CUADERNO DE INVESTIGACIÓN

REFORMA Y NUEVA ESTRUCTURA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO

DIRECCIÓN GENERAL DE FINANZAS

SENADO DE LA REPÚBLICA
ESTADOS UNIDOS MEXICANOS
LXIII LEGISLATURA

Instituto
Belisario Domínguez
Senado de la República

SENADO DE LA REPÚBLICA

INSTITUTO BELISARIO DOMÍNGUEZ

Comité Directivo

Sen. Miguel Barbosa Huerta
PRESIDENTE

Sen. Daniel Ávila Ruiz
SECRETARIO

Sen. Roberto Albores Gleason
SECRETARIO

Sen. Benjamín Robles Montoya
SECRETARIO

Dr. Gerardo Esquivel Hernández
COORDINADOR EJECUTIVO DE INVESTIGACIÓN

Reforma y Nueva Estructura del Sector de Hidrocarburos en México

Primera edición, diciembre de 2015.
ISBN
DR© INSTITUTO BELISARIO DOMÍNGUEZ,
SENADO DE LA REPÚBLICA

Donceles 14, Colonia Centro,
Delegación Cuauhtémoc 06020 México, D. F.

Dirección General de Finanzas
Mtro. Noel Pérez Benítez

Autores
Dr. José Luis Clavellina Miller
Lic. Víctor Ortega Olvera

Distribución gratuita
Impreso en México

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor y no reflejan, necesariamente, los puntos de vista del Instituto Belisario Domínguez o del Senado de la República.

Reforma y Nueva Estructura del Sector de Hidrocarburos en México

Resumen Ejecutivo 5
Introducción 7
1. Estructura, Características del Sector y Motivación de la Reforma 8
1.1 Estructura del Sector hasta antes de la Reforma 8
1.2 Relevancia del Sector 9
1.3 Problemática 11
2. Descripción general de la Reforma en el Sector Hidrocarburos 16
2.1 La Reforma 16
2.1.1 Objetivos 16
2.1.2 Beneficios Esperados 17
2.2 Principales Cambios Legales 17
2.3 Empresas Productivas del Estado 23
2.3.1 Características de las EPEs 24
2.4 Petróleos Mexicanos 26
2.4.1 Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales 26
2.5 Modalidades de participación en la exploración y extracción 27
2.5.1 Asignaciones 27
2.5.2 Contratos 28
2.6 Diseño, licitación y adjudicaciones 29
2.6.2 Ronda Uno 31
3. Otros avances y retos en la Implementación de la Reforma 37
3.1 Desarrollo de la Industria Nacional 37
3.2 Apertura gradual de los mercados de Gasolina, Diésel y Gas 38
Consideraciones Finales 44
Referencias 46
Glosario 51

Gráficas

Gráfica 1. Valor de la extracción de petróleo y gas, 1993-2015 10
Gráfica 2. Exportaciones e importaciones petroleras 10
Gráfica 3. Ingresos petroleros como proporción de los ingresos presupuestarios del sector público, 2000-2015 11
Gráfica 4. Reservas totales de petróleo crudo 2004-2015 12
Gráfica 5. Producción de petróleo crudo en México, 2000-2015 12
Gráfica 6. Producción y demanda de gasolina 13
Gráfica 7. Pemex, rendimiento neto, 2005-2014 13
Gráfica 8. Pemex, impuestos, derechos y aprovechamientos como proporción de las ventas totales, 2005-2014 14
Gráfica 9. Inversión en capital en el sector hidrocarburos y producción de crudo 14

Ilustraciones

Ilustración 1. Estructura anterior del sector energético 8
Ilustración 2. Actividades del sector hidrocarburos 17

Ilustración 3. Asignaciones y contratos 18
Ilustración 4. Estructura del sector energético a partir de la Reforma Constitucional 18
Ilustración 5. Actividades reguladas por la SENER y la CNH 19
Ilustración 6. Actividades reguladas por la SENER y la CRE 20
Ilustración 7. Autorizaciones y permisos para actividades relacionadas con hidrocarburos, petróleo y petrolíferos. 20
Ilustración 8. Distribución de los Fondos del FMPED 22
Ilustración 9. Algunas diferencias entre Empresas Paraestatales y Empresas Productivas del Estado 24
Ilustración 10. Pemex, subsidiarias y filiales 27
Ilustración 11. Proceso contractual 31
Ilustración 12. Liberalización del precio de las gasolinas y el diésel en México 38
Ilustración 13. Apertura del mercado de gas 41

Cuadros

Cuadro 1. Resultados de la Ronda Cero: reservas y recursos prospectivos otorgados 28
Cuadro 2. Primera aproximación a la Ronda uno: reservas y recursos prospectivos 31
Cuadro 3.Procesos Licitatorios de la Ronda Uno 32
Cuadro 4. Áreas Contractuales y Empresas Ganadoras en la Tercera Licitación de la Ronda Uno . 36

Resumen Ejecutivo

La Reforma Energética de 2013-2014 (en adelante Reforma) tuvo entre sus objetivos mantener para la nación la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo; modernizar a Petróleos Mexicanos (Pemex), su administración y el régimen fiscal del sector; diversificar riesgos y contar con un mayor abasto de combustibles de mejor calidad y precio a partir de la apertura del sector a la participación de la iniciativa privada.

