

EL POSIBLE DESENLACE DE LA RONDA UNO DE LA REFORMA ENERGÉTICA*

Roberto Gutiérrez R.¹

RESUMEN

Se analizan las perspectivas de mediano plazo de la reforma energética de 2013-2014 a partir de los resultados de la primera fase de licitaciones de la Ronda Uno, llevada a cabo en dos partes –15 de julio y 30 de septiembre de 2015– en que se sometieron a concurso 19 bloques hidrocarburiíferos en aguas someras del sureste del país. Al respecto se toman en cuenta tanto el contexto por el que atraviesa la industria mundial de los hidrocarburos desde mediados de 2014 como el escaso interés mostrado por las empresas petroleras internacionales de aprovechar la reforma por la que tanto pugnaron para explorar y extraer dichos recursos en el territorio nacional. Ello se tradujo, hasta muy entrado 2015, en el incumplimiento de los objetivos por los que se convenció a la sociedad de aceptar la reforma. Asimismo, incide en la situación actual y en las perspectivas lo mismo de la industria que de la economía. Por tanto, no se pueden descartar presiones sociales de diversa índole, incluyendo la posibilidad de que los partidos de oposición redoblen en el país y el extranjero su insistencia porque se reconozca el derecho de la sociedad a decidir, mediante consulta popular, el futuro de la industria insignia de la Revolución Mexicana.

Palabras clave: reforma energética, Ronda Uno, petróleo, licitaciones, Constitución Política.

ABSTRACT

Medium-term prospects for energy reform 2013-2014 as from the results of the first phase of Round One tenders, conducted on July 15 and September 30 2015 and associated with 19 hydrocarbon blocks in water shallow southeast of the country are analyzed. In doing so it is taken into account the context of the global hydrocarbon that spans from mid-2014 on and also the lack of interest shown by international oil companies to support the reform by which struggled both to explore and extract hydrocarbons in the Mexican territory. This resulted, well into 2015, in the breach of the purposes for which people were convinced to support the reform, and affects the current situation and prospects of such an industry and the economy as a whole. Therefore, social pressure of various kinds are becoming evident, including the possibility that opposition parties redouble their insistence both in the country and abroad regarding the right of society to decide by referendum the future of

* Artículo recibido el 31 de agosto y aceptado el 12 de octubre de 2015.

¹ Profesor Investigador adscrito al Departamento de Economía de la Universidad Autónoma Metropolitana plantel Iztapalapa. Correo: robertogtz@yahoo.com

an industry which represents too much in terms of the Mexican Revolution fulfillment.

Keywords: energy reform, Round One, oil, tenders Political Constitution.

Clasificación JEL: H13, L71 y Q43.

1. INTRODUCCIÓN

La así llamada Ronda Uno es, en todos los procesos de desincorporación de la industria petrolera del mundo, la etapa que marca la transferencia progresiva de la responsabilidad absoluta de los procesos de exploración y explotación de hidrocarburos de una o varias empresas petroleras nacionales a un conjunto de empresas petroleras privadas, principalmente internacionales. En ella se licitan, separadas en bloques, las áreas que de manera probada contienen o existen amplias posibilidades de que contengan recursos hidrocarburíferos.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) ha aprendido mucho de las múltiples experiencias de licitación de bloques con potencial petrolero y gasífero en el mundo, con especial referencia a Brasil, Colombia y Mar del Norte (DOF, 2013a). Además, cuenta con una gama de contratos que puede aplicar prácticamente sin restricciones gracias a la reforma de 2013 a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución (Utilidad Compartida, Producción Compartida y Licencias). Estas figuras se agregaron a la que se desarrollaron a partir de la reforma a leyes secundarias de noviembre de 2008, que fue la de Contratos Integrales de Exploración y Producción-CIEP, los cuales aparecieron como un refinamiento de los tradicionales Contratos de Prestación de Servicios (Gutiérrez R., 2011). Más aún, la reforma de 2013 establece que las cuatro figuras ya mencionadas, las cuales se enlistan en el cuadro 1, también se pueden combinar entre sí. Con ello, el número posible de contratos aumenta a 10: cuatro singulares y seis combinados (1-2, 1-3, 1-4, 2-3, 2-4 y 3-4).

A la variedad de contratos descrita se debe agregar que la CNH ya tuvo la experiencia de licitar, entre 2011 y 2013, múltiples pozos maduros en los estados de Tamaulipas, Veracruz y Tabasco, correspondientes a los CIEP surgidos de la reforma de 2008. Posteriormente, el 15 de julio y 30 de septiembre de 2015 sometió a concurso 19 bloques en aguas someras del Golfo de México: 14 en la primera fecha y cinco en la segunda. Asimismo, como representante de los intereses de la Presidencia de la República, cuenta con el respaldo de la Secretaría de Energía (Sener), la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y Petróleos Mexicanos (Pemex).

