

## LA RONDA UNO DE LA REFORMA ENERGÉTICA DE MÉXICO

*Roberto Gutiérrez R.  
Universidad Autónoma Metropolitana  
Plantel Iztapalapa (UAMI)  
México*

### Resumen

Fecha de Recepción: 28 de Marzo del 2015 – Fecha de aprobación: 6 de Mayo del 2015

*El presente artículo realiza un análisis sobre la reforma energética discutida por el Senado de la República durante el 2013 y los resultados obtenidos de las licitaciones a grandes empresas petroleras del exterior con que México esperaba comprometer inversiones extranjeras para impulsar el crecimiento del producto interno bruto (PIB).*

**Palabras Clave:** *licitaciones petroleras, crecimiento, México, PIB.*

### Abstract

This article analyzes on energy reform discussed by the Senate in 2013 and the results of the tenders to foreign oil majors that Mexico expected to compromise foreign investment to boost growth in gross domestic product (GDP).

**Key words:** *petroleum concessions, growth, Mexico, GDP.*

## Desarrollo

El principal objetivo de la reforma energética discutida por el Senado de la República durante 2013 fue el párrafo sexto del artículo 27 constitucional, vigente hasta el 19 de diciembre de 2013, ya que las empresas petroleras internacionales (EPI) dudaban de la seguridad jurídica que les ofrecía la reforma a leyes secundarias que se había llevado a cabo en 2008. Esto lo hicieron patente en las licitaciones de tres grupos de pozos maduros llevadas a cabo entre fines de 2011 y mediados de 2013, antes de que se acordara la reforma constitucional a los artículos 25, 27 y 28. Particularmente se mostraron esquivas la última licitación de este grupo, referida al yacimiento de Chicontepec, ubicado en el Estado de Veracruz y parte de Puebla, donde de seis pozos ofertados tomaron tres y la EPI ganadora del tercero se desistió, reasignándose a la que quedó en segundo lugar.

Paralelamente, nadie en la administración del Presidente Peña observó que los precios del crudo se sobrestimaban en el mercado de futuros de Nueva York desde 2011, en desacato a la creciente oferta de crudo generada por la “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 OPEP respecto a la necesidad de contrabalancear la oferta sobrante en otras partes del mundo (unos 2 millones de barriles diarios–BD); las alertas de recaídas en la economía europea, y el acuerdo del Consejo de Seguridad de la ONU con Irán sobre su programa nuclear, lo que le llevará a aumentar muy pronto sus exportaciones de crudo en unos 700 mil BD.

Este entramado desembocó, entre junio de 2014 y enero de 2015, en una caída de 58% en el precio de la mezcla de crudo mexicano de exportación, poniendo en cuestionamiento los proyectos de inversión con costos a boca de pozo superiores a 55 dólares/barril (d/b) de petróleo crudo equivalente (PCE). Ahí caen las principales regiones objeto de la reforma: Chicontepec, las aguas profundas del Golfo de México y el gas y petróleo *shale* del norte-noreste del país. Mientras tanto, los pozos de Pemex continúan declinando: de 50 mil BD promedio de caída entre 2010 y 2014, equivalentes a 2%, pasaron a 166 mil BD, 7% anual, en los primeros ocho meses de 2015.

Paralelamente, las autoridades energéticas y financieras continuaron “mapeando” el territorio hidrocarburífero a fin de licitar, vía la Ronda Uno, 169 bloques y 670 áreas, después de dejar 244 campos en producción a Pemex durante la Ronda Cero, con 83% de las reservas probadas y probables y 21% de los recursos prospectivos. Sobre esto, la Secretaría de Energía (Sener) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) establecieron cuatro fechas entre la segunda mitad de 2015 y la primera de 2016 para subastar los bloques, agrupándolos en: i) aguas someras; ii) tierra firme; iii) aguas profundas y crudos extrapesados, y iv) Chicontepec y campos no convencionales (esto incluye el crudo y gas *shale* de la región norte-noreste).

La primera fase de la primera licitación, en que se subastaban 14 bloques con la modalidad de producción compartida, correspondientes a aguas someras y que se extiende desde el frente al litoral de Coatzacoalcos, Veracruz, hasta el frente al litoral de Ciudad del Carmen, Campeche, se llevó a cabo el 15 de julio de 2015 y arrojó resultados poco alentadores: de 34 empresas preclasificadas al 6 de julio, nueve participaron; de los bloques licitados sólo se asignaron dos, 14% del total, relación muy inferior al 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; de los 8,500 millones de dólares de inversión que la CNH estimó se recibirían de esas licitaciones entre 2015 y 2018, sólo se aseguraron unos 100 millones para 2016; del cúmulo de empresas petroleras de gran calado que se esperaba participaran, sólo unas cuantas lo hicieron y, así sea por diferencias mínimas, ninguna ofreció lo suficiente para ganar: tanto ENI International, en el caso del bloque 2, como Statoil, en el 7, se quedaron abajo del consorcio que ganó ambos: Talos Energy (operador texano), Sierra Oil & Gas (empresa mexicana) y Premier Oil PLC (empresa británica).