Dicha apertura fue consecuencia de uno de los principales problemas que aqueja al sector de hidrocarburos del país y es que pese a haberse destinado montos crecientes de inversión, la plataforma productiva y las reservas de petróleo crudo no observaron una mejoría sustancial. Aunado a lo anterior, se encuentra una mayor dependencia interna de los petrolíferos del exterior.

La Reforma permitió la participación de empresas privadas en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en la petroquímica básica y refinación de petróleo. Esto es, las actividades de exploración y producción continúan siendo estratégicas y pueden realizarse a través de Empresas Productivas del Estado (EPEs) por medio de Asignaciones o a través de Contratos celebrados tanto con privados como con EPEs. En tanto que las actividades de transformación de hidrocarburos así como su logística dejaron de ser estratégicas y pueden realizarse tanto por EPEs como por privados.

Las Asignaciones de campos productivos fueron otorgadas a Pemex por medio del proceso conocido como Ronda Cero, en el cual Pemex eligió aquellos campos que se encontraba operativa y financieramente en posibilidades de operar, por lo que en el corto y mediano plazo se mantendrá como un actor importante en el sector.

En el caso de los contratos, estos pueden ser de Producción o Utilidad Compartida, de Licencia o de Servicios y son diseñados y regulados por distintos entes públicos a quienes la Reforma otorgó nuevas atribuciones. Entre ellos se encuentra la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la Comisión Reguladora de Energía, el Fondo Mexicano del Petróleo y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Los primeros contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos se han otorgado a diversas asociaciones entre empresas nacionales y extranjeras a través de la llamada Ronda Uno; la cual abarca hasta ahora cuatro procesos licitatorios. El primero, para exploración de campos productivos en aguas someras del Golfo de México; el segundo, para extracción en aguas someras en la misma zona, el tercero para extracción en campos terrestres y el cuarto para exploración en aguas profundas. Estas licitaciones se han llevado a cabo en un entorno internacional de menores precios

del crudo, lo que pudo haber reducido el apetito de los inversionistas por participar en proyectos productivos y por lo que las bases de participación en las licitaciones han tenido que flexibilizarse.

Además de los menores precios, se identificaron otros factores que podrían limitar el éxito de la Reforma, como los menores ingresos y recursos para la inversión en el sector; la fragilidad y viabilidad financiera de Pemex; la coordinación interinstitucional requerida para supervisar y regular eficientemente a los participantes, así como la carencia de cuadros técnicos y profesionales tanto para las actividades operativas como para las de regulación y supervisión, entre otras.

Introducción

El Congreso de la Unión aprobó la Reforma Constitucional en materia Energética en diciembre de 2013 y su legislación secundaria en agosto de 2014. Los principios rectores de dicha Reforma fueron: la reafirmación de la rectoría del Estado sobre la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo, la promoción de la competencia en el mercado; el fortalecimiento del marco regulatorio, la transformación de instituciones y empresas; así como la promoción de la transparencia, seguridad industrial, protección al medio ambiente y de energías limpias.

En materia de hidrocarburos, la Reforma buscaba elevar la eficiencia y productividad de las empresas públicas del sector y promover la inversión privada en la exploración y extracción de los mismos, con la intención de contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios. Para lograr lo anterior, se modificaron diversos ordenamientos legales que otorgaron nuevas atribuciones a los entes reguladores, cambió la forma en que operan las empresas públicas del sector y permitió la participación del sector privado en áreas anteriormente reservadas al Estado.

Con el propósito de ayudar a una mayor comprensión de las implicaciones económicas que los cambios legales realizados en la Reforma traen consigo, la Dirección General de Finanzas del Instituto Belisario Domínguez (IBD) elaboró el presente cuaderno de investigación, en el cual se analizan los cambios a la estructura del sector hidrocarburos.

El documento se divide en tres capítulos, en el primero se presenta la relevancia que tiene el sector de hidrocarburos del país en materia productiva, industrial y como pilar de los ingresos públicos federales. Se revisa también la estructura del sector previa a la Reforma y la problemática que motivó la implementación de la misma.

En el segundo capítulo se describen los principales objetivos que la Reforma se planteó en materia de hidrocarburos, la nueva estructura, figuras legales, atribuciones de los participantes del sector, así como la forma en que en las empresas públicas y privadas participarán tanto en las actividades de exploración y extracción como en la transformación industrial de los hidrocarburos.

En el tercer capítulo se describen los avances en la implementación de la Reforma conforme a los plazos establecidos en la legislación, en específico, se retoman los avances en las rondas de licitación y en los procesos de apertura de los mercados de combustibles, así como en lo que se refiere a contenidos mínimos nacionales de proveeduría en el sector. La cuarta sección concluye.

Este cuaderno de investigación forma parte de un conjunto de trabajos elaborados por la Dirección General de Finanzas del IBD que proporcionan a los C. Legisladores, y al público en general, información relevante para la mejor comprensión de la nueva estructura del sector de hidrocarburos, de su nuevo régimen fiscal y de la forma en que se administrarán los recursos provenientes de la venta de hidrocarburos. Dichos trabajos pueden ser consultados en la página de Internet del IBD.

