



DOCUMENTOS DE TRABAJO

Inversión privada en la industria petrolera 740

Paulina Lomelí García

Marzo 2018

Inversión privada en la industria petrolera

Paulina Lomelí García*

Fundación Rafael Preciado Hernández A.C.

Documento de Trabajo No. 740

Marzo 2018

Clasificación temática: Economía

Resumen

En el presente documento se analizará la participación de la inversión privada en la industria petrolera, enfatizando la apertura a la inversión extranjera en la exploración de campos petroleros en un contexto de precios de los hidrocarburos a la baja.

*Correo electrónico: paulina.lomeli@gmail.com. Las opiniones contenidas en este documento corresponden exclusivamente al autor y no representan necesariamente el punto de vista de la Fundación Rafael Preciado Hernández A.C.

ÍNDICE

I.	Introducción	1
II.	Justificación de la relevancia de la investigación	2
III.	Objetivos de la investigación	3
IV.	Planteamiento y delimitación del problema	3
V.	Marco teórico y conceptual de referencia	4
VI.	Formulación de hipótesis	5
VII.	Pruebas empíricas o cualitativas de la hipótesis	6
VIII.	Conclusiones y nueva agenda de investigación	30
IX.	Bibliografía	31

I. Introducción

En un contexto internacional en donde los precios del petróleo han bajado, es importante analizar el nivel de inversión que ha ingresado al país a partir de las denominadas rondas petroleras, que constituyen los mecanismos mediante los cuales la exploración se asigna solamente a Petróleos Mexicanos (PEMEX), en este caso a través de la ronda cero, o se licita con participación de los privados, solos o en asociación con PEMEX. Éste es precisamente el objetivo del presente documento.

El detonante para permitir la inversión privada nacional y extranjera en la industria petrolera fue la falta de recursos para invertir en modernizar Pemex y la gran dependencia de los ingresos fiscales respecto a los ingresos petroleros; en ese sentido es importante señalar si con la apertura se ha logrado el objetivo que se buscaba con la reforma energética.

Las preguntas a resolver son: ¿Por qué fue necesaria la apertura del sector? ¿Cuáles han sido los resultados de cada una de las rondas? ¿Cómo han impactado la inversión y la producción, aún en un contexto de precios de petróleo bajos? ¿Ha sido satisfactorio el nivel de inversión que México ha atraído a este sector?

La metodología de la presente investigación es de carácter descriptivo, tanto de forma cualitativa como cuantitativa y el orden a seguir es el siguiente:

En la primera sección se da un contexto de la reforma energética y se nombran los órganos reguladores de este sector. En la segunda parte, se describen los mecanismos de participación de la iniciativa privada nacional y extranjera dentro de la industria petrolera. A continuación, se describen los resultados de las Rondas 1 y 2. Después se describe en qué consistirá la tercera ronda. Enseguida se hace un breve análisis de los resultados generales y de los avances. Más adelante se describe el comportamiento de la producción petrolera, exportaciones y precios en los últimos años de este sector. Posteriormente se hacen propuestas y al final se da la conclusión para saber si la hipótesis se cumplía.

II. Justificación de la relevancia de la investigación

Es importante efectuar esta investigación, dado que México es un país nacionalista, y por ello es necesario mostrar los beneficios que traerá la inversión extranjera al permitirle entrar a explorar los diferentes campos petroleros. La relevancia social del tema consiste en describir de qué forma tanto el consumidor como el particular perteneciente a la cadena de valor, podrán beneficiarse de la entrada de la inversión privada extranjera y nacional a este sector.

Los beneficios son los siguientes:

- Contar con una breve explicación de por qué fue necesario permitir la inversión extranjera en la industria petrolera.
- Describir los resultados de cada una de las Rondas Petroleras desarrolladas.
- Señalar la capacidad que ha tenido México para atraer inversión privada nacional y extranjera al sector petrolero.
- Dar algunas propuestas para el sector.

Las posibles soluciones o aportaciones estarán centradas en conocer el avance en la reforma energética respecto a la industria petrolera y la forma en que los mexicanos podrán ver los beneficios.

III. Objetivos de la investigación

El objetivo de la presente investigación es analizar la entrada de la inversión privada nacional y extranjera en la exploración en el sector petrolero de México y su impacto sobre el nivel de producción, en un entorno de precios de hidrocarburos bajos.

IV. Planteamiento y delimitación del problema

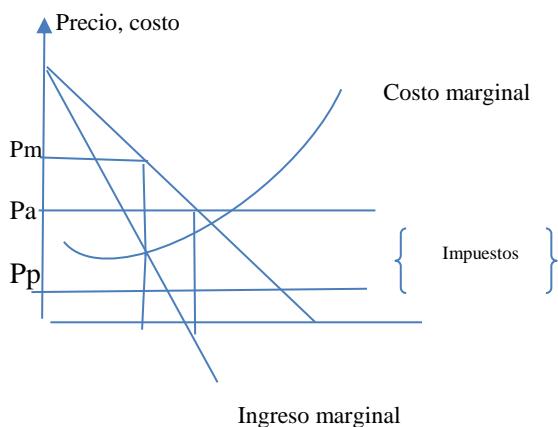
Con la apertura del sector petrolero a la inversión extranjera en materia de exploración y extracción (el proceso productivo conocido como *upstream*) y a partir de la aprobación de la reforma energética se han efectuado varias rondas para asignación de campos petroleros a extranjeros y nacionales, en un entorno internacional de precios de hidrocarburos bajos; lo cual muestra la capacidad de México para atraer inversión a este sector. Todo ello, ha traído un impacto sobre la producción y otros factores necesarios de mencionar.

Este documento tiene un enfoque cualitativo y cuantitativo a partir de datos de PEMEX, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Secretaría de Energía (SENER).

V. Marco teórico y conceptual de referencia

PEMEX en la actualidad es una empresa productiva del Estado; a raíz de la reforma energética ha dejado de fungir como un monopolio en materia de extracción de petróleo y se ha dado la apertura de inversión a particulares y extranjeros, frente una falta de recursos para adquirir o desarrollar su propia tecnología.

Con la apertura, existe la oportunidad de realizar asociaciones con empresas para poder tener acceso a la tecnología necesaria para explorar en aguas profundas y en ese sentido abrir la posibilidad de una transferencia de dicha tecnología.



La llamada ineficiencia de PEMEX surge a partir de que, al haber sido un monopolio estatal, sus ingresos después de impuestos no le permitían ahorrar para invertir, creando así un círculo vicioso de ineficiencia.

Tal y como lo muestra la gráfica¹, PEMEX no vendía al precio P_m porque en realidad México es precio aceptante, por lo tanto el P_a es el precio definido en los mercados internacionales por los principales países productores de petróleo pertenecientes a la OPEP y a los países árabes, y a ese precio todavía se le tenía que descontar impuestos, lo cual

¹ Ver CALL, S. T. y HOLAHAN, W. L., Microeconomía. Grupo Editorial Iberoamérica. México. 1983.

provocaba que Pemex estuviera produciendo en un nivel donde sus ingresos marginales están por debajo de los costos marginales y por lo tanto, esto es ineficiente.

Si a esto se le suma la caída vertiginosa de los precios del petróleo. Lo que se obtiene son menos ingresos para el erario público y por lo tanto, menos recursos para PEMEX. A tal grado sucede esto, que la mayoría de los campos asignados en la Ronda 0 no pudieron ser explorados y explotados dado la falta de recursos para llevar a cabo los trabajos correspondientes.

VI. Formulación de hipótesis

México ha sido capaz de atraer inversión al sector petrolero a pesar de que a nivel internacional los precios del petróleo han sido bajos.