A pesar de lo anterior, subsiste un enorme escepticismo con relación a los tres procesos de licitación que hasta principios de diciembre de 2015 están pendientes de llevarse a cabo y con los que, al final de todo el proceso, deberán haberse concursado y entregado a particulares 169 bloques y 670 áreas, sin

Cuadro 1
Modelos contractuales Estado-empresas privadas en la industria de hidrocarburos, de acuerdo a la reforma energética de 2013-2014*

Tipo de contrato	Contraprestación
1. Utilidad compartida	% de la utilidad
2. Producción compartida	% de la producción
3. Licencias*	Transmisión onerosa del producto obtenido**
4. Prestación de servicios	En efectivo
Cualquier combinación***	Proporcional a la combinación

Durante las discusiones sobre la reforma un ex director de Pemex propuso usar el término licencias en vez de concesiones ya que, a pesar de ser equivalentes, el segundo rememora el Decreto de Nacionalización de la Industria Petrolera del Presidente Cárdenas, legalmente consignado en el artículo 27 constitucional.

** Internacionalmente, los impuestos a contraprestaciones onerosas se aplican, entre otros casos, a transmisiones de tipo patrimonial o de bienes de personas físicas o morales, así como a la constitución de concesiones administrativas otorgadas por entes públicos. En este caso, las empresas concesionarias quedan exentas de ciertos impuestos que bajo otras circunstancias deberían pagar.

*** De acuerdo con Pemex, que como entidad operaba estos contratos hasta 2014, pueden ser de tres tipos: Transnacionales, para empresas con recursos financieros, tecnología y personal, a las que se paga por catálogo y contra entrega; Integrales con financiamiento, para empresas con recursos financieros pero sin tecnología ni recursos humanos, a las que se pagan gastos y margen, pudiendo masificar soluciones, e Integrales sin financiamiento, para empresas sin recursos, a las que se paga sobre resultados.

Fuente: elaboración propia con base en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Petróleos Mexicanos y la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (DOF, 2014b, 2014c y 2014e).

contar 244 campos en producción, dejados en manos de Pemex en virtud de la Ronda Cero. Evidentemente, dicha empresa productiva del Estado (EPE) podría sumar nuevos bloques, sola o en consorcio, si opta por participar en los procesos faltantes.

El escepticismo mencionado es resultado del lenguaje comprometido que utilizó el gobierno federal para consolidar la reforma energética, a pesar de que ya en 2013 se vislumbraba un entorno petrolero internacional desfavorable, con precios del petróleo insostenibles en el mediano plazo, además de que en las licitaciones que se estaban llevando a cabo en otras regiones, por ejemplo el Presal de Brasil, las más grandes empresas petroleras habían mostrado cierta indiferencia y presionaban por mayor participación de utilidades.

El presente documento se propone presentar los principales rasgos con relación a los orígenes y avances del proceso reformador hasta principios de diciembre de 2015; lo que se espera de las tres últimas etapas de la Ronda Uno, y las posibles manifestaciones de descontento social que los resultados

pueden generar. Éstas se sustentarían en principios legales que hasta ahora se han negado a la sociedad a pesar de que, normativamente, ella es la receptora absoluta de toda la institucionalidad de la Nación, cuya principal expresión es su sistema jurídico.

2. LA REFORMA DE 2013

El principal objetivo de modificación constitucional discutido en la cámara de origen de la reforma, la de Senadores, fue la frase: “Tratándose de petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos” (artículo 27, párrafo sexto de la Constitución Política de México vigente hasta el 19 de diciembre de 2013, *DOF*, 2008). Esto en virtud de que fue debido a dicha frase que algunos partidos políticos, diversos abogados constitucionalistas y una gran cantidad de académicos acusaron a los CIEP, nacidos con la reforma energética de 2008, de anticonstitucionales (Gutiérrez R., 2011).

Lo anterior generaba la preocupación de que el Estado mexicano no era capaz de ofrecer suficiente seguridad jurídica a las Empresas Petroleras Internacionales (EPI), provocando que éstas no participaran en las labores de exploración y explotación a que eran convocadas por Pemex y la Sener. Así sucedió con las licitaciones de tres grupos de pozos maduros llevadas a cabo entre fines de 2011 y mediados de 2013, particularmente la última, referida al campo de Chicontepec, donde de seis pozos concursados sólo tres se entregaron, ya que muchas grandes empresas en las que el Estado tenía particular interés, entre ellas Repsol y Petrochina, ni siquiera se presentaron a las pujas. Debe recordarse que Pemex se había convertido en tenedor de casi 9.5% de las acciones de Repsol, como paso previo al mayor involucramiento de dicha EPI en la exploración y explotación de yacimientos en México, además de actividades de desarrollo tecnológico (Gutiérrez R., 2012). Por si esto fuera poco, la compañía ganadora de la licitación del tercer pozo se desistió, y éste se reasignó a la que había quedado en segundo lugar.