1. Estructura institucional del sector y motivación de la Reforma

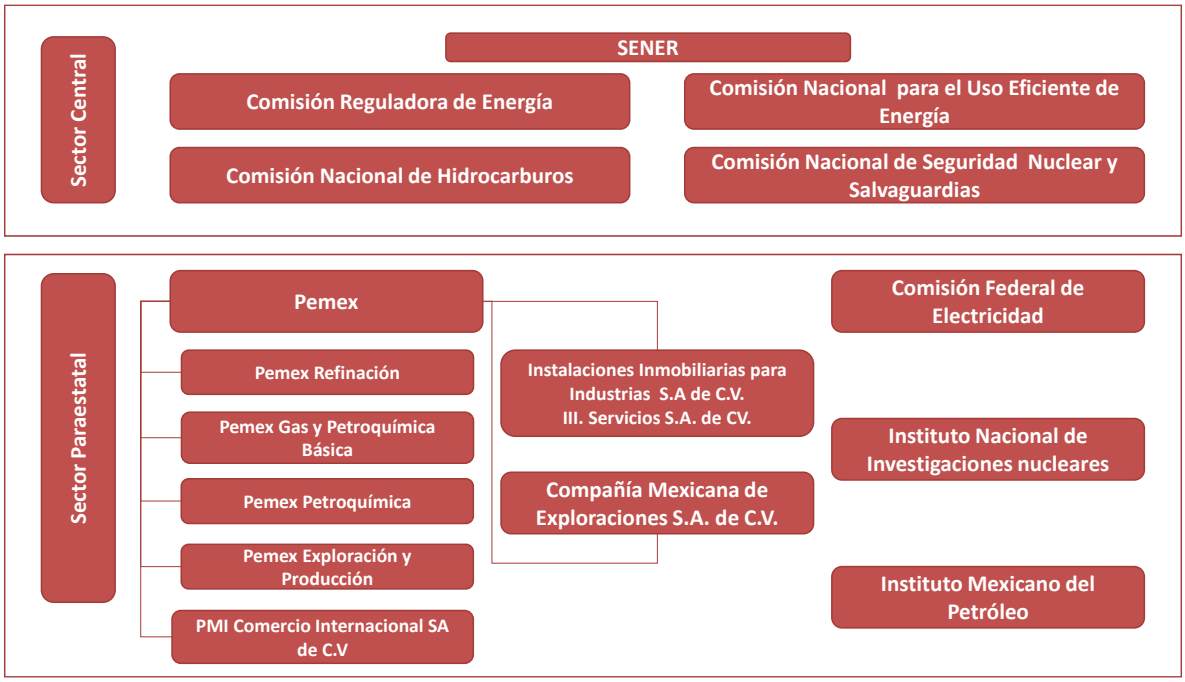
En el presente apartado se analiza la estructura del sector energético previa a la Reforma. Se revisa cuál ha sido la relevancia del sector hidrocarburos en la economía nacional durante los últimos años, así como su aporte a las finanzas públicas y al comercio exterior del país. Posteriormente se señalan los principales problemas que enfrenta el sector y que motivaron la propuesta de Reforma.

1.1 Estructura del sector hasta antes de la Reforma

Hasta antes de la Reforma, el sector energético se subdividía en dos sectores: el Central y el Paraestatal. El primero tenía como cabeza a la Secretaría de Energía (SENER) y a cuatro comisiones que la apoyaban en la regulación de los participantes (Pemex y CFE, esencialmente), estas comisiones son: la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía y la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias.

En tanto, el sector paraestatal lo componían las dos grandes empresas encargadas de la producción de petróleo, gas y sus derivados; y de la generación y distribución de electricidad, esto es, Pemex y sus organismos subsidiarios y filiales y Comisión Federal de Electricidad (CFE). Además de estas empresas, existían otras que junto con una serie de institutos de investigación conformaban la estructura principal del sector energético del país (ver Ilustración 1).

Ilustración 1. Estructura anterior del sector energético



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER (http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2627, y Pemex http://www.pemex.com/organismos/Paginas/instalaciones_inmobiliarias.aspx.

La SENER era la encargada de establecer y conducir la política energética; de llevar a cabo la planeación energética y de fijar las directrices económicas y sociales en materia del sector; además de programar la exploración, extracción y transformación de los hidrocarburos y otorgar y revocar asignaciones con base en los lineamientos de la política energética.

La CNH como órgano desconcentrado de la SENER, se encargaba de regular y supervisar la exploración, extracción y transporte de hidrocarburos; además de aportar elementos técnicos para el diseño de la política de los mismos.

Por su parte, la CRE, también como órgano desconcentrado de la SENER, era la encargada de promover el desarrollo de las ventas de primera mano, el transporte y la distribución de gas y de petroquímicos básicos por medio de ductos; así como de elaborar metodologías para la determinación de precios.

En tanto que Pemex y sus organismos subsidiarios se mantenían como las empresas paraestatales a través de los cuales el Estado realizaba, de forma exclusiva, las actividades estratégicas de exploración y extracción de petróleo, refinación y elaboración de petroquímicos básicos.