VII. Pruebas empíricas o cualitativas de la hipótesis

Contexto de la reforma energética

A pesar de que en nuestro país se incrementaron las tasas de inversión en exploración y extracción de petróleo y gas, la producción de petróleo empezó a declinar. La era del petróleo de fácil acceso inicia su fin con la declinación del yacimiento Cantarell. Sin embargo, es indudable que México contaba con un considerable potencial de recursos no convencionales que se encontraban en cuencas de lutitas localizadas en aguas profundas del Golfo de México.² En realidad, se trata de yacimientos que se ubican en aguas mucho más profundas que los anteriormente explotados y con mayores dificultades técnicas para llevar a cabo la extracción. Precisamente, éste era y sigue siendo uno de los principales dilemas para explotar los recursos que nos ocupan, la débil capacidad técnica que existe y la insuficiente capacidad financiera y de ejecución para enfrentar la problemática. Ante ello, algo se tenía que hacer.

Era necesario efectuar una reforma al marco constitucional de nuestro país para poder explotar este tipo de yacimientos, porque la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos obligaba a PEMEX a ir en solitario para desarrollar la industria petrolera, sin importar limitaciones de ninguna especie: financieras, operativas. Según estimaciones de la propia empresa petrolera del país, para poder desarrollar el potencial de la industria nacional de exploración y extracción en México, hubiera sido necesario contar con un monto de aproximadamente 60 mil millones de dólares al año, frente a un presupuesto anual de solamente 27 mil millones de dólares.³

² No obstante ser porosas, las lutitas son rocas impermeables por tener poros muy pequeños que no están bien comunicados entre sí, y esto es lo que les permite atrapar hidrocarburos como el petróleo y gas natural. A México se le considera el cuarto país a nivel mundial con el mayor número de reservas de este tipo. Ver Centro de Investigación para el Desarrollo, A.C. – CIDAC (2013), *3 dilemas: un diagnóstico para el futuro energético de México*, México, 49 p.

³ Gobierno de la República, s/f, *Reforma energética*, 44 p.

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf

Tras diversos intentos en el pasado, por fin se dio vida en diciembre del 2013 a la reforma energética para la transformación y modernización de dicho sector en nuestro país. Sólo hay que recordar los muchos debates que hubo en el Congreso de la Unión para llegar a este resultado, que se identifica como la *Reforma Constitucional en Materia Energética*.

Esta reforma logra mantener el espíritu original del Artículo 27, ya que en materia de petróleo e hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que yacen en el subsuelo, la propiedad de la Nación sigue siendo inalienable e imprescriptible; y como complemento fundamental de este artículo, el 28 establece que la exploración y extracción de petróleo y gas natural continúan siendo actividades estratégicas para el país. Es decir, la citada reforma mantiene la prohibición de otorgar concesiones para la explotación de los hidrocarburos que forman parte de nuestra Nación. Pero ante la necesidad apremiante de incrementar la capacidad de inversión en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, dicha reforma permite que la Nación otorgue contratos a PEMEX para conseguir este fin. Asimismo, se favorece la posibilidad de otorgar contratos a empresas privadas para el mismo fin, solas o en asociación con PEMEX.⁴ Se trata, sin duda, de un cambio modernizador que genera las condiciones precisas para que yacimientos de hidrocarburos sin explotar por falta de inversión, se vuelvan productivos,⁵ además de propiciar el mejoramiento de las capacidades de ejecución y del uso de tecnología en el sector.

A manera de objetivos y premisas generales, dicha reforma plantea, además de mantener la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos que hay en el subsuelo mexicano,

⁴ En el artículo 14 del “Decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera, y Ley de Asociaciones Público Privadas”, se establece que **PEMEX y las demás empresas productivas del Estado podrán celebrar alianzas o asociaciones** para participar en los procesos de licitación de Contratos para la Exploración y Extracción, conforme a las disposiciones previstas en la *Ley de Petróleos Mexicanos* o la que regule a la respectiva empresa productiva del Estado. Las alianzas o asociaciones a que se hace referencia, se regirán por el derecho común; asimismo, éstas podrán realizarse bajo esquemas que permitan la mayor productividad y rentabilidad, incluyendo modalidades en las que podrán compartir costos, gastos, inversiones, riesgos, así como utilidades, producción y demás aspectos de la Exploración y la Extracción. Se reconoce, sin embargo, que para poder realizar estas actividades, PEMEX y las demás empresas productivas del Estado no podrán celebrar con particulares contratos de asociación público privada en términos de la ley de la materia. Por lo que en el artículo 15 del mismo decreto se indica que sólo el Estado Mexicano, por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, podrá otorgar Contratos para la Exploración y Extracción en materia petrolera. En *Diario Oficial de la Federación* del 11 de agosto de 2014, segunda sección (vespertina), 54 p.

⁵ Gobierno de la República s/f, op. cit., p. 6.

modernizar y fortalecer a PEMEX y CFE como empresas productivas del Estado 100% mexicanas y públicas. Asimismo, se ha buscado atraer una mayor inversión para el sector energético mexicano que permita impulsar el desarrollo del país y reducir la exposición del país a los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas;⁶ entre otros aspectos, y por supuesto, no se omite la intención de hacer más eficiente a este sector.

De la misma manera se hace mención de los órganos reguladores que existen en la materia, porque se retomará información de ellos o se hablará de éstos a lo largo de este documento. Los órganos reguladores que funcionan en nuestro país son entonces, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección del Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA). Cada una de estas instancias juegan un papel fundamental, en la actualidad, para lograr la modernización del sector que nos ocupa, porque contribuyen a garantizar el acceso a los servicios públicos y a aumentar su calidad, además de promover la inversión y la eficiencia del mercado en esta materia, aspectos fundamentales estos últimos, que considera el presente documento.

Resulta necesario añadir que aunque la CRE fue creada en 1993 con el fin de regular la inversión privada en la generación de electricidad, con la reforma energética se incrementaron sus funciones para comprender ahora, entre otras tareas: la regulación para el funcionamiento eficiente de los mercados de productos petrolíferos y el establecimiento de normas oficiales mexicanas sobre la calidad de los combustibles.⁷ Así que la CRE, con su probada experiencia como ente regulador en materia de inversiones dentro del subsector eléctrico, actúa ahora en la misma materia, pero con el tema de los hidrocarburos.

⁶ Ibid, p. 3.

⁷ García Alcocer, G. (2018), “La reforma energética: una visión desde la Comisión Reguladora de Energía”, conferencia dictada el 22 de febrero del 2018 en el campus Rio Hondo del ITAM.

A continuación, se hará una revisión de los diferentes mecanismos establecidos para la participación de la iniciativa privada en este tema tan trascendental para nuestro país como es el de los hidrocarburos, principalmente en lo que se conoce como rondas.

El nuevo marco legal de la industria petrolera en México favorece un modelo idóneo para la producción de hidrocarburos, caracterizado por un entorno atractivo para la inversión y el establecimiento de instrumentos mediante los cuales el Estado lleva a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Es en ese sentido que la Ley de Hidrocarburos (una de las 21 leyes de carácter secundario generados y/o modificadas por esta reforma), plantea en su artículo 6º que la SENER, después de obtener la opinión favorable de la CNH, se erige en responsable para asignar acciones que permitan ejecutar la exploración y extracción de hidrocarburos en el país.