3. LAS METAS DE LA REFORMA

Con ánimo de lograr que se aprobara la reforma energética constitucional, el gobierno federal, contando con el apoyo del Congreso, difundió a partir de marzo de 2013 una serie de argumentos que harían imposible para los mexicanos, incluyendo los que se habían manifestado opuestos a la privatización de la industria petrolera –dos tercios del total, de acuerdo con las encuestas– inconformarse con la que habría de convertirse en la transformación más importante de la Constitución Política de México desde su instauración, el 5 de febrero de 1917. Dichos argumentos se condensan en el optimismo de las siguientes metas, la mayoría contenidas en un documento clave del Senado

de la República (2013) y en los debates protagonizados al respecto por los partidos políticos:

- Exploración intensa entre 2014 y 2017 y explotación a partir de 2018 de los hidrocarburos que yacen (aún sin cuantificar) en las aguas profundas del Golfo de México.
- Extracción masiva, en un plazo perentorio, de petróleo y gas de lutitas en la región norte-noreste del país.
- Reposición sobrada (más de 100% de lo extraído) de las reservas probadas de hidrocarburos, lo que permitiría aumentar los años de vida útil de los hidrocarburos del país.
- Incremento de la producción de petróleo crudo, desde los 2.5 millones de barriles diarios (BD) que se obtenían a mediados de 2013 (la cifra no incluye líquidos del gas, que ascienden a 300 mil BD), hasta 3 millones de BD en 2018 (una tasa de crecimiento promedio anual de 3.7%) y 3.5 millones de BD en 2025 (una tasa promedio de 2.2%).
- En el caso del gas natural, la producción aumentaría de 5 mil 700 millones de pies cúbicos diarios (PCD) a mediados de 2013 a 8 millones de PCD en 2018 (una tasa de crecimiento promedio anual de 7%) y a 10.4 millones en 2025 (una tasa promedio de 3.8%).
- Recepción de inversión extranjera directa (IED) por hasta 50 mil millones de dólares anuales².
- Impulso a la tasas de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) entre 1 y 1.5% por arriba de la cifra histórica (el secretario de la SHCP reiteró que ésta había sido, entre 1994 y 2012, de 2.4%).
- Generación de 500 mil empleos más en la industria de los hidrocarburos durante 2014-2018, es decir 100 mil adicionales por año.
- Hacer que Pemex, en su nuevo carácter de Empresa Productiva del Estado (EPE), contara con gobiernos corporativos y tuviera como objetivo explícito la generación de valor en sus áreas respectivas.
- Mayor integración en la cadena de valor a partir de la extracción de los hidrocarburos, lo que permitiría un abasto suficiente de gasolinas, gas metano y gas licuado de petróleo, a precios competitivos.
- Sustitución, a partir de 2015, de los subsidios generalizados que se aplicaban a los carburantes y el gas por subsidios focalizados, transparentando lo más posible el precio de mercado.
- Reducción de la transferencia de ingresos de Pemex al Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) hasta ubicarse en 4.7% con relación al PIB, sin que por ello aumentara el déficit de las finanzas públicas, que a partir de su nivel récord de 3.5% en 2014, incluyendo los gastos de inver-

2 La meta anterior fue modificada por el Director General de Pemex a 2% del PIB anual en marzo de 2014 –unos 25 mil millones de dólares–. Poco después, la Sener aclaró que las solicitudes recibidas hasta el segundo trimestre de 2014 indicaban que las inversiones empezarían a recibirse durante 2015. Finalmente, las dos primeras licitaciones de la Ronda Uno, que se analizan más adelante, mostraron que el retraso se extendería un año más y que los montos serían sustancialmente más bajos a los previstos.

- sión de Pemex, empezaría a bajar hasta quedar controlado a fines del sexenio.
- Niveles de recaudación sobre las empresas energéticas suficientes para mejorar el saldo de las finanzas públicas, cuyas prioridades serían la calidad de vida de la población y la mayor competitividad del país, a través de tres acciones:
 - » Fortalecimiento del sistema de seguridad social para abatir la pobreza extrema y crear mecanismos de redistribución que permitieran combatir el hambre y mejor los servicios de salud pública;
 - » Formar a las nuevas generaciones con educación de calidad y desarrollar capacidades profesionales, con lo que se aprovecharía el bono demográfico y se generaría un número creciente de trabajadores de alta especialidad técnica, además de que se impulsaría el desarrollo tecnológico nacional³, y
 - » Propiciar que la inversión en infraestructura impulsada por la reforma generara un desarrollo incluyente en todo el país.