El sector de hidrocarburos había sido reformado en 2008 mediante cambios que buscaban, entre otras cosas, reafirmar el papel del Estado en la planeación, conducción, coordinación, orientación, regulación y fomento a la actividad económica, así como el desarrollo de las áreas estratégicas y la conservación de la propiedad y control de éstas. También se definieron y ubicaron yacimientos transfronterizos, se estableció que las asignaciones para la exploración y extracción serían otorgadas exclusivamente a Pemex, se prohibió ceder la propiedad de los hidrocarburos y la celebración de contratos de Producción o Utilidad Compartida y se eliminó la posibilidad de someterse a jurisdicciones extranjeras en las controversias por contratos.[1]

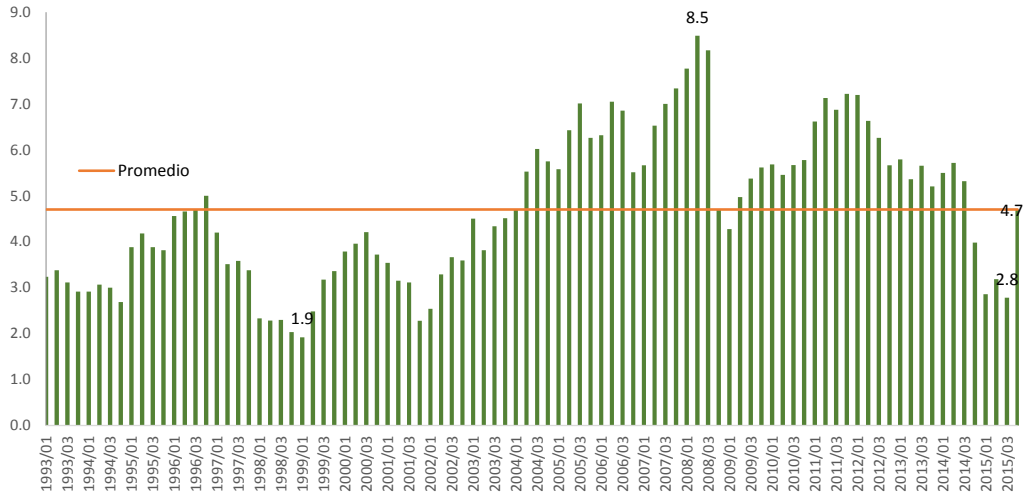
1.2 Relevancia del sector

El sector de hidrocarburos, en especial la extracción de petróleo y gas, constituyen actividades productivas con un gran impacto en la industrialización, generación de divisas y son un pilar de los ingresos públicos. De acuerdo con datos de Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI, 2014), el sector energético es uno de los actores más importantes en la producción total de bienes y servicios en el país. Tan solo en 2012, el sector energético participó con 9.8% del valor agregado bruto de la producción y con 28% del correspondiente al sector industrial.

[1] Reforma Publicada en el DOF el 28 de noviembre de 2008.

De 1993 a 2015, el valor de la extracción de petróleo y gas natural representó, en promedio, 4.7% del Producto Interno Bruto (PIB). No obstante, a consecuencia de la volatilidad en el precio del petróleo crudo, dicho porcentaje observa una gran variabilidad, pues oscila entre 1.9% del primer trimestre de 1999 al 8.5% en el segundo trimestre de 2008.

Gráfica 1. Valor de la extracción de petróleo y gas, 1993-2015
(Porcentaje del PIB)

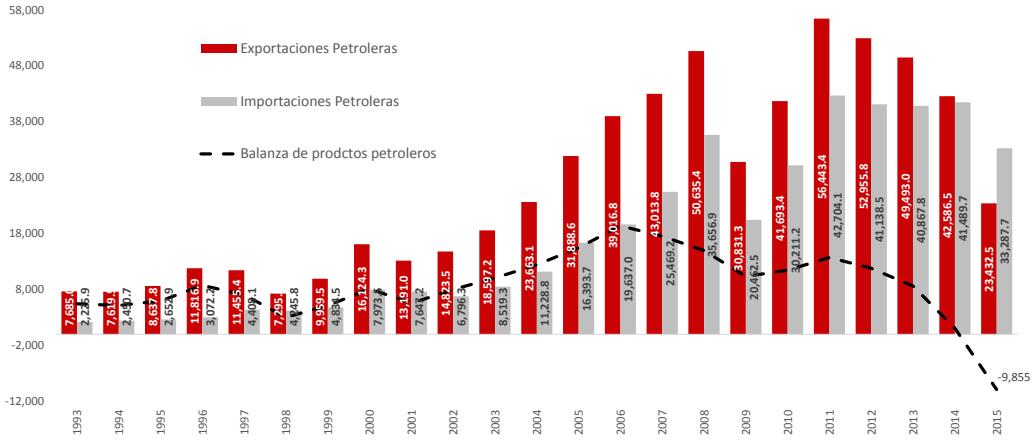


Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI.

En lo que se refiere al comercio exterior del país, de 1993 a 2014 las exportaciones petroleras representaron, en promedio, 12.3% del total de exportaciones. Mientras que en el caso de las importaciones éstas representaron 6.7% del total en el mismo período.

El saldo superavitario de la balanza petrolera se perdió en 2015, ese año el déficit se ubicó en 9 mil 855 millones de dólares.