Dichas asignaciones se otorgan a PEMEX en la denominada “Ronda Cero”, misma que se estipula en el artículo sexto transitorio de la reforma constitucional y que se corresponde a su vez, con una conocida práctica internacional que permite dar la preferencia a PEMEX sobre cualquier otra empresa en la definición de su cartera de proyectos, como es el caso de los yacimientos transfronterizos, y a los cuales puede acceder libremente hasta en un 20%. Todo lo cual, busca fortalecer a la empresa productiva del Estado y logra mantener su papel estratégico dentro de la industria petrolera nacional. Con posterioridad y de forma excepcional, se le puede otorgar a PEMEX y otras *empresas productivas* del Estado algunas de estas asignaciones.⁸

No obstante las ventajas otorgadas a la empresa petrolera de nuestro país, ésta no ha logrado sacar adelante el compromiso mínimo de hacerse de cuando menos 66 asignaciones de 103 que el Estado mexicano le otorgó en la citada “ronda cero”. Ello, aún a pesar de que esas son las áreas contractuales más rentables. Ante esta situación la SENER tiene el poder de retirar estos títulos. Sin embargo la CNH da la última opinión a esta última Secretaría de Estado, para determinar si mantiene las asignaciones que se otorgaron en la “ronda cero” o

⁸ Gobierno de la República, s/f, *Reforma energética*, págs. 6 y 9.

se dan por perdidas. Lo cierto es que ante la aparición de fenómenos que *impidieron* a la *empresa productiva* del Estado cumplir con los compromisos asumidos, como es la caída en los precios del petróleo, la presentación de recortes presupuestales o la falta de regulación en la materia, la recomendación más viable de la CNH para atender el problema, ha sido la de ampliar a dos años la *exclusividad* para PEMEX. Esta última empresa, sólo cumplió con 24 de los compromisos asumidos en la totalidad de sus procedimientos y en tan sólo 13 casos cumplió únicamente con lo referente a la inversión, de 2014 a 2017. En la totalidad de estas áreas, 37 para ser exactos, PEMEX invirtió 116 mil millones de pesos durante el mismo periodo señalado.⁹ Hay que recordar que la empresa petrolera ha venido produciendo en los últimos años, un promedio de 2.5 millones barriles de petróleo diarios (si bien en 2004 alcanzó la cifra record de 3.5 millones de barriles). Pero la mayor parte de esta producción se da en campos que tienen signos de declinación de distinta magnitud,¹⁰ por lo que es necesario acudir a los nuevos procedimientos planteados por la reforma que nos ocupa.

Frente a una capacidad de inversión cada vez más débil, PEMEX solicitó una preferencia del orden del 83% de reservas probables, por ser las reservas con mayores posibilidad de extracción; y en contraste, solamente pidió el 31% de las reservas prospectivas, que son las requieren de mayor inversión para su exploración y explotación comercial. Estas ascienden a 112,800 millones de barriles de petróleo crudo, de las cuales, poco menos de la mitad se encuentran en aguas profundas y el resto en yacimientos de *lutitas*, que es de donde se extrae el *shale gas*,¹¹ pero que cuentan con una ínfima inversión por parte de PEMEX. Por ello es que se espera que la iniciativa privada apueste al desarrollo de estas zonas.¹².

⁹ Staff Oil & Gas Magazine (2017), “Pemex descuida Ronda Cero”, *Oil & Gas Magazine* del 16 de agosto de 2017. Ver en <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2017/08/pemex-descuida-asignaciones-la-ronda-cero/>

¹⁰ Sigler, Edgar (2014), “Pemex depende de pozos en decadencia”, en *Expansión* del 9 de abril de 2014. Ver en <https://expansion.mx/negocios/2014/04/08/pemex-depende-70-de-pozos-en-decadencia>

¹¹ Es el gas extraído de la lutita y que en el inglés se le conoce como *shale gas*. El descubrimiento del *shale oil* y el *shale gas* se produjo hace más de 30 años en los Estados Unidos, pero hasta hace pocos años los alcances de la tecnología no eran suficientes para explotarlos a costos competitivos. Ver Centro de Investigación para el Desarrollo, A.C. – CIDAC (2013), op. cit., p. 10.

¹² Sigler, Edgar (2014), “¿Qué son la ronda cero y la ronda uno?”, en *Expansión* del 11 de agosto de 2014. Ver en <https://expansion.mx/economia/2014/08/11/que-son-la-ronda-cero-y-la-ronda-uno>

El resultado de cada una de las rondas petroleras que en forma posterior a la ronda cero se han verificado y aún concluido, es decir las rondas uno y dos, y la tres que se encuentra en proceso, con sus respectivas licitaciones, son los mecanismos en donde ya se permite la participación de privados en la exploración y extracción en cuanto al nivel de inversión estimada.

Por principio, cabe señalar que la ronda uno es el inicio de las primeras labores donde la iniciativa privada entra a la producción de crudo, ya sea en alianza con PEMEX a través de los contratos de producción y utilidad compartida, o las licencias que permiten a los privados ir en solitario. De esta forma, el subsector de los hidrocarburos en nuestro país deja el modelo monopólico y se encamina a un modelo más flexible de negocios. A continuación se resumen los resultados de las rondas que ya se han llevado a cabo (Rondas 1 y 2) y más adelante se mencionan las que están por realizarse (Ronda 3).

Extracción y exploración	
Ronda 1	
1a. Licitación	2.7 mil millones de dólares
2a. Licitación	3.1 millones de dólares
3a. Licitación	1.1 mil millones de dólares
4a. Licitación	34.4 mil millones de dólares
Ronda 2	
1a. Licitación	8.2 mil millones de dólares
2a. Licitación	1.1 mil millones de dólares
3a. Licitación	1.0 mil millones de dólares
4a. Licitación	93 mil millones de dólares
Farmouts	
Trión	11 mil millones de dólares
Cárdenas_Mora	127 millones de dólares
Ogarrio	95 millones de dólares
Sismica	2.0 mil millones de dólares

Fuente: SENER

Gas natural, gas LP y petrolíferos	
Gasoductos	12 mil millones de dólares
Gas LP	107 millones de dólares
Petrolíferos	
Transporte	3.9 mil millones de pesos
Almacenamiento y Distribución	2.6 mil millones de dólares
Expendio	12.0 mil millones de dólares

Fuente: SENER, CRE

Con respecto a los cuadros anteriores es necesario señalar que, en la industria petrolera, un *farm-out* es una asociación estratégica entre una empresa que tiene derechos de explotación y producción con un tercero (o varios) a quien le transfieren o migran algunos de esos derechos. De esta manera, la empresa productiva del Estado continúa perforando para mantener los niveles de producción y al incluir terceros es posible aumentar la producción total del campo a explotar.¹³ Con la reforma energética estas prácticas se han multiplicado, por lo que es recomendable desarrollar apartados específicos para su operación en los ordenamientos legales que los rijan.

El 4 de octubre de 2017 la CNH recibió propuestas para los *farmouts* con Pemex y se obtuvieron los siguientes resultados:

¹³ Cochran, Merlin (2014), “Los farmouts-El concepto”, dentro del blog *Apuntes sobre energía*, de octubre 14 de 2014, en página web <https://merlinken.wordpress.com/2014/10/14/los-farmouts-el-concepto/>

Farmouts Pemex				
Campo	Empresa ganadora	Pago efectivo (mdd)	Hidrocarburo	Tipo de contrato
Ayín-Batsil	Desierto	NA	Aceite pesado	Producción compartida y pago en especie
Cárdenas-Mora	Chevron Holdings (Egipto)	41.5	Aceite ligero	De licencia y pago en especie
Ogarrio	DEA Deutsche Erdoel AG (Alemania)	21.4	Aceite ligero	De licencia y pago en especie

Fuente: PWC <https://pwc.to/2FySp8k> (07/03/18)

En seguida, se describen los resultados de cada licitación, si bien se les denomina ronda a cada una:

Ronda 1.1

En esta ronda se licitaron 2 de los 14 bloques, que equivalen a un 14.3% sobre el total de campos. Este primer resultado se le atribuyó a los bajos precios del petróleo y a que los pozos en aguas someras no resultan tan atractivos, si se les compara con los convencionales en tierra y los que se localizan en aguas profundas. Sin embargo, esta etapa que comprende 14 áreas, todas ellas se localizan en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste. Esta ha sido la provincia más explorada y con el mayor porcentaje de producción acumulada del país, hasta la fecha, de acuerdo con la CNH.