Los problemas que evidenció el mercado

Luego de múltiples choques petroleros que habían puesto a la economía mexicana en situación apremiante, nadie en la administración del presidente Peña logró prever que los precios del petróleo se estaban inflando artificialmente en los mercados financieros internacionales (sobre todo el mercado de futuros de Nueva York) a partir de 2011, en desacato a la creciente oferta de hidrocarburos generada por los siguientes factores:

- La así llamada “revolución del *shale*”;
- El éxito en la producción de energéticos alternativos en varios países, notablemente Estados Unidos (biocombustibles, eólica, etc.);
- La desaceleración de la economía china;
- Las divisiones en la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) respecto a la reducción en su oferta de crudo con el fin de compensar el alza en otras partes del mundo (aproximadamente 2 millones de barriles diarios);
- Los conflictos políticos del primer productor mundial de hidrocarburos con occidente, debido a su anexión de la península de Crimea;
- El peligro de nuevas recesiones en Europa, y
- Un eventual acuerdo de Estados Unidos y el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas con Irán sobre su programa nuclear que permitiría levantarle un embargo por el que podría exportar en el corto plazo unos 700 mil BD más, tomando en cuenta su exceso de capacidad instalada.

³ El optimismo al respecto era tal que se aseguró que la industria petrolera demandaría en los próximos años 100 mil ingenieros petroleros más, por lo que se solicitó a las instituciones de educación superior del país, particularmente el IPN y la UNAM, rediseñar sus prioridades de formación de recursos humanos.

Este entramado desembocó, entre junio de 2014 y enero de 2015, en una caída de 58% en los precios internacionales del energético, como muestra la gráfica 1, poniendo en cuestionamiento los proyectos de inversión con costos de exploración y extracción superiores a 55 dólares/barril (d/b) de petróleo crudo equivalente (PCE). En este estrato se ubicaban el proyecto Chiconteppec, las aguas profundas del Golfo de México, y el gas y petróleo de lutitas (*shale*) de la región norte-noreste del país, principales objetivos de la reforma. Mientras tanto, la producción de los pozos de Pemex continuaba con su tendencia declinante: después de haber disminuido -50 mil BD promedio entre 2010 y 2014, equivalentes a -2% del total, pasó a -160 mil BD, es decir -7% anual, en los primeros ocho meses de 2015 respecto al promedio del año anterior.



P. Cifras preliminares
Fuente: Pemex (2015)

Mientras lo anterior sucedía, las autoridades energéticas y financieras del país continuaron “mapeando” el territorio hidrocarburífero nacional, para fines de licitación, a fin de preparar la Ronda Uno⁴. Sobre esta base, la SENER

⁴ Previa la Ronda Uno se consolidó, en agosto de 2014, la Ronda Cero, por la que la SENER asignó a la nueva EPE 83% de las reservas probadas y probables del país y 21% de los recursos prospectivos (Presidencia, 2015). Como contrapartida, la reforma energética la había dejado fuera de la industria del gas y la puso en proceso de compactar su participación en las industrias petroquímica y de refinación, así como en las actividades de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, distribución de petrolíferos al menudeo y comercialización internacional de todos los productos que formaron parte de su integración vertical.

y la CNH establecieron cuatro fechas entre la segunda mitad de 2015 y la primera de 2016 en que se subastarían los bloques, agrupados en las siguientes regiones:

- i) Aguas someras, partes 1 y 2;
- ii) Tierra firme;
- iii) Aguas profundas y crudos extrapesados, y
- iv) Chicontepec y campos no convencionales.

Originalmente se dijo que la última fase incluiría las lutitas de la región norte-noreste, lo que ha causado múltiples problemas al Estado en virtud de algunas limitaciones legales que no logró superar la reforma energética referidas a los derechos de propiedad de las comunidades y, principalmente, la incosteabilidad de su explotación, como demuestran los dos países donde se produce este tipo de hidrocarburos. En Estados Unidos, las compañías reciben subsidios del gobierno federal ya que éste persigue objetivos estratégicos y está decidido a eliminar la dependencia del crudo importado. En Argentina, Chevron, que es la EPI involucrada en la producción de la región de Vaca Muerta, se encuentra asociada con el ente nacional YPF. El gobierno federal garantiza a ambas un precio de compra que cubre con holgura sus costos; la meta es que el país vuelva a ser autosuficiente en hidrocarburos, como era antes de que YPF se asociara a Repsol, en 1999 (la sociedad duró hasta 2012).