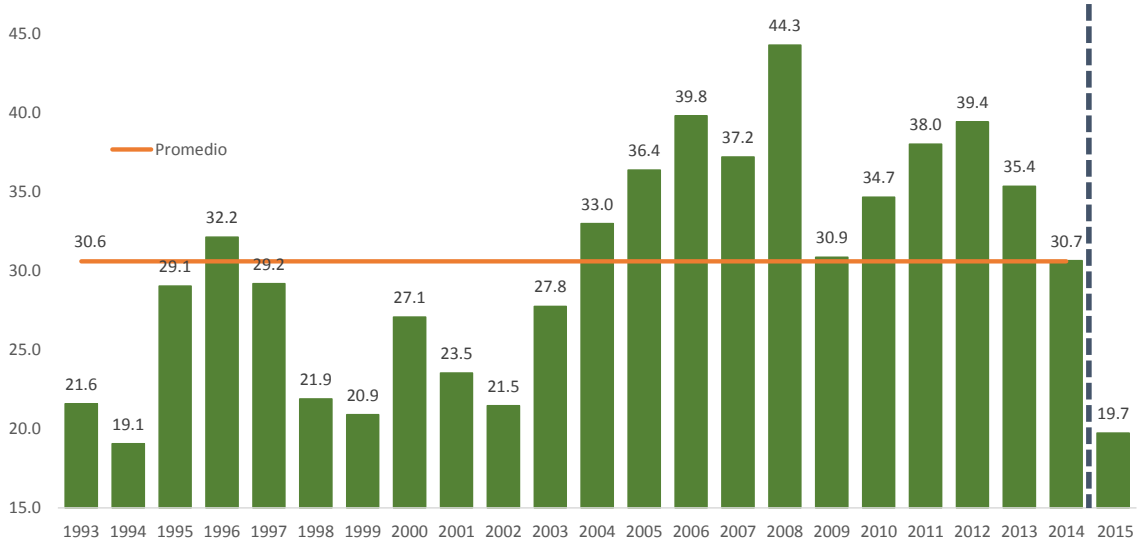
Gráfica 2. Exportaciones e importaciones petroleras
(Millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia con datos de Banxico.

En cuanto a su importancia para las finanzas públicas, de acuerdo con datos de la SHCP, de 1993 a 2014 los ingresos petroleros representaron, en promedio, 30.6% de los ingresos presupuestarios totales del sector público. En tanto, en 2015 dicha participación fue de 19.7%. Lo anterior da cuenta de la todavía alta dependencia que tienen la economía y los ingresos fiscales de la extracción y exportación de petróleo.

Gráfica 3. Ingresos petroleros como proporción de los ingresos presupuestarios del sector público, 2000-2015



Fuente: Elaboración propia con datos de SHCP.

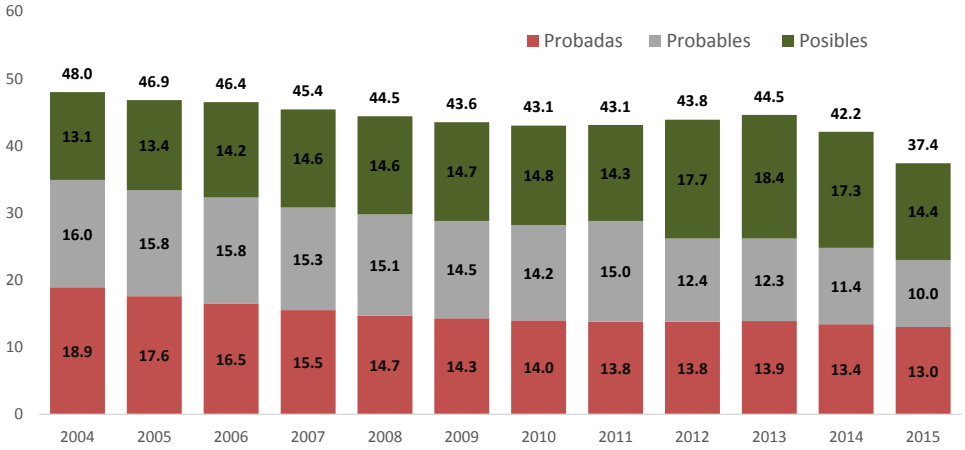
1.3 Problemática del sector de hidrocarburos

Pese a la importancia del sector hidrocarburos en la economía nacional, éste enfrenta una serie de problemas que dieron origen a la propuesta de Reforma; entre éstos sobresale la continua caída en las reservas totales de petróleo crudo, una menor producción de hidrocarburos y petrolíferos, así como pérdidas netas en los estados contables de Pemex.

En lo que se refiere a reservas, de 2004 a 2015, las reservas probadas pasaron de 18.9 miles de millones de barriles a 13.0 miles de millones de barriles (mmb).[2] Las probables pasaron de 16.0 a 10.0 mmb y las Posibles de 13.1 mmb a 14.4 mmb; y las reservas totales se redujeron, al pasar de 48.0 mmb a 37.4 mmb, esto es, 22.1%.

[2] Las reservas son los hidrocarburos que se prevén recuperables comercialmente; son categorizadas de acuerdo con su nivel de certidumbre asociado y se sub clasifican en: 1) Reservas Probadas (1P), con una probabilidad de extracción de al menos 90%. 2) Reservas 2P, que se integran por la suma de las Reservas Probadas y las Reservas Probables. Las Reservas Probables tienen una probabilidad de extracción de al menos 50%. 3) Reservas 3P, que se componen por la suma de las Reservas Probadas, Reservas Probables y Reservas Posibles. Las Reservas Posibles son aquellas que tienen una probabilidad de extracción de al menos 10%.