Área	2	7
Provincia geológica	Cuenca Salina	Cuenca Salina
Área en Km2	194	465
Pozos mínimos	2	2
Costo estimado	113.3	93.4
Empresa ganadora	Sierra Oil & Gas, Talos Energy, Premier Oil	Sierra Oil & Gas, Talos Energy, Premier Oil
Participación del Estado en utilidad operativa	55.99%	68.99%

Fuente: SENER y Banorte <http://bit.ly/2FTWpy6> (04/03/18)

Ronda 1.2

El paquete fue de cinco bloques en aguas someras, que equivalen a 2.7 mil millones de barriles de crudo. Estos bloques son proyectos de exploración bajo un modelo de contrato de producción compartida (con una duración de tres años). Corresponden a 2,785 kilómetros cuadrados, también de aguas someras, ubicadas dentro de la región del Golfo de México que se denomina Cuencas del Sureste, según la CNH. Son campos de donde se espera extraer crudo ligero y con bajos costos de producción. El resultado fue de tres bloques asignados de los cinco comprometidos, es decir, un equivalente al 60%. A continuación se muestran las empresas ganadoras de esta licitación:

	Ganador	Campos	Volumen de reservas 3P (millones de barriles)	Superficie (miles de Km²)
Área 1	ENI International B.V	Amoca Mitzon y Teocalo	788.1	67.2
Área 2	Pan American Energy LLC/E&P Hidrocarburos y Servicios	Hockchi	419.4	39.6
Área 3	Desierta	Xulum	633.4	58.8
Área 4	Petrobal, S.A.P.I de CV	Ichalki y Pokoch	693.3	58
Área 5	Desierta	Misón y Nak	264.7	54.9

Fuente: SENER y Banorte <http://bit.ly/2FcAUvi> (04/03/18)

Ronda 1.3

Esta ronda constó de 25 bloques en campos terrestres, con una superficie total de 7,776 km², dentro de los estados de Nuevo León, Tamaulipas, Chiapas, Tabasco y Veracruz, ubicados en tres zonas geográficas terrestres identificadas como Campos Burgos; Campos Norte y Campos Sur, según la CNH. Los bloques licitados contienen hidrocarburos como gas seco, aceite, gas y condensado. Se asignó el 100% de los 25 bloques licitados. La inversión inicial necesaria para invertir en pozos convencionales en tierra es mucho menor a la que se requiere para explorar y producir en campos de aguas someras. A continuación, se muestran las empresas ganadoras:

Áreas licitadas	Campo	Licitante ganador (consorcio)	País
Área 01	Barcodón	Diavaz Offshore	México
Área 02	Banavides-Primavera	Sistemas Integrales de Comprensión, Nuvoil, Constructora Marusa	México
Área 03	Calibrador	Consorcio Manufacturero	México
Área 04	Calicanto	Grupo Diarqco	México
Área 05	Carretas	Strata Campos Maduros	México
Área 06	Catedral	Diavaz Offshore	México
Área 07	Cuichapa-Pte	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México	México
Área 08	Duna	Construcciones y Servicios Industriales Globales	México
Área 09	Fortuna Nacional	Compañía Petrolera Perseus	México
Área 10	La Laja	Geo Stratos, Geo Estratos MXOil Exploración y	México
Área 11	Malva	Renaissance Oil	Canadá
Área 12	Mareógrafo	Consorsio Manufacturero Mexicano	México
Área 13	Mayacaste	Grupo Diarqco	México
Área 14	Moloacán	Canamex Dutch, Perfolat de México, American Oli Tools	Holanda / México
Área 15	Mundo Nuevo	Renaissance Oil	Canadá
Área 16	Paraíso	Roma Energy, Tubular	EEUU/
Área 17	Paso de oro	Geo Stratos, Geo Estratos MXOil Exploración y Producción	México
Área 18	Peña Blanca	Strata Campos maduros	México
Área 19	Pontón	Geo Stratos, Geo Estratos MXOil Exploración y	México
Área 20	Ricos	Strata Campos Maduros	México
Área 21	San	Sarreal	México
Área 22	Secadero	Grupo R Exploración y	México
Área 23	Tajón	Compañía Petrolera Perseus	México
Área 24	Tecolutla	Geo Stratos, Geo Estratos MXOil Exploración y	México
Área 25	Topén	Renaissance Oil	Canadá

Fuente: SENER, CNH y Banorte <http://bit.ly/2FmQZ0z> (04/03/18)

Ronda 1.4

La cuarta etapa de esta ronda comprende 10 áreas localizadas en aguas profundas del Golfo de México, dentro de las provincias petroleras Cinturón Plegado Perdido y Cuenca Salina (Fuente: CNH).

Área	Empresas	País de origen	Tipo de hidrocarburo
1 Trion	BHP Billiton	Australia	Petróleo ligero
1. Cinturón Plegado Perdido	China Offshore Oil Corporation	China	Petróleo extra ligero
2. Cinturón Plegado Perdido	Total y ExxonMobile	Francia y Estados Unidos	Petróleo ligero y extra ligero y gas
3. Cinturón Plegado Perdido	Chevron, Pemex e Inpex	Estados Unidos. México y Japón	Petróleo ligero y extra ligero y gas húmedo
4. Cinturón Plegado Perdido	China Offshore Oil Corporation	China	Petróleo ligero y extra ligero

Fuente: SENER y CNH y <http://bit.ly/2thnnNv> (06/03/18)

Área	Empresa	País de origen	Tipo de hidrocarburo
1.- Cuenca Salina	Statoil, BP y Total	Noruega, Reino Unido y Francia	Petróleo ligero y extra ligero
2.- Cuenca Salina	Vacío		Petróleo ligero y pesado
3.- Cuenca Salina	Statoil, BP y Total	Noruega, Reino Unido y Francia	Petróleo ligero y gas húmedo
4.- Cuenca Salina	PC Carigali y Sierra	Malaysia y México	Petróleo ligero y gas húmedo
5.- Cuenca Salina	Murphand, Ophir, PC Cangali y Sierra	Estados Unidos, Reino Unido, Malaysia y México	Petróleo ligero, extra ligero y pesado
6.- Cuenca Salina	Vacío		Petróleo extra pesado

Fuente: SENER y CNH y <http://bit.ly/2thnnNv> (06/03/18)

Ronda 2.1

La subasta fue de 15 bloques, los cuales estaban ubicados en las costas de Veracruz, Tabasco y Campeche, dentro de las provincias petroleras Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste (CNH). Dicha superficie es de 8,900 km² en total, con tirantes de agua

que van de 10 a 500 metros de profundidad; es decir, son someras y los recursos prospectivos estimados son de 1,587 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce). Las empresas ganadoras fueron las siguientes:

Bloques	Ganadores	% Part. Edo	Km 2	Tipo de hidrocarburo
2	Pemex (México) y DEA Deutsche (Alemania)	57.92	549	Ac. Ligero y gas seco
6	PC Carigali (Malasia) y Ecopetrol Global (Colombia)	65.19	559	Aceite ligero
7	ENI Italia, Capricorn (Reino Unido) y Citla Energy (Méjico)	75	591	Aceite ligero
8	Pemex (México) y Ecopetrol (Colombia)	20.1	586	Aceite ligero
9	Capricorn (Reino Unido) y Citla Energy (Méjico)	75	562	Aceite ligero
10	ENI Italia	75	533	Aceite ligero
11	Repsol (España) y Sierra Perote (Méjico)	62.28	533	Aceite ligero
12	Lukoil (Rusia)	75	521	Aceite pesado
14	ENI (Italia) y Citla Energy (Méjico)	37.27	466	Aceite pesado
15	Total (Francia) y Shell (Paises Bajos)	30.11	972	Gas húmedo

Fuente: SENER y PWC <https://pwc.to/2FkPeRE> (05/03/18)

La SENER estima que la inversión de las propuestas alcance los 8,200 millones de dólares y una producción de 170 mil barriles de petróleo crudo equivalente diarios

Ronda 2.2

Esta subasta consistió en 10 bloques bajo la modalidad de Contrato de Licencia ubicados en territorio compartido de Nuevo León y Tamaulipas, Tamaulipas y Tabasco. El conjunto de campos suma una superficie de 4,220.8 km ² de superficie con un volumen de reservas de 93.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los bloques se ubican en dos cuencas: nueve de estos bloques se encuentran ubicados en la Cuenca de Burgos y una más en las Cuencas del Sureste (Fuente: CNH).