Ronda Uno, parte 1

La primera parte de la primera licitación de la Ronda Uno, en que se subastaron 14 bloques correspondientes a las aguas someras que se extiende desde el frente del litoral de Coatzacoalcos, Veracruz, hasta el de Ciudad del Carmen, Campeche, y que cuentan con reservas posibles (3P), se llevó a cabo el 15 de julio de 2015 y arrojó resultados muy poco alentadores:

1. De 34 empresas preclasificadas al 6 de julio, sólo nueve participaron en las licitaciones;
2. De los 14 bloques licitados sólo se asignaron dos, es decir 14% del total, relación muy inferior a la de 40% que en promedio se alcanza a nivel internacional, e incluso menor a los cinco bloques (30%) que la Sener estableció unos días antes como mínimo aceptable (Presidencia, 2015);
3. De los 8,500 millones de dólares de inversión que la CNH estimó se recibirían anualmente de esas licitaciones entre 2015 y 2018, sólo se aseguraron 1,200 millones, con apenas un poco más de 100 millones en 2016 (CNH, 2015);
4. Del cúmulo de empresas petroleras de gran calado que se esperaba participaran, entre ellas Exxon Mobil, British Petroleum, Shell, Petrochina, Texaco, Lukoil, Repsol, Statoil, ENI International, TOTAL, Sinapec y Petrobras, sólo unas cuantas lo hicieron (Pemex desde un principio dijo que no, pues se trataba de reservas posibles, o 3P), y

5. Así sea por diferencias mínimas, ninguna de las grandes inscritas ofreció lo suficiente para ganar: tanto ENI, en el caso del bloque 2, como Statoil, en el caso del bloque 7, se quedaron abajo del consorcio que ganó ambos bloques, formado por Talos Energy (operador), Sierra Oil & Gas y Premier Oil PLC (Presidencia, 2015).

Aunque se insiste en que la licitación del 15 de julio fue la primera desde 1938 a favor de empresas privadas, ya se precisó antes que ente 2011 y 2013, una vez concluida la reforma energética de 2008, y casi simultáneamente al aval por parte de la Suprema Corte de Justicia de la Nación (SCJN) de los CIEP, Pemex puso en licitación, a lo largo de tres rondas, varios pozos maduros ubicados en los estados de Tamaulipas, Veracruz y Tabasco, con resultados muy abajo de lo esperado.

Hoy día se empieza a reconocer que el desinterés obedece a las estrategias de negociación con que operan las EPI, muy al margen de la competencia, ya que como oferentes actúan con criterios oligopsonistas, pero una vez reciben los bloques, se convierten en auténticos monopolios dentro del área asignada. Y entre mayor número de bloques ganen, más poder tienen sobre el país en que operan. Para hacer posible tal asignación múltiple, fue necesario que el Presidente Peña realizara una visita de Estado al Reino Unido, en marzo de 2015, con un enfoque energético conspicuo, y recibiera las opiniones de los ejecutivos de compañías de dicho país.

Corrigiendo el camino a favor de las EPI

Una vez corroborado el desinterés de las EPI en la primera parte de la Ronda Uno, la CNH dio a conocer, a inicios de agosto de 2015, que los contratos se volvían a ajustar, esperando que con ello se hicieran más asequibles a los inversionistas, dado que el entorno internacional se había vuelto a tornar adverso, como demostró la nueva reducción del precio de la mezcla de crudo mexicano de exportación: de 54.06 d/b en mayo de 2015 bajó a 39.91 d/b en agosto del mismo año (cuadro 1 *supra*).

Con esos antecedentes, la CNH dio a conocer que en los cinco bloques en aguas someras pendientes de licitar en Tabasco-Campeche se relajarían los contratos de producción compartida en al menos 11 aspectos:

- i) Información *ex ante* sobre la utilidad mínima que el Estado solicitaría por cada bloque previo el proceso de licitación (se estableció entre 30 y 35% para los cinco bloques);
- ii) Reducción de los umbrales con que se calculan las contraprestaciones;
- iii) Flexibilización de las condiciones para la presentación de garantías;
- iv) Cumplimiento del programa mínimo de trabajo y obligaciones (se bajó a cero);
- v) Transparencia *ex ante* en el monto de cobertura de los seguros requeridos;

- vi) Flexibilización en los criterios para determinar eventual culpa y dolo del contratista;
- vii) Designación del Tribunal de la Haya como árbitro en caso de diferencias;
- viii) Condicionamiento de la transferencia de la propiedad de los bienes muebles del contratista al Estado sólo si aquél ya ha recuperado sus inversiones;
- ix) Facultades para que un operador participe en las licitaciones de manera individual por un bloque y en consorcio por otro, y
- x) Capacidad de un consorcio para reajustarse, durante el proceso de licitación, sustituyendo por ejemplo a un operador que decide salir del proceso, y
- xi) extensión de uno (caso de Pemex en el pasado) a tres años para que los operadores cuantifiquen y certifiquen sus reservas de hidrocarburos.