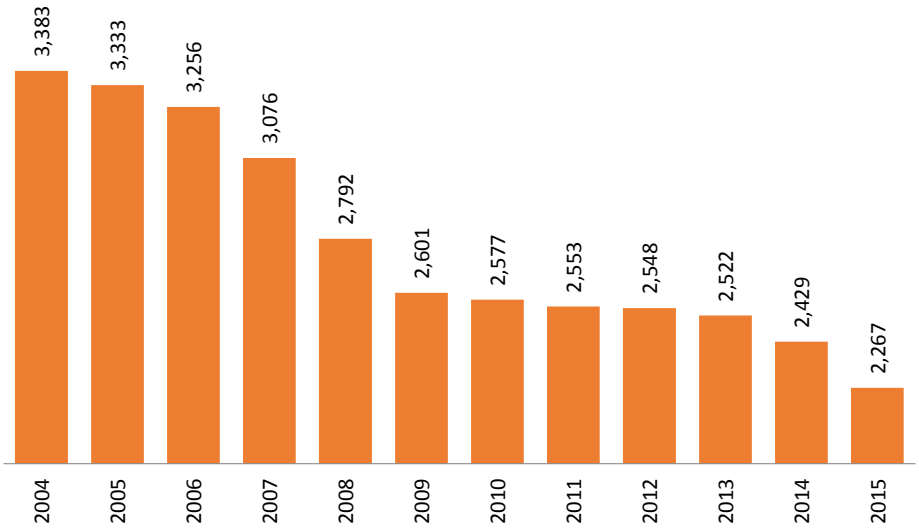
Gráfica 4. Reservas totales de petróleo crudo 2004-2015
(Miles de millones de barriles)



Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex.

En cuanto a la producción de petróleo crudo, ésta alcanzó su máximo en 2004 cuando se produjeron 3.38 millones de barriles diarios (mbd), a partir de ese año la producción ha caído a una tasa promedio anual de 2.2% hasta llegar a 2.27 millones de barriles diarios en 2015.

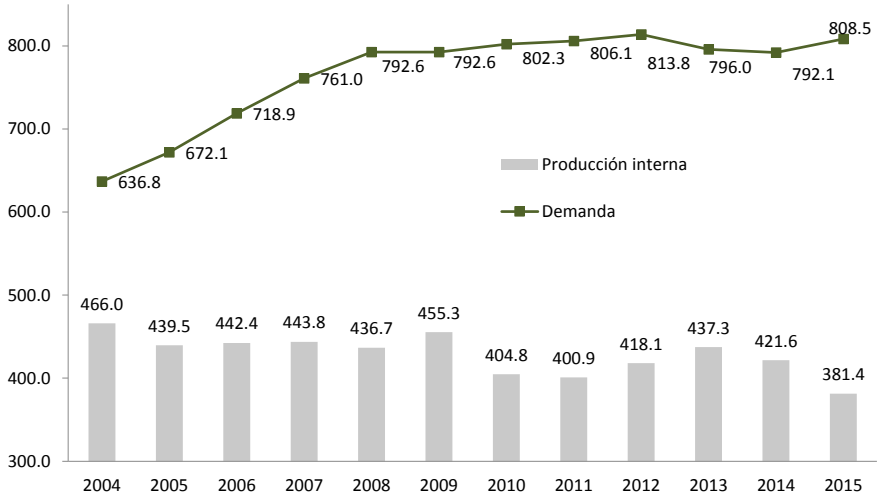
Gráfica 5. Producción de petróleo crudo en México, 2000-2015
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex.

En contraste, las importaciones de gasolinas, diésel y petroquímicos se han elevado constantemente durante los últimos años. En 2004, la producción interna de gasolinas cubría el 73.2% de la demanda interna, mientras que para 2014 la producción interna satisfizo el 53.2% de la de demanda nacional por dicho combustible.

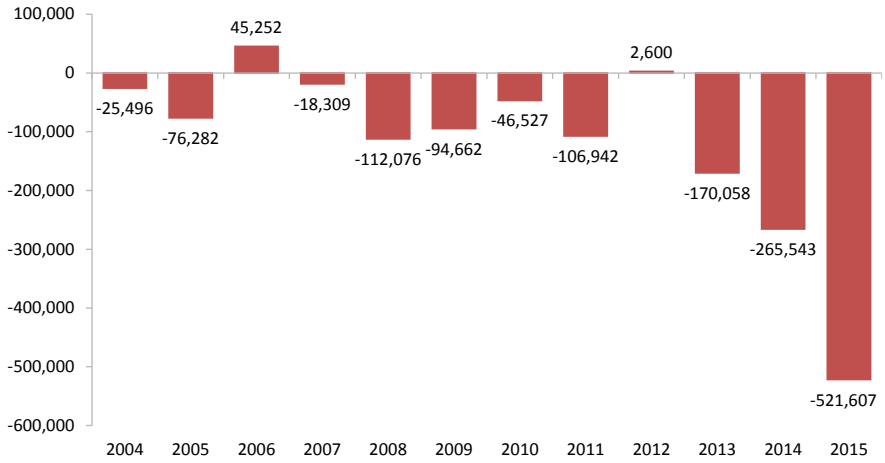
Gráfica 6. Producción y demanda de gasolina
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER y PEMEX.

Por otro lado, la situación financiera de la paraestatal ha mostrado signos de debilidad. Al cierre de 2014, Pemex reportó pérdidas que se ubicaron en poco más de 265 mil millones de pesos; y en 2015 superaron los 521 mil millones de pesos.