Bloques	Empresas	% de regalía adicional	Km 2	Principales hidrocarburos
1	Iberoamericana de Hidrocarburos (México) y Servicios PJP4 (Méjico)	3.91	360.3	Gas húmedo
4	Sun God (Canadá) y Jaguar Exploración y producción de Hidrocarburos (México)	25	440.3	Gas húmedo
5	Sun God (Canadá) y Jaguar Exploración y producción de Hidrocarburos (México)	16.96	444.6	Gas húmedo
7	Sun God (Canadá) y Jaguar Exploración y producción de Hidrocarburos (México)	25	445	Gas húmedo
8	Sun God (Canadá) y Jaguar Exploración y producción de Hidrocarburos (México)	25	416.1	Gas húmedo
9	Sun God (Canadá) y Jaguar Exploración y producción de Hidrocarburos (México)	25	464	Gas húmedo
10	Sun God (Canadá) y Jaguar Exploración y producción de Hidrocarburos (México)	45	349	Aceite y gas asociado

Fuente: SENER y PWC <https://pwc.to/2FkPeRE> (05/03/18)

Ronda 2.3

Se encuentra integrada por 14 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia, como en el caso inmediatamente anterior y sus áreas contractuales se encuentran localizadas en las provincias petroleras de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste, también como en el caso anterior (Fuente: CNH).

Cuenca	Bloque	Empresas	Km ²	Tipo de hidrocarburo	Campos
Burgos	BG-01	Iberoamericana de Hidrocarburos (México) y Servicios PJP4 (Méjico)	99.3	Gas	4
	BG_02	Newpek Exploración y Extracción (México) y Vedad Exploration (Estados Unidos)	163	Aceite y Gas	3
	BG-03	Newpek Exploración y Extracción (México) y Vedad Exploration (Estados Unidos)	200	Gas	4
	BG_04	Iberoamericana de Hidrocarburos (México) y Servicios PJP4 (Méjico)	199	Gas	2
Tampico-Misantla	TM-01	Jaguar E&P (Méjico)	72.4	Aceite y Gas	3
Veracruz	VC-01	Shandong Kerui Oilfield Service Group (China) Sicoval (Méjico) y Nuevas Soluciones (Méjico)	193	Aceite y Gas	3
	VC-02	Jaguar E&P (Méjico)	251	Aceite y Gas	1
	VC-03	Jaguar E&P (Méjico)	232	Aceite y Gas	3
Cuenca del Sureste	CS-01	Jaguar E&P (Méjico)	96.2	Aceite y Gas	2
	CS-02	Shandong Kerui Oilfield Service Group (China) Sicoval (Méjico) y Nuevas Soluciones (Méjico)	248	Aceite y Gas	
	CS-03	Shandong Kerui Oilfield Service Group (China) Sicoval (Méjico) y Nuevas Soluciones (Méjico)	215	Aceite y Gas	
	CS-04	Carso O&G	245	Aceite y Gas	
	CS-05	Carso O&G	234	Aceite y Gas	
	CS-06	Jaguar E&P (Méjico)	148	Aceite y Gas	

Fuente: SENER y PWC <https://pwc.to/2FkPeRE> (05/03/18)

Ronda 2.4

Dentro de las aguas profundas, este bloque se encuentra integrado por 29 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia y se ubican en las provincias petroleras de: Área del Cinturón Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina (Fuente: CNH). La Ronda 2.4 representa aproximadamente 16% de los recursos prospectivos nacionales en el Golfo de México. A continuación, se muestra el resultado:

Área contractual	Empresa	País de origen	Tipo de hidrocarburo	Superficie (Km ²)
1.- Cinturón plegado perdido	Desierto		Aceite	1,988
2.- Cinturón plegado perdido	Shell y Pemex	Holanda y México	Aceite	2,146
3.- Cinturón plegado perdido	Shell y Qatar Petroleum	Holanda y Qatar	Aceite	2,062
4.- Cinturón plegado perdido	Shell y Qatar Petroleum	Holanda y Qatar	Aceite	1,900
5.- Cinturón plegado perdido	Pemex	México	Aceite	2,733
6.- Cinturón plegado perdido	Shell y Qatar Petroleum	Holanda y Qatar	Aceite y gas seco	1,891
7.- Cinturón plegado perdido	Shell y Qatar Petroleum	Holanda y Qatar	Aceite y gas húmedo	1,968
8.- Cinturón plegado perdido	Desierto		Gas húmedo	2,062
9.- Cinturón plegado perdido	Desierto		Aceite	2,009
10.- Cordilleras mexicanas	Repsol, PC Cangali y Ophr	España, Malasia y Reino Unido	Acetato, gas húmedo y seco	1,999
11.- Cordilleras mexicanas	Desierto			2,002
12.- Cordilleras mexicanas	PC Cangali, Ophr y PTTEP	Malasia, Reino Unido y Tailandia	gas seco	3,099
13.- Cordilleras mexicanas	Desierto	España y Malasia	Aceite	1,967
14.- Cordilleras mexicanas	Repsol y PC Cangali	España y Malasia	Gas húmedo y seco	2,242
15.- Cordilleras mexicanas	Desierto		Gas húmedo	2,042
16.- Cordilleras mexicanas	Desierto		Aceite y gas seco	2,047
17.- Cordilleras mexicanas	Desierto		Gas seco	3,010
18.- Cordilleras mexicanas	Pemex	México	Gas húmedo y seco	2,917
19.- Cordilleras mexicanas	Desierto		Gas seco	3,003
20.- Cuenca salina	Shell	Holanda	Aceite	2,080
21.- Cuenca salina	Shell	Holanda	Aceite	2,030
22.- Cuenca salina	Chevron, pemex e Inpex	Estados Unidos, México y Japón	Aceite	2,879
23.- Cuenca salina	Shell	Holanda	Aceite	1,853
24.- Cuenca salina	Eni y Qatar Petroleum	Italia y Catar	Gas húmedo	1,922
25.- Cuenca salina	PC Cangali	Malasia	Aceite	2,107
26.- Cuenca salina	PC Cangali	Malasia	Aceite	2,030
27.- Cuenca salina	Desierto		Aceite	2,118
28.- Cuenca salina	Shell	Holanda	Aceite	3,067
29.- Cuenca salina	Repsol, PC Cangali, Sierra Nevada y PTTEP	España, Malasia, México y Tailandia	Aceite y gas húmedo	3,254

Fuente: SENER y CNH y Banorte <http://bit.ly/2FqPrmj> (06/03/18)

Futuras Rondas

Ronda 3.1

Dentro de aguas someras, este bloque está integrado por 35 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Producción Compartida. Asimismo, estas áreas contractuales se encuentran divididas en tres sectores: Burgos, Tampico- Misantla-Veracruz y Cuencas del Sureste (Fuente CNH).

Ronda 3.2

Ubicada en zonas terrestres de nuestro país, esta ronda se integra por 37 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato Tipo Licencia. Estas áreas contractuales se encuentran divididas en tres sectores: Burgos, Tampico- Misantla-Veracruz y Cuencas del Sureste (Fuente CNH).