Ronda Uno, parte 2

En los avances previos a la segunda parte de la primera licitación se siguieron observando avances poco alentadores, particularmente en cuanto al número de empresas que solicitaron acceder al cuarto de datos: de manera individual Chevron, CNOOC, Compañía Española de Petróleos, Dea Deutsche Erdoel, Lukoil ONGC Vides, Plains Acquisition, Statoil y Shell; y en consorcio ENI International con Casa Exploración, Panamerican Energy con E&P Hidrocarburos, Firewood con Petrobal, Petronas Carigali con GALP Energía, y Talos Energy con Sierra Oil and Gas y Carso Oil and Gas (Pemex nuevamente se abstuvo).

Una vez llevada a cabo la licitación, el 30 de septiembre de 2015, los problemas tendieron a corregirse, no sólo por los ajustes que hizo el gobierno sino porque se trataba de campos con reservas posibles, o 2P. De los cinco bloques se asignaron tres, y la participación de utilidades ofrecida al Estado por los ganadores (entre 66% y 85%) superó con mucho el mínimo solicitado por éste (entre 35 y 45%). Y aunque el júbilo nacional se transmitió de inmediato a la prensa internacional – *The New York Times*, *Financial Times*, *The Economist*, *Forbes*– no debe perderse de vista que se repitió la experiencia observada durante la licitación previa en cuanto a la usencia de las grandes EPI en las pujas, a pesar de haberse inscrito originalmente varias de ellas (Chevron, Shell, Statoil), y de que dos de los tres bloques entregados fueron para consorcios formados por empresas nacionales con operadores internacionales: E&P Hidrocarburos y Servicios, con Pan American Energy (bloque 2), y Petrobal, con Fieldwood Energy (bloque 4). La única grande que participó, ENI International, se quedó con el bloque 1.

Las etapas pendientes

Mucho de lo que suceda con las etapas pendientes de la Ronda Uno depende de la evolución del mercado petrolero internacional y de la confianza de las empresas energéticas nacionales en el futuro de corto plazo de la industria.

Es evidente que los intereses de corto plazo de las EPI en materia de exploración y explotación se orientan hacia una multiplicidad de regiones. Incluso cuando Brasil licitó el Presal en el campo de Libra, correspondiente a las aguas profundas del Atlántico, a fines de 2013, movió a sorpresa que Petrobras tuviera que quedarse con 40% de los campos. Esto debido a que dos empresas chinas, CNPC y CNOOC, se habían llevado a partes iguales 20% de los bloques, y dos grandes empresas, Shell y TOTAL, habían ganado 20% cada una.

En cuanto a la situación del mercado, es evidente que la sobreoferta va a continuar por lo menos hasta fines de 2016, debido a varios factores, especialmente la política de diversificación de Estados Unidos y su gran producción de gas y petróleo de lutitas; la resistencia de Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait y Gabon a reducir su producción para contrabalancear la sobreoferta del resto del mundo; la apertura de Irán al mercado occidental, y la autorización del gobierno del presidente Obama para que la petrolera Shell lleve a cabo la exploración de hidrocarburos en el Ártico, que es zona protegida (aunque podría ser sustituida por otra EPI debido a que ha manifestado su intención de abandonarla). En conjunto, esto deberá generar una sobreproducción de 2.7 millones de BD durante 2017. Por el lado de la demanda deben tomarse en cuenta, primordialmente, la desaceleración de la economía china, la lenta recuperación de la economía europea, la contracción de las economías emergentes y la volatilidad financiera internacional.

Después de un año de la puesta en operación del programa *Impulso Energético*, integrado por 26 mil millones de pesos con los que Nacional Financiera (Nafin) y el Banco HSBC iniciaron el apalancamiento de empresas que ya se encuentran o estaban ingresando al sector energético mexicano, la colocación hasta mayo de 2015 ascendió a 17 mil millones de pesos (65%) cifra modesta si se toman en cuenta las expectativas que generó la reforma energética, además de que sólo una parte de los recursos se destina a inversión física.

De manera similar, el Registro de Proveedores Nacionales de la Industria Eléctrica y de Hidrocarburos mostró un rezago considerable al cerrar la primera fase de la Ronda Uno, asegurando un contenido nacional de apenas 13% para la fase de exploración y casi 25% para la de desarrollo, cifras inferiores al rango de 25%-35% que se fijó como objetivo la reforma energética (Senado de la República, 2013).