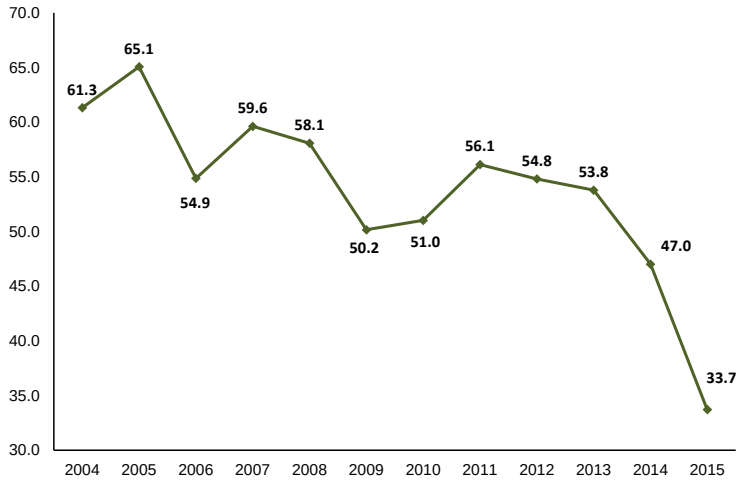
Gráfica 7. Pemex, rendimiento neto, 2005-2014
(Millones de pesos)



Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex.

Entre las principales causas de los resultados negativos de la empresa era la carga fiscal, que en 2014 representó el 47.0% de las ventas totales. De 2005 a 2014, en promedio, dicho porcentaje se ubicó en 55.1%.

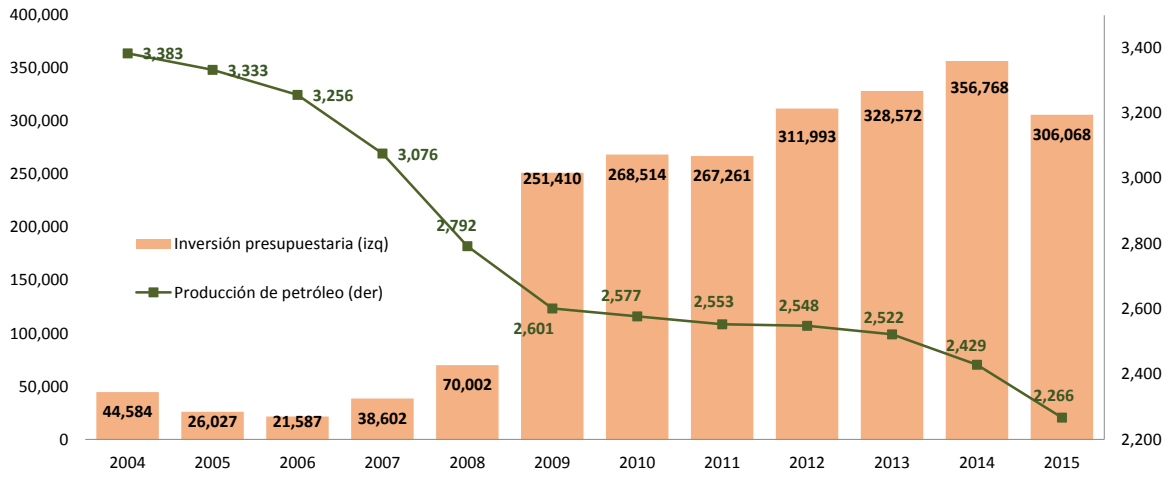
Gráfica 8. Pemex, impuestos, derechos y aprovechamientos como proporción de las ventas totales, 2005-2014



Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex.

Sobresale que la producción de petróleo ha mostrado una tendencia decreciente desde 2004 pese al continuo incremento en el presupuesto de inversión. De 2008 a 2014, los recursos destinados a la inversión en capital en la industria petrolera del país pasaron de 201.7 miles de millones de pesos (mmp) a 356.8 mmp (lo que representa un aumento nominal de 76.8%); sin embargo, la producción se contrajo 13.0%, al pasar de 2.8 mmbd a 2.4 mmbd.

Gráfica 9. Inversión en capital en el sector hidrocarburos y producción de crudo
(Millones de pesos y miles de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER y SHCP.

A esta problemática (menores reservas y producción) se añaden otros elementos adversos identificados por el Gobierno Federal y presentados en su Iniciativa de Reforma Energética, entre los que sobresalen: la inconveniencia de que Pemex continuara asumiendo la totalidad de los riesgos

inherentes a las actividades de exploración y extracción; la necesidad de utilizar técnicas y capital físico y humano no disponibles en el país y la insuficiente producción de refinados, gas, petroquímicos e infraestructura de transporte.[3]

En su diagnóstico, el Gobierno Federal también argumentaba que el país contaba con reservas probadas para tan solo 10 años de producción (ubicadas principalmente en aguas someras del Golfo de México); y que los recursos prospectivos se encontraban, en su mayoría, en yacimientos de gran complejidad y profundidad que demandaban capacidades de ejecución e inversión que sólo se podrían alcanzar con la participación de diversas empresas del sector. Adicionalmente, señalaba que en 2012 la infraestructura de gasoductos resultaba insuficiente para el desarrollo del país y que gran parte de los petrolíferos se transportaba de manera poco eficiente utilizando carro-tanques y auto-tanques, que eran entre 6 y 13.5 veces más costosos que los ductos.

La problemática anterior aunada a la alta dependencia de los ingresos fiscales hacia la producción de petróleo, llevaron al Gobierno Federal y a los principales partidos representados en el Congreso a promover distintas iniciativas de Reforma Energética. En el siguiente capítulo se presenta una descripción general de la Reforma aprobada y de las modificaciones legales más relevantes.

[3] Ver Dictamen de las Comisiones Unidas de Hacienda y Crédito Público y de Energía, con proyecto de Decreto por el que se expide la Ley Ingresos sobre Hidrocarburos; se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, y de la Ley de Coordinación Fiscal; y se expide la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Gaceta Parlamentaria número 4077-E, Palacio Legislativo de San Lázaro, Lunes 28 de julio de 2014.