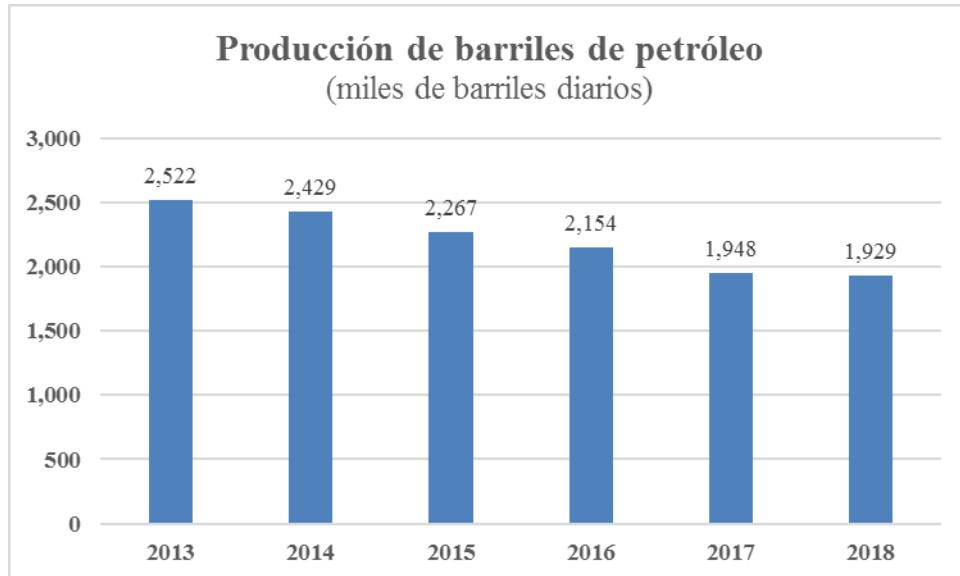
Ronda 3.3

También ubicada en zonas terrestres de nuestro país, este bloque se integra por nueve áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato tipo Licencia, con una superficie promedio de 300 km², ubicadas al norte del Estado de Tamaulipas. Estas áreas se encuentran en la Provincia de Burgos (Fuente CNH).

Todo lo anterior, corresponde a datos generales de cada ronda efectuada o por efectuar. Sin duda, existen más elementos a considerar, pero se puede destacar que los elementos que se han detectado en todos estos procesos de licitación es que son el resultado de procesos públicos y abiertos de amplia difusión, con simplificación de requisitos y libre participación en internet, así como presencia de medios de comunicación. No obstante lo anterior, todavía es necesario reducir los tiempos de licitación, simplificar y estandarizar más los

procesos, así como eficientar dichos procesos.¹⁴ Ahora bien, falta realizar una evaluación social de la reforma energética en donde se revisen a fondo los beneficios reales actuales y a futuro para el país y en especial, para los sectores más desatendidos en virtud de que esta reforma generó expectativas sobre la población en general.

A continuación, se presentan algunas gráficas muy esclarecedoras de lo que está viviendo el sector petrolero en México. Lo que se observa es que la producción de *crudo* no sólo no se ha mantenido en los 2.5 millones de barriles diarios que se pensó debían mantenerse desde 2013, sino que se ha venido reduciendo desde entonces, lo cual refleja la necesidad de inversión en este sector y el impacto sobre las finanzas públicas.



Fuente; Elaboración propia con datos de Indicadores de PEMEX <http://bit.ly/1QvPrzc> (27/02/18)

Esta misma reducción en la producción se refleja en la mayor parte de los petrolíferos, tal y como lo muestra el siguiente cuadro:

¹⁴ Martínez Romero, Néstor (2017), *Retos en regulación y competencia del sector energético. Subastas de E&P de hidrocarburos*, Seminario CIDE – ITAM, 13 de marzo de 2017.

Elaboración de productos petrolíferos							
(miles de barriles diarios)							
Año	Total	Gas licuado ^a	Gasolinas ^b	Querosenos	Diesel ^b	Combustóleo	Otros ^c
2013	1,456.7	206.1	437.3	60.8	313.4	268.8	170.2
2014	1,385.0	205.4	421.6	53.4	286.6	259.2	158.8
2015	1,267.3	174.5	381.4	47.8	274.7	237.4	151.6
2016	1,119.2	159.2	325.3	42.8	216.2	228.1	147.6
2017	915.1	144.6	257.0	40.5	153.6	217.3	102.1
2018	727.8	136.2	187.3	40.2	136.4	162.5	65.2

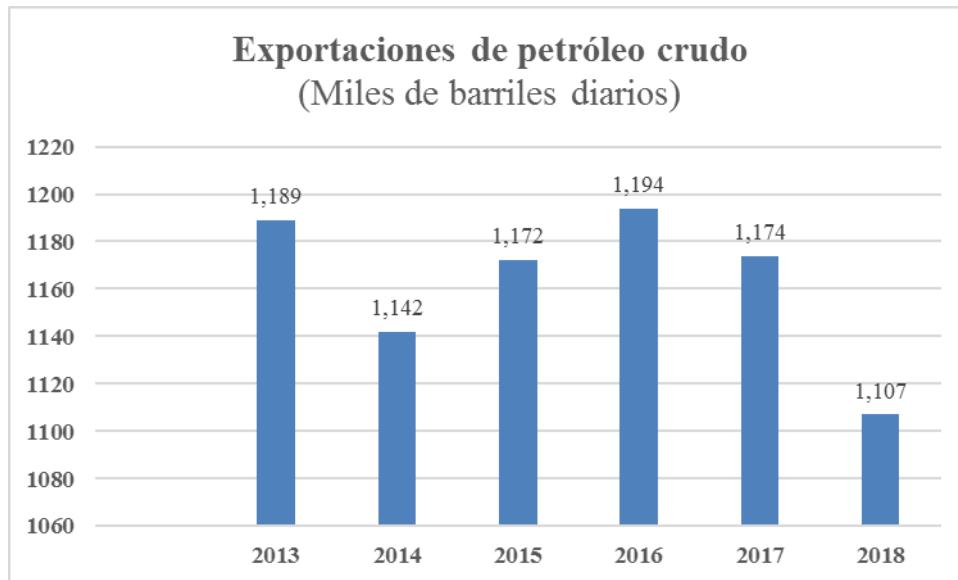
a. Incluye gas licuado de Complejos Procesadores de Gas, del Sistema Nacional de Refinación y de Pemex Exploración y Producción.

b. Incluye productos no terminados y excluye la producción de naftas.

c. Incluye asfaltos, aceite cíclico ligero, lubricantes, parafinas, grasas, aeroflex 1 y 2, gasóleo de vacío, extracto furfural, coque, gas seco y combustible industrial.

Fuente: Indicadores de PEMEX <http://bit.ly/1QvPrzc> (27/02/18)

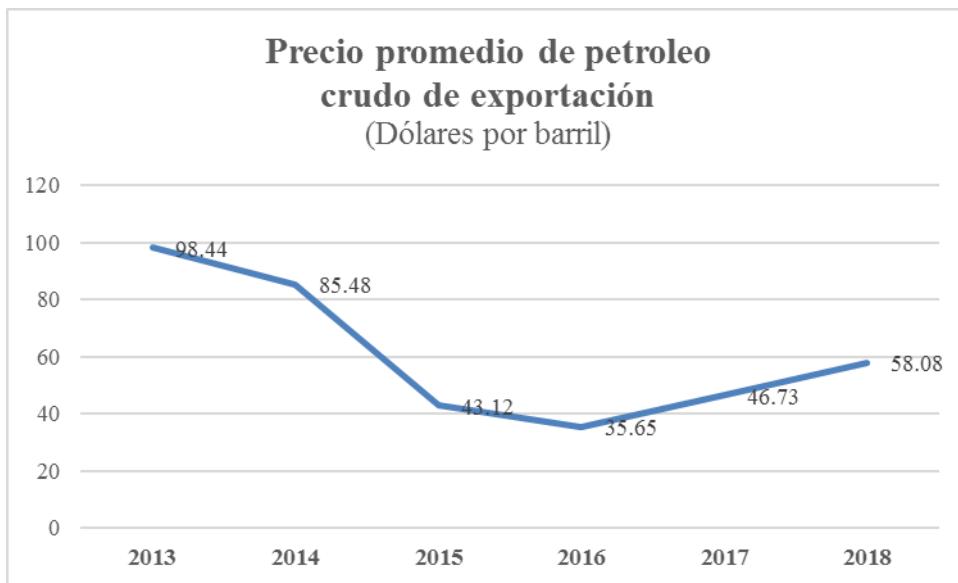
En cuanto a las exportaciones de petróleo crudo, la disminución es importante y refuerza el hecho de que era necesaria la participación de la inversión privada nacional y extranjera:



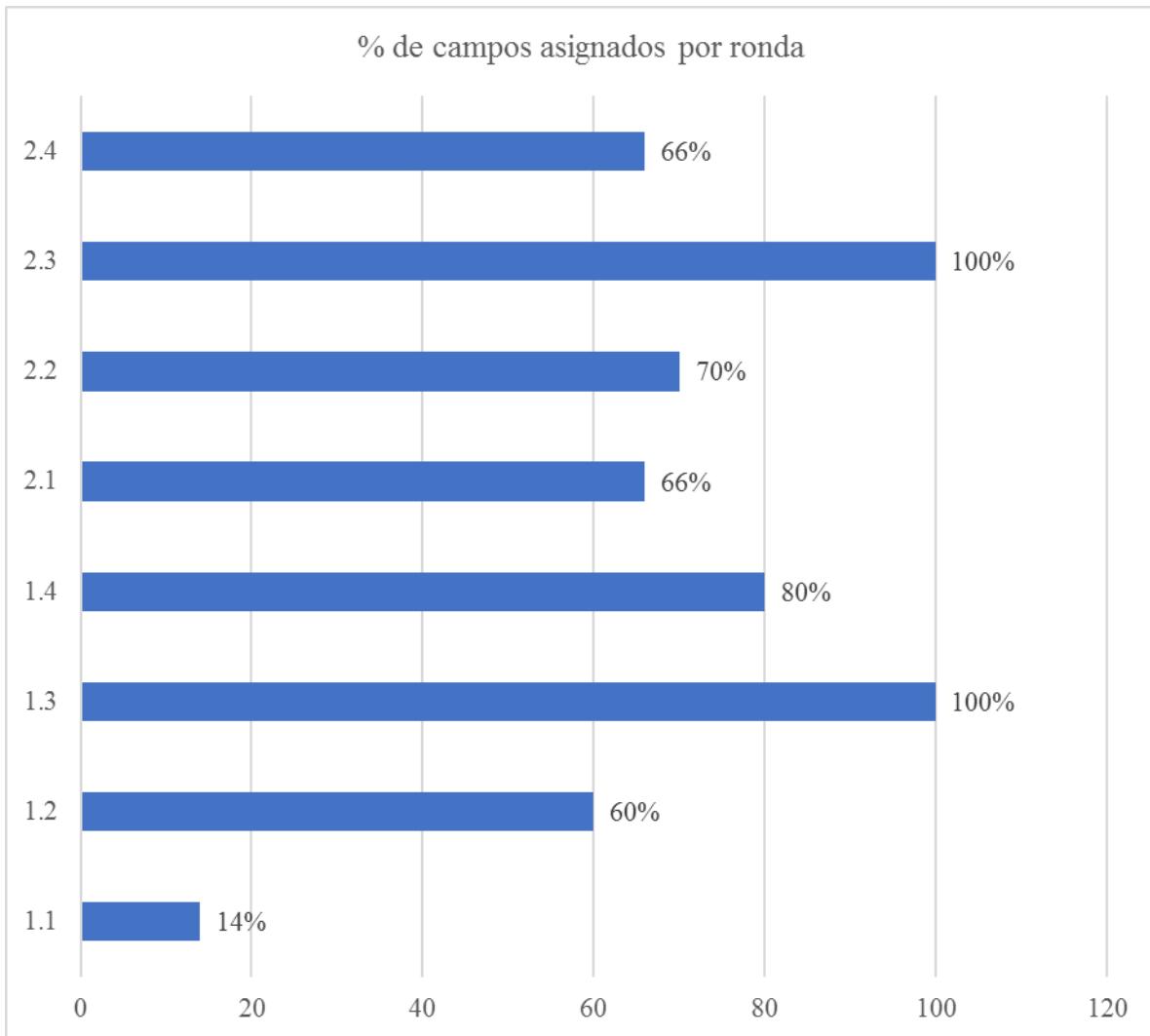
Fuente: Elaboración propia con datos de Indicadores de PEMEX <http://bit.ly/1QvPrzc> (27/02/18)

Por lo que hace a los precios del petróleo, lo que se puede ver es que aunque ha habido una pequeña recuperación, aún se encuentran en niveles muy por debajo de lo que se

encontraban en 2013. Esto viene a explicar, entre otros aspectos, porque no se ha podido recuperar el nivel de producción mantenido en ese año, de 2.5 millones de barriles diarios, y que por el contrario ha continuado declinando desde entonces.



Fuente: Elaboración propia con datos de Indicadores de PEMEX <http://bit.ly/1QvPrzc> (27/02/18)



Fuente: Elaboración propia con datos de Banorte <http://bit.ly/2FqPrmj> (06/03/18)

Por otra parte, hay que destacar que de julio de 2015 hasta el mes de febrero de 2018, el número de procesos licitatorios de las dos rondas petroleras fueron 8, en las cuales se han adjudicado 88 de los 188 bloques ofrecidos y 3 *farmouts* de PEMEX. Como resultado de estos procesos, la inversión estimada es de 150,000 millones de dólares. Los resultados agregados son los que se describen a continuación:

Asignaciones	Perdido	Aguas profundas*	Aguas someras	Tierra
Km ²	22,203.21	42,079.11	6,696.02	7,916.70
Reservas 3P (Mmbcpe)			471.8	199.46
Inversión detonada (MMD)	60,428	74,145.00	12,215.50	3,404.50
Inversión comprometida (MMD)	2,685.30	1,020.63	1,072.16	826.95
Bloques asignados	11	17	15	48
Pozos comprometidos	14	19	22	72
Tipo de hidrocarburo	Aciete ligero	Aceite pesado	Aceite	Aceite y gas

*Incluye cordilleras mexicanas y cuencas del sureste

Fuente:PWC <https://pwc.to/2D7kMoN> (07/03/18)

El área de Perdido ha sido muy especial para atraer inversión extranjera, ya que se trata de aceite ligero y súper-ligero que se extrae en dicha área y por tener además, cercanía a la infraestructura de la zona de extracción de los Estados Unidos. Representa por ello el 40% de la inversión detonada y casi 48% de la inversión comprometida.

Sin duda, los resultados de las Rondas muestran que ha habido una curva de aprendizaje para la realización de licitaciones, a fin de hacer más atractivo el sector petrolero a la inversión privada nacional y extranjera. Además, las instituciones responsables de llevar a cabo las licitaciones y de regular estaban en un proceso de maduración, al mismo tiempo que se estaba construyendo el marco normativo para la industria petrolera y el sector energético en general.

Adicionalmente, se ha visto que el Gobierno ha hecho ajustes en los términos y condiciones de las licitaciones a fin de hacerlas más competitivas (en cuanto al tamaño de bloques de exploración, rentabilidades esperadas y aumento en las superficies de exploración, que prácticamente se duplicaron, aumentando la probabilidad de hallazgos), entre otros aspectos. En ese sentido, se puede afirmar que se ha avanzado en la actividad petrolera de nuestro país, por medio de la reforma energética. El reto mayor, sin duda lo representa PEMEX, dado que en la Ronda 0 recibió 83% de las reservas 3P y 21% del recurso

prospectivo y el recorte presupuestal ha frenado la inversión de la empresa productiva del Estado¹⁵.

¿Qué se desprende de lo anterior? No se puede decir otra cosa que la necesidad de incrementar la inversión en las actividades relacionadas con el *upstream* de los campos localizados en aguas profundas. Es urgente, en virtud de ser éstas las reservas más robustas de todas las que se han estado licitando y las que mayor beneficio pueden proporcionar al país. Como ya se dijo, la capacidad técnica y financiera y aún ejecutiva de nuestra empresa productiva petrolera no es suficiente, por lo que algunas de las empresas de los 17 países que han participado en el proceso seguramente sí son capaces, y hacia ello deberían abocarse.