Segunda licitación

Sobre el segundo grupo de campos a licitar a mediados de diciembre de 2015, se trata de 25 ubicados en los estados de Nuevo León y Coahuila (región de Burgos); Veracruz y Tamaulipas (región Norte) y Veracruz, Chiapas y Tabasco (región Sur). Varios de ellos se encuentran produciendo y el resto están cerrados debido a que requieren técnicas de recuperación secundaria o incluso terciaria. En conjunto cuentan con reservas remanentes cercanas a

2,000 millones de barriles de PCE, y necesitarán perforaciones de entre 500 y 6,900 metros. En este caso la modalidad de los contratos serán licencia o concesiones, no aplicadas por lo menos desde hace 55 años, con inversiones muy limitadas en el corto plazo. Se espera que participen preponderantemente empresas petroleras mexicanas, sin descartar a Pemex, deseosas de entrar al negocio e ir avanzando en la industria mediante prueba y error. Entre ellas se mencionan las que ya han dado los primeros pasos: Carso Oil & Gas, Sierra Oil and Gas, E&P Hidrocarburos y Servicios, Petroval, Diavaz Offshore, Jaguar Exploración y Producción y Strata Campos Maduros.

Tercera licitación

Cada vez más las expectativas del gobierno mexicano se centran en lo que ha dado en llamar “la joya de la corona”, esto es, las aguas profundas del Golfo de México. Empero, se teme que el inicio del proceso de licitación de esa área, que ya se prorrogó una vez (originalmente se le contemplaba para agosto de 2015) se vuelva a posponer en virtud de la necesidad de que se clarifiquen las condiciones internacionales. Si no es así, y si las empresas optan por apartar los bloques, habrá que tener en cuenta que van a solicitar al gobierno que flexibilice los periodos de inicio de inversiones, lo cual se sumará a otros beneficios que ya se están preparando, entre ellos los plazos de hasta 30 años de las concesiones, la ampliación del tamaño de los bloques, la participación de EPI que producen más de 1.6 millones de BD, reducción en el contenido nacional de las inversiones, e integración de consorcios con un enorme poder, a los que seguramente se sumará Pemex.

Atraer capital para esta etapa va a ser un reto no sólo por el monto de la inversión y las alternativas que tienen las EPI en otras regiones del mundo, sino porque la tasa de éxito de los pozos perforados en las aguas profundas del Golfo durante la última década ha sido de apenas 1/8: de 25 perforaciones realizadas, sólo tres resultaron productivas, dos de ellas con gas. Su ubicación es en la región de Perdido, correspondiente al Polígono Occidental, y seguramente éste será el primero en someterse a licitación. Las perforaciones fueron contratadas por Pemex cuando era entidad paraestatal, implicando gastos por renta de equipo que sólo pudo cubrir por el alto precio al que colocaba su crudo en el exterior. Empero, le fue imposible incorporar esos recursos a la categoría de reservas, así fueran posibles (3P). Peor aún, durante las negociaciones de la reforma energética de 2008 Sener aseguró que prospectivamente el mar profundo contaba con 29 mil millones de barriles de PCE; cinco años después, durante las negociaciones de la reforma de 2013-2014 la cifra bajó a 26,500 millones de barriles. Como contrapartida, a mediados de 2015 la producción de Petrobras en aguas profundas de Brasil llegó a 800 mil BD.

Cuarta licitación

El cuarto conjunto de licitaciones (Chicontepec y crudos no convencionales incluyendo lutitas) implica altos costos en un periodo de profunda depresión del mercado petrolero internacional. La experiencia del primer yacimiento ha sido desastrosa, pues después de casi 10 años de inversiones por parte de Pemex que llegaron a ser de 30 mil millones de pesos anuales, en un esquema en que los productores son empresas privadas que operan a través de CIEP, no sólo ha sido imposible para la entidad recibir flujo de efectivo, sino que lo mismo la producción que el rendimiento por pozo han bajado hasta hacer insostenible el proyecto.

En el caso de las lutitas, se enfrentan escollos legales asociados a la propiedad de los terrenos que no será posible superar aplicando la legislación secundaria a que dio lugar la reforma energética. Además, si se toma la experiencia internacional, habrá que reconocer que Estados Unidos y Argentina son los únicos países en que se explota este tipo de yacimientos. En el primero existe un subsidio de por medio para los productores; en el segundo, el gobierno federal fija un precio de compra excesivamente superior al de mercado, sobre todo para evitar que el operador, Chevron, abandone el proyecto. Ya antes ese mismo gobierno había batallado con Repsol, que por negarse a explotar la región de Vaca Muerta finalmente tuvo que salir del país y dejar que se le liquidara su participación en YPF a un precio muy castigado. La justificación de ambos gobiernos para producir a partir de lutitas es, como ya se explicó, la eliminación de la dependencia de crudo extranjero.

Dado el panorama descrito, no será de extrañar que ni siquiera se den las condiciones para que en el corto plazo se lleve a cabo la cuarta etapa de licitaciones.

