por las normas de ética.

²³ El MMS (Servicio de Gestión de Minerales) fue sustituido en 2011 después del accidente del pozo Macondo en abril de 2010, por dificultades y evidencias de “secuestro” por parte de las empresas operadoras de licencias para explotar hidrocarburos. La administración fue reorganizada por el *Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE)* que actúa a través de: *Bureau of Ocean Energy Management (BOEM)*, el *Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE)* y la *Office of Natural Resources Revenue (ONRR)*.

exploración y extracción de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos; la Agencia Nacional de Protección Industrial y Protección al Ambiente del Sector Hidrocarburos será la encargada de la seguridad en la operación. La primera se creó en 2009, la segunda está por crearse. No hay duda que, irremediamente, su funcionamiento quedará atrás de los acontecimientos, en un proceso de aprendizaje que ojalá y no resulte en accidentes gravísimos para el país. Desafortunadamente, es inevitable recordar el caso de Macondo: 150 días descontrolado, pero también Ixtoc: 280 días descontrolado. (The New York Times; Washington Post).

La regulación económica del sector estará a cargo de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que tendrá como objetivos en materia de hidrocarburos: el otorgamiento de permisos para el almacenamiento, el transporte y la distribución por ductos de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos; la regulación de acceso de terceros a los ductos de transporte y al almacenamiento de hidrocarburos, y sus derivados; así como la regulación de las ventas de primera mano de dichos productos. Pero la CRE también tendrá nuevos encargos en el sector eléctrico, lo que aumentará su poder. En este caso, los riesgos de “captura” del regulador son más que eso. En distintos casos los comisionados han pasado a ser funcionarios de empresas de energía que poco tiempo antes habían sido reguladas por ellos mismos.

V. Conclusiones

La reforma a los artículos 25, 27 y 28 constitucionales realizada en diciembre de 2013, frecuentemente se ha calificado como una privatización, pero es un acontecimiento de mucho mayor profundidad y complejidad: es la ruptura de uno de los fundamentos sobre los que se constituyó el Estado mexicano desde la promulgación de la Constitución de 1917. No sólo limita la propiedad de la Nación sobre una parte significativa de sus recursos naturales, como son los hidrocarburos, sino que elimina la exclusividad del Estado en la explotación del petróleo y en la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Dos actividades: petróleo y electricidad, que bajo el control del Estado durante más de setenta años lograron transformarse en instrumentos fundamentales para el impulso y la orientación del desarrollo económico general del país. Sin embargo, esa facultad estatal ha concluido legalmente, y la iniciativa privada tendrá que volver a actuar para hacer de esas actividades no sólo un negocio prospero de lucro particular, sino una fuerza más creativa y eficiente para el confort de los hogares, la ampliación competitiva de las empresas, y una fuente mayor de ingresos fiscales para el Estado.

Como se describió en páginas anteriores, la reforma retiró las excepciones en el Tratado de Libre Comercio de América del Norte que impedían el

libre flujo de mercancías y servicios energéticos, así como las inversiones privadas que pudieran destinarse a este sector. Es una transformación que actores muy importantes, de dentro y fuera del país, estuvieron impulsando durante décadas, bajo la promesa de alcanzar niveles superiores de desarrollo. Ahora que ya es un hecho, tendrá que haber resultados positivos para el país en los próximos años. Sobre todo, porque la operación de Petróleos Mexicanos y de la Comisión Federal de Electricidad, teniendo deficiencias, podrán compararse positivamente frente a las empresas más grandes del mundo en sus respectivos giros.

La apertura del sector energético va a traer también consecuencias más allá del comercio o la inversión, en los hechos habrá una disminución de las capacidades del Estado derivadas de su propio repliegue económico, pero también porque se pretende que arriben al país actores de talla económica y financiera muy superiores, cuyos intereses y estrategias pueden llevarlos a rivalizar con el Estado mexicano por el control de los recursos naturales, como ya ocurrió en el pasado.

Finalmente se abrirá la posibilidad de la integración energética con América del Norte, la multiplicación de interconexiones eléctricas y de gasoductos serán la expresión de nuevos mercados que deberán brindar mayor seguridad en el abasto y a precios más competitivos; por la vía de las inversiones y el mercado, también se compartirán las reservas de hidrocarburos y todos aquellos recursos naturales susceptibles de aprovechamiento energético, favoreciendo la idea de una seguridad energética norteamericana.