Con esos antecedentes, la CNH dio a conocer que en los cinco bloques en aguas someras pendientes de licitar en la vecindad de los estados Tabasco-Campeche se relajarían los contratos de producción compartida en al menos 11 aspectos: 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); reducción de los umbrales con que se calculan las contraprestaciones; flexibilización de las condiciones para la presentación de garantías; cumplimiento del programa mínimo de trabajo y obligaciones (se bajó a cero); transparencia *ex ante* en el monto de cobertura de los seguros requeridos; flexibilización en los criterios para determinar eventual culpa y dolo del contratista; designación del Tribunal de la Haya como árbitro en caso de diferencias; condicionamiento de la transferencia de la propiedad de los bienes muebles del contratista al Estado sólo si aquél ya ha recuperado sus inversiones; facultades para que un operador participe en las licitaciones de manera individual por un bloque y en consorcio por otro; capacidad de un consorcio para reajustarse, durante el proceso de licitación, sustituyendo por ejemplo a un operador que decide salir del proceso, y extensión de uno (caso de Pemex en el pasado) a tres años para que los operadores cuantifiquen y certifiquen sus reservas de hidrocarburos.

Aun así, los resultados de la licitación (30 de septiembre de 2015) no pueden considerarse extraordinarios, aunque concitaron un gran júbilo nacional, que arrastró a publicaciones como *The New York Times*, *Financial Times*, *The Economist* y *Forbes*. Es cierto que de los cinco bloques tres se asignaron, y que la participación de utilidades ofrecida al Estado por los ganadores (entre 66% y 85%) superó con mucho el mínimo solicitado; empero, se trata de pozos muy redituables, con reservas 2P, que empero recibirán muy poca inversión de corto plazo. Además, se repitieron varias experiencias de la primera licitación: las dos EPI más grandes que iniciaron el proceso, Chevron y Shell, no participaron en las pujas, al igual que Statoil; sólo una ingresó, ENI International, quedándose con el bloque 1. Los otros dos bloques fueron para consorcios formados por empresas nacionales y

operadores internacionales, E&P Hidrocarburos y Servicios (mexicana), con Pan American Energy (bloque 2), y Petrobal (mexicana), con Fieldwood Energy (bloque 4).

Un segundo punto que mueve a reflexión es que, después de un año de la puesta en operación del programa *Impulso Energético*, integrado por 26 mil millones de pesos (poco más de 1,500 millones de dólares al tipo de cambio actual) con los que Nacional Financiera (Nafin) y el Banco HSBC se propusieron apalancar empresas dedicadas al sector energético, la colocación hasta mayo de 2015 era de 17 mil millones, cifra muy baja para las expectativas que generó la reforma energética. Además, no todos los recursos se destinarán a inversión física, y las acciones de las empresas energéticas mexicanas que cotizan en Bolsa no han dejado de caer desde principios de 2015.

Sobre el segundo grupo de 25 campos a licitar, programados para mediados de diciembre de 2015, los cuales se ubican en los estados de Nuevo León, Chiapas, Veracruz, Tabasco y Tamaulipas y que requieren técnicas de recuperación secundaria y terciaria, algunos siguen operando y otros se encuentran cerrados. Se necesitarán hacer perforaciones de entre 500 y 6,900 metros, pero contienen remanentes de hasta 2,000 millones de barriles de PCE. La modalidad de los contratos serán licencia o concesiones, no aplicadas por lo menos desde hace 55 años, y se espera que participen preponderantemente empresas petroleras mexicanas, sin descartar a Pemex, deseosas de entrar al negocio e ir avanzando mediante prueba y error.

Cada vez más las expectativas del gobierno se centran en la tercera etapa de licitaciones, las aguas profundas del Golfo de México, para cuyo proceso se preparan contratos de licencia de unos 30 años de duración, ampliación en el tamaño de los bloques, participación de grandes EPI, incluso que produzcan más de 1.6 millones de BD, así como consorcios a los que seguramente se sumará Pemex. Por lo pronto, los intereses de corto plazo de las EPI con presencia continental se ubican en países como Brasil, Colombia y Perú, al igual que la porción del Ártico estadounidense, a pesar de que Shell parece haber renunciado a continuar ahí por incosteabilidad y presiones asociadas con el calentamiento global.

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. A esto se suman, en el caso de las lutitas, escoyos legales que no logró superar la reforma energética y el hecho de que Estados Unidos y Argentina son los únicos países en que se les explota, gracias a que sus gobiernos ofrecen subsidios a los productores y/o les fijan precios de compra excesivamente superiores a los de mercado. Esto para reducir la dependencia del exterior, incentivar a las EPI y apoyar a la industria local. Dado el panorama, no será de extrañar que tal licitación ni siquiera se lleve a cabo en el presente sexenio.

Por tanto, el futuro del proceso de licitaciones a grandes empresas petroleras del exterior, con el que se esperaba comprometer inversiones extranjeras por hasta 50

mil millones de dólares anuales asociadas a la creación de 500 mil empleos entre 2014 y 2018, y un impulso adicional al crecimiento del producto interno bruto (PIB) de de 1%-1.5% sostenido en dicho lapso, además de volver a hacer de México una potencia petrolera, cada vez parece desvanecerse. Como en el resto de América Latina, la realidad coloca a la nación en la tesitura de tener que depender crecientemente de su mercado interno, lo cual demanda una mayor imaginación de nuestros gobiernos y más compromisos por parte de nuestros empresarios.