2. Descripción general de la Reforma en el Sector Hidrocarburos

En el presente capítulo se hace un análisis general de la Reforma Energética en materia de hidrocarburos. Se describen las principales modificaciones a la Constitución, se expone la nueva división entre actividades estratégicas y no estratégicas del sector, así como las modalidades en que las empresas públicas y privadas participarán en dichas actividades; se revisan también las atribuciones y facultades que se otorgan a los órganos reguladores y a Pemex; el papel de los entes reguladores en el proceso de licitaciones y finalmente, se analizan las primeras rondas de licitación y adjudicación de bloques o áreas petroleras (Ronda Cero y Ronda Uno).

2.1 La Reforma

El Congreso aprobó la Reforma Constitucional en materia Energética en diciembre de 2013 y posteriormente, su legislación secundaria en agosto de 2014. Los principios rectores de la Reforma fueron: reafirmar la rectoría del estado en la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo; promover la competencia en el mercado, permitiendo la participación del sector privado a lo largo de toda la cadena de valor de las actividades productivas; fortalecer el marco regulatorio, la transformación de instituciones y empresas; y promover la transparencia, seguridad industrial, protección al medio ambiente y las energías limpias.

2.1.1 Objetivos

Entre los principales objetivos que se planteaba la Reforma se encuentran los siguientes[4]:

- Mantener la propiedad de la nación sobre los hidrocarburos en el subsuelo.
- Modernizar a Pemex manteniendo el 100% de su propiedad.
- Atraer mayor inversión al sector.
- Reducir la exposición del país a los riesgos financieros, geológicos y ambientales de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.
- Fortalecer la administración de los ingresos petroleros e impulsar el ahorro de largo plazo.
- Contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios, con estándares internacionales de eficiencia, calidad, confiabilidad, transparencia y rendición de cuentas.
- Combatir la corrupción en el Sector Energético.
- Impulsar el desarrollo con responsabilidad social y proteger al medio ambiente.

[4] Ver explicación ampliada de la reforma energética, http://reformas.gob.mx/wp-content/uploads/2014/04/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf

2.1.2 Beneficios Esperados

En los planteamientos iniciales de la Reforma se argumentaba que tras la aprobación de la misma podrían eventualmente alcanzarse los siguientes beneficios:

- Reducción en el precio del gas y las tarifas eléctricas.
- Tasas de restitución de reservas probadas de petróleo y gas superiores a100%.
- Incrementar la producción de petróleo a 3 millones en 2018 y a 3.5 millones en 2025.
- Aumentar la producción de gas natural de 5.7 mil millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) a 8 mmpcd en 2018 y a 10.4 mmpcd en 2025.
- Un mayor crecimiento económico, con tasas que superarían 5% a partir de 2021.
- Creación de medio millón de empleos adicionales este sexenio y 2.5 millones hacia 2025.
- Sustituir centrales eléctricas convencionales con tecnologías limpias que utilicen gas natural.
- Un abasto suficiente de gasolinas, gas metano y gas licuado de petróleo, a precios competitivos.
- Recursos fiscales adicionales.

2.2 Principales Cambios Legales

Tras la Reforma, la Nación conserva la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo; no obstante, puede llevar a cabo las actividades de exploración y extracción mediante asignaciones otorgadas a Empresas Productivas del Estado (EPEs) o a través de contratos, ya sea con EPEs o con particulares nacionales o extranjeros. El 20 de diciembre de 2013 entraron en vigor distintas reformas a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución que reestructuran el sector de hidrocarburos del país.

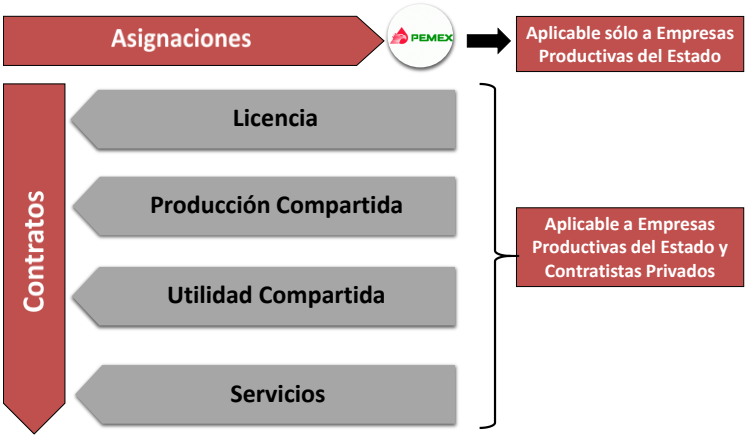
La transformación de los hidrocarburos, la logística y las demás actividades de la cadena de valor industrial dejan de considerarse como actividades estratégicas y pueden llevarse a cabo por particulares a través del otorgamiento de permisos por parte de las autoridades correspondientes, las principales modificaciones se muestran en el siguiente cuadro.

Ilustración 2. Actividades del sector hidrocarburos

Fuente: Elaboración propia con información del Sener (2014).

En los artículos transitorios de la reforma Constitucional, se sentaron las bases para la configuración del nuevo régimen fiscal del sector, así como de los nuevos participantes privados y reguladores. Se constituyeron las modalidades de participación de los particulares a través de distintos tipos de contratos: de Licencia, de Producción Compartida, de Utilidad Compartida y de Servicios.