Sin embargo, la seguridad energética tendrá que garantizar el acceso universal a satisfactores esenciales como son la energía eléctrica y los combustibles de uso doméstico: acceso en cuanto a disponibilidad pero también en cuanto a su precio. La satisfacción inmediata de esta garantía es condición indispensable para la viabilidad de la reforma energética, no solamente porque fue la divisa con la que se difundió públicamente su conveniencia, sino porque históricamente la operación estatal así lo hizo posible durante muchas décadas y porque, finalmente, la distribución del ingreso entre los mexicanos hará muy difícil que pudiera permanecer su encarecimiento, escasez o especulación. En 1994, la entrada en vigor del Tratado de Libre Comercio abrió grandes expectativas de progreso, veinte años después observamos las transformaciones económicas pero no el beneficio social. En 2014, inicia la liberalización plena del sector energético bajo grandes expectativas, habrá que cobijar la esperanza y esperar que la historia no se repita porque es mucho lo que está en juego.

Cuadro 1
Reservas Certificadas y Recursos Prospectivos

Cuenca	Producción acumulada	Reservas				Recursos Prospectivos		Total
		1P (90%)	2P (50%)	%	3P (10%)	Convencional	No convencional y aguas profundas	
Sureste	45.4	12.1	18	69.23	24.4	20.1		20.1
Tampico Misantla	6.5	1.2	7	26.92	17.4	2.5	34.8	37.3
Burgos	2.3	0.4	0.5	1.92	0.7	2.9	15	17.9
Veracruz	0.7	0.1	0.2	0.77	0.3	1.6	0.6	2.2
Sabinas	0.1	0	0		0.1	0.4	9.8	10.2
Aguas Profundas	0	0.1	0.4		1.7		26.6	26.6
Plataforma de Yucatán						0.5		0.5
Total	55	13.9	26.2		44.5	28	86.8	114.8
Pemex			21.7					35.6
Otros operadores			4.5					79.2

Fuente: Secretaría de Energía, Pemex Reservas certificadas y recursos prospectivos al 1 de enero de 2013. Extraída el 130/III/2014, desde: <http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/9213.html>

VI. Bibliografía

- Aguas profundas en México: la oportunidad y el reto. (2012). *PEP* .
- Akins, J. E. (1973). The oil crisis: this time the wolf is here. *Foreign Affairs* .
- Biblio Jurídicas, UNAM*. (2013). Recuperado el 10 de enero de 2014, de Protocolo de Adhesion de México al Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio: <http://biblio.juridicas.unam.mx/libros/2/903/15.pdf>
- Cámara de Diputados*. (s.f.). Recuperado el 3 de febrero de 2014, de Ley de Petróleos Mexicanos, modalidades especiales de contratación: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPM.pdf>
- _____ (19 de Diciembre de 2013). Recuperado el 3 de febrero de 2014, de Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, texto del párrafo sexto Art. 27: <http://www.diputados.gob.mx/cedia/biblio/archivo/SDL-01-2005.pdf>.
- CFR*. (s.f.). Recuperado el 30 de Marzo de 2014, de Report to the President National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore: <http://www.cfr.org/united-states/national-commission-bp-deepwater-horizon-oil-spill-offshore-drillings-final-report-january-2011/p23830>
- Convent en Baton Roouge Louisiana&Norco& Port Arthur*. (s.f.). Recuperado el 14 de octubre de 2013, de Norco: <http://www.eia.gov/dnav/pet/>
- DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN*. (s.f.). Recuperado el 2013 de Diciembre de 2013, de Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de Energía: <http://www.dof.gob.mx/>
- El Congreso de la Unión aprobó la Reforma Energética en 4 días del 8 al 11 de diciembre*. (12 de diciembre de 2013). Recuperado el 5 de enero de 2014, de El Universal: <http://www.eluniversal.com.mx/primera-plana/2013/impreso/aprueban-diputados-reforma-energetica-43744.html>
- Energy Information Administration*. (2007). Obtenido de Genealogy of Major U.S Oil and Gas Producers : <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=RS>
- Energy Information Administration*. (2013). Obtenido de Analysis Countries Russia: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=RS>
- Financial Times*. (17 de Junio de 2013). Recuperado el 3 de Febrero de 2014, de <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/e4d99f60-d767-11e2-8279-00144feab7de.html#axzz2yJ7pYwS1>
- Foreign Affairs*. (1989). Obtenido de Trade and Development Canada: <http://www.international.gc.ca/trade-agreements-accords-commerciaux/agr-acc/us-eu.aspx?lang=eng>
- INEGI*. (s.f.). Obtenido de La industria química en México: http://www.inegi.org.mx/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/integracion/sociodemografico/Quimica/2012/IQM-2012.pdf
- _____ (s.f.). Recuperado el 2012, de La industria química en México.