A continuación, se plantean una serie de propuestas que tienen como propósito mejorar o ahondar algunas de las políticas revisadas en este documento.

Propuestas

Es importante dar certidumbre a los inversionistas nacionales y extranjeros a fin de no restarle atractivo al sector petrolero del país.

Además, es necesario hacer de México un país energéticamente seguro, considerando todos los mercados energéticos, no únicamente incrementando la producción petrolera y la incorporación de reservas. Es decir, deben añadirse los mercados del gas natural, el de la electricidad y el de las energías renovables.

Se debe acceder a fuentes energéticas de forma eficiente, inclusive acudiendo a importaciones, para no tener que producir todo el consumo energético *en casa*.

¹⁵ Ver <http://bit.ly/2G0vzEs> (07/03/18)

Se requiere sostener asimismo una empresa productiva petrolera del Estado, que sea eficiente, y que pueda competir con otros productores, así como retener una parte importante de la renta petrolera para beneficio del Estado mexicano y repartir la misma, de manera equitativa, en forma de bienes y servicios para la población.¹⁶ Esto quiere decir que es necesario que la política fiscal no le imponga a la empresa estatal una carga fiscal tal que le sea imposible invertir en modernizarse.

Es necesario propiciar una transferencia de tecnologías, aprovechando las asociaciones con empresas nacionales y extranjeras.

Asimismo, es necesario salvaguardar los recursos naturales, es decir, vigilar que la llegada de empresas particulares nacionales y extranjeras no afecten los ecosistemas. Y de ser así, se establezca un mecanismo de compensación.

También es necesario seguir realizando *farmouts* a fin de aumentar la producción de PEMEX y cumplir con la exploración y explotación de las áreas que se adjudicaron en la Ronda 0.

Finalmente, se necesita invertir en energía no fósil, dado que en pocos años los hidrocarburos dejarán de ser el tipo de energía que mueva al mundo.

¹⁶ De la Garza, Bernardo (2015), “Retos en el sector hidrocarburos”, *Coloquios de Energía*, Centro de Energía y Recursos Naturales del ITAM, 19 de marzo de 2015.

VIII. Conclusiones y nueva agenda de investigación

De acuerdo a la información proporcionada en el presente documento, existe evidencia de que la industria petrolera ha sido capaz de atraer inversión privada nacional y extranjera, a pesar de los bajos precios del petróleo. Prueba de ello es que a la fecha, se han realizado 8 licitaciones, en las cuales se han adjudicado 88 de los 188 bloques ofrecidos y 3 *farmouts* de PEMEX. Como resultado de estos procesos, la inversión estimada ha sido de 150,000 millones de dólares.

Abrir las actividades del *upstream* petrolero en nuestro país a la inversión privada, mediante la reforma energética de diciembre de 2013, ha sido una decisión acertada y exitosa a fin de aprovechar los campos ubicados en aguas profundas, antes de que la energía fósil deje de utilizarse.

Respecto a los retos que presenta PEMEX, una de las empresas productivas del Estado, se debe señalar que se encuentra frente a la oportunidad de sanear sus finanzas y volverse realmente productiva por medio del establecimiento de asociaciones. Para ello, es necesario que las finanzas públicas no sean tan dependientes de esta empresa y busquen mecanismos compensatorios.

La nueva agenda de investigación se basará en analizar por qué para el consumidor mexicano el precio de la gasolina no ha disminuido como lo prometía la propuesta de la reforma energética.

IX. Bibliografía

BANORTE – IXE (2015), “Ronda 1 – Un mejor resultado de lo que se aprecia a simple vista”, Análisis Económico del Grupo Financiero Banorte - Ixe, México, 15 de julio de 2015, 5 p.

_____ (2015), “Ronda 1.2 – Gran resultado”, Análisis Económico del Grupo Financiero Banorte - Ixe, México, 30 de septiembre de 2015, 6 p.

_____ (2015), “Ronda 1.3 – Resultado perfecto”, Análisis Económico del Grupo Financiero Banorte - Ixe, México, 16 de diciembre de 2015, 8 p.

_____ (2015), “Pemex total sucess – Trion farmout and Round 1.4”, Análisis Económico del Grupo Financiero Banorte - Ixe, México, 5 de diciembre de 2016, 6 p.

_____ (2018), “Boletín semanal – Banorte – Análisis y Estrategia”, Análisis Económico del Grupo Financiero Banorte - Ixe, México, 2 de febrero de 2018, 52 p.

CENTRO DE INVESTIGACIÓN PARA EL DESARROLLO, A.C. – CIDAC (2013), 3 dilemas: un diagnóstico para el futuro energético de México, México, 49 p.

DE LA GARZA, Bernardo (2015), “Retos en el sector hidrocarburos”, Coloquios de Energía, Centro de Energía y Recursos Naturales del ITAM, 19 de marzo de 2015.

GARCÍA ALCOCER, G. (2018), “La reforma energética: una visión desde la Comisión Reguladora de Energía”, conferencia dictada el 22 de febrero del 2018 en el campus Río Hondo del ITAM.

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA, s/f, Reforma energética, 44 p.
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf

MARTÍNEZ ROMERO, Néstor (2017), Retos en regulación y competencia del sector energético. Subastas de E&P de hidrocarburos, Seminario CIDE – ITAM, 13 de marzo de 2017.

PWC (2017), Farmouts de Pemex y expectativas hacia la Ronda 3.1 con resultados de los farmouts del 4 de octubre de 2017, Sector hidrocarburos, 10 p. Ver en <https://pwc.to/2FySp8k>

____ (2017), Avanzan las inversiones privadas de Exploración y Producción (E&P) en Ronda 2, Sector hidrocarburos, julio de 2017, 24 p. Ver en <https://pwc.to/2FkPeRE>

____ (2018), La ronda 2.4 en México para bloques en aguas profundas en el Golfo de México, Sector hidrocarburos, 12 p. Ver en <https://pwc.to/2D7kMoN>

RINKENBACH, J. Pablo (2016), “Sobre la implementación de las rondas petroleras”, en Energía a debate del 31 de octubre de 2016, ver en <http://bit.ly/2G0vzEs>

SECRETARÍA DE ENERGÍA (2014), “Decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera, y Ley de Asociaciones Público Privadas”, en Diario Oficial de la Federación del 11 de agosto de 2014, segunda sección (vespertina), 54 p.

_____ (2014), “Ley de Hidrocarburos”, Nueva Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, con la última reforma de 15-11-2016

SIGLER, Edgar (2014), “Pemex depende de pozos en decadencia”, en Expansión del 9 de abril de 2014. Ver en <https://expansion.mx/negocios/2014/04/08/pemex-depende-70-de-pozos-en-decadencia>

_____ (2014), “¿Qué son la ronda cero y la ronda uno?”, en Expansión del 11 de agosto de 2014. Ver en <https://expansion.mx/economia/2014/08/11/que-son-la-ronda-cero-y-la-ronda-uno>

STAFF OIL & GAS MAGAZINE (2017), “Pemex descuida Ronda Cero”, Oil & Gas Magazine del 16 de agosto de 2017.

Ver en <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2017/08/pemex-descuida-asignaciones-la-ronda-cero/>

Sitios web

<http://www.pemex.com/Paginas/default.aspx>

<https://rondasmexico.gob.mx/>

<https://www.gob.mx/cnh>

Documentos de Trabajo es una investigación de análisis de la Fundación Rafael Preciado Hernández, A. C.

Fundación Rafael Preciado Hernández, A.C.

Ángel Urraza No. 812, Col. Del Valle, C.P. 03100, Ciudad de México

Registrado ante el Instituto Nacional del Derecho de Autor