El litigio internacional y nacional

Si se toma en cuenta lo que con la información disponible se puede prever de la Ronda Uno, es indudable que en seguimiento a su queja, presentada en abril de 2015, la izquierda mexicana insistirá ante la Comisión Interamericana de los Derechos Humanos, con argumentos basados en el derecho constitucional y en las prácticas internacionales, que la reforma a los artículos 25, 27 y 28 fue inconstitucional. Al respecto argumentará la inconstitucionalidad del artículo 61, fracción I, de la nueva Ley de Amparo (*DOF*, 2013b), en virtud de que al establecerse que el juicio de amparo es improcedente cuando se reclaman reformas y adiciones constitucionales, entre otras cosas se violenta el derecho de acceso a la justicia y a la tutela judicial efectiva contemplados en el artículo 17 de la Constitución.

En el ámbito nacional no se puede descartar la posibilidad de que, considerando la nueva composición de la Cámara de Diputados, el ala progresista

logre pasar una propuesta de reforma al artículo 35 constitucional, fracción VIII, en virtud de que fue debido a éste que la SCJN dio cerrojo a su petición de consulta popular sobre la procedencia de reformar los tres artículos citados. Con ello buscaría eliminarse la restricción de que no puede ser objeto de consulta popular la privatización de la industria petrolera debido a que involucra ingresos y gastos del Estado, aunque es imposible negar que se trata de un tema de trascendencia nacional.

4. CONCLUSIONES

El apoyo ciudadano a los ejercicios de impugnación que se den por iniciativa de los partidos de izquierda y que podrían materializarse en la participación masiva de la gente, dependerán de dos factores. Por una parte, la capacidad que tenga la reforma (el Estado ha insistido que la primera etapa de licitaciones de la Ronda Uno no puede considerarse un buen indicador) para despegar al menos un año antes de las elecciones presidenciales de 2018, situación que estará condicionada por la evolución del mercado mundial de hidrocarburos y por la instrumentación del resto de reformas estructurales (si no se instrumentan, de nada sirve que se hayan promulgado). A su vez, el mercado de hidrocarburos depende de que se elimine la sobreoferta de crudo y repunten los precios, al tiempo que desaparece la volatilidad del crecimiento económico mundial y la economía internacional vuelve a avanzar a tasas superiores a 3.5% promedio anual.

Por otra parte, será decisivo lo que esté dispuesto a ceder el Estado –y deje plasmado en los contratos con las empresas– a fin de que éstas acepten invertir en los 164 bloques restantes de licitar hasta principios de diciembre de 2015 (en la primera etapa apenas se logró colocar 3% del total)–. Si cede mucho, la sociedad le recriminará el dispendio; si cede poco, las empresas se seguirán resistiendo a llegar.

Efectivamente, como tanto se insistió en el proceso de las reformas estructurales, “México no puede esperar”; pero tampoco puede seguir con la tendencia observada hasta la primera etapa de la Ronda Uno de no contar con el compromiso de las empresas internacionales, para las que en realidad se llevó a cabo la reforma, al tiempo que Pemex se extingue junto con la industria insignia de la última fase de la Revolución Mexicana.

REFERENCIAS

- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (2015). En www.cnh.gob.mx consultado en agosto.
- Diario Oficial de la Federación (DOF)* (2008). Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, 28 de noviembre.
- _____ (2011). Reformas a la Constitución en materia de amparo, 6 de junio.
- _____ (2012). Reformas al artículo 35 de la Constitución en materia electoral y de consulta popular, 9 de agosto.
- _____ (2013a). Reforma Energética Constitucional, 20 de diciembre.
- _____ (2013b). Ley de Amparo, 2 de abril
- _____ (2014a). Leyes Secundarias de la Reforma Energética, 11 de agosto de 2014.
- _____ (2014b). *Ley de Hidrocarburos*, 21 de agosto.
- _____ (2014c). *Ley de Petróleos Mexicanos*, 21 de agosto.
- _____ (2014d). *Ley de la Industria Eléctrica*, 21 de agosto.
- _____ (2014e). *Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos*, 21 de agosto.
- _____ (2014f). Reglamentos de la Reforma Energética, 31 de octubre de 2014.
- Gutiérrez R., Roberto (2011). Los contratos a terceros de Pemex: saldos del desconsenso, *PetroQuiMex*, mayo-junio.
- _____ (2012). La incursión de Pemex en REPSOL: un experimento fallido propiciado por la reforma energética, *Revista Nicolaita de Estudios Económicos*, Vol. VII, No. 2, julio-diciembre.
- Petróleos Mexicanos (Pemex) (2015). Indicadores petroleros, en www.pemex.com.mx consultado en octubre de 2015.
- Presidencia de la República (2015). Reforma Energética, <http://presidencia.gob.mx/reformaenergetica/#!landing> consultado en septiembre.
- Secretaría de Energía (SENER) (2015). www.sener.gob.mx consultado en agosto.
- Senado de la República (2013). Proyecto de Decreto y Régimen Transitorio de la Reforma Energética, 10 de diciembre.