- Korin, L. A. (octubre de 2013). The oil crisis this time the wolf is here. *Foreign Affairs*.
- Luft, G., & Korin, A. (2013). The myth of U.S energy dependence. *Foreign Affairs*.
- Melgar, L. (26 de Marzo de 2014). *Financial Times*. Recuperado el 31 de Marzo de 2014, de Most Countries dont offer reserves in bidding rounds. This makes Mexico's rounds very attractive: <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/a41cd9c6-b536-11e3-af92-00144feabdc0.html#axzz2yJ7pYwS1>
- Myers Jaffe, A. (2007). *The International Oil Companies*. Baker Institute (Rice University).
- Nadal, A. (28 de agosto de 2013). *Perder el control del petróleo*. Recuperado el 5 de enero de 2014, de <http://www.jornada.unam.mx/2013/08/28/opinion/029a1eco>
- NEXEN. (s.f.). Recuperado el 5 de Septiembre de 2013, de <http://www.nexeninc.com/>
- OAS. (1986). Recuperado el 10 de ENERO de 2014, de Tratado de Libre Comercio de América del Norte. Protocolo de adhesión de México : http://www.sice.oas.org/trade/nafta_s/CAP06.asp#Cap.VI
- Osorio, S. B. (2012). ¿Cómo salvar a Pemex sin hundir al país o como salvar al país sin enterrar a Pemex?: La necesidad de un proyecto a largo plazo. En A. (. Oropeza García, *México 2012: la responsabilidad del porvenir*. III-UNAM.
- Pacto por México*. (s.f.). Recuperado el 5 de Enero de 2014, de <http://pactopor-mexico.org/acuerdos/>.
- PEMEX. (s.f.). Recuperado el 13 de enero de 2014, de Pemex informa regularmente a la SEC: http://www.ri.pemex.com/files/content/Pemex_2012_Form_20-F_130913.pdf.
- PIW Ranks the World's Top 50 Oil Companies. (2012). *Petroleum Intelligence Weekly*.
- Report to the President, National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling. (2011). *Council of Foreign Relations*.
- Russia, EIA Analysis Countries*. (s.f.). Recuperado el 3 de septiembre de 2013, de The Russian government is pushing for a greater role for domestic companies: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=RS>
- Senado de la República*. (s.f.). Recuperado el 3 de Febrero de 2014, de Reforma a diversos instrumentos legales en materia de hidrocarburos: http://www.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/60/3/2008-10-23-1/assets/documentos/art27_ramopetroleo.pdf
- SENER. (s.f.). Recuperado el 24 de Marzo de 2014, de Reforma Energética: <http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/>.
- _____ (2013). Obtenido de Estrategia Nacional de Energía 2013-2027: Estrategia Nacional de Energía
- _____ (2013-2017 y 2014-2028). *Estrategia Nacional de Energía*.
- The Canada U.S Free Trade Agreement*. (s.f.). Recuperado el 10 de enero de 2014, de <http://www.international.gc.ca/trade-agreements-accords-commerciaux/agr-acc/us-eu.aspx?lang=eng>

- The New York Times*. (s.f.). Obtenido de Sex Drug use and Graft cited in interior Department: www.nytimes.com
- The New York Times*. (3 de 08 de 2005). Recuperado el 5 de Septiembre de 2013, de China backs away from Unocal bid: <http://www.nytimes.com/2005/08/02/business/worldbusiness/02iht-unocal.html>
- Thurber, M. *NOCs and the global oil market: should we worry?* Stanford University. TLCAN. (1994). Obtenido de Principios, Capítulo VI, Art. 601.
- Tordo, S., Tracy, B. S., & Arfaa, N. (2011). *National Oil Companies and Value creation*. World Bank.
- Washington Post*. (s.f.). Recuperado el 30 de Marzo de 2014, de Report says oil Agency Ran Amok: <http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2008/09/10/AR200809.html>.
- WoodMackenzie*. (s.f.). Recuperado el 18 de Marzo de 2014, de Pemex portfolio after Round Zero: <http://www.woodmac.com/public/home>
- WoodMackenzie*. (s.f.). Recuperado el 10 de Marzo de 2014, de <http://www.woodmacresearch.com/cgi-bin/wmprod/portal/corp/corpPressDetail.jsp?oid=0826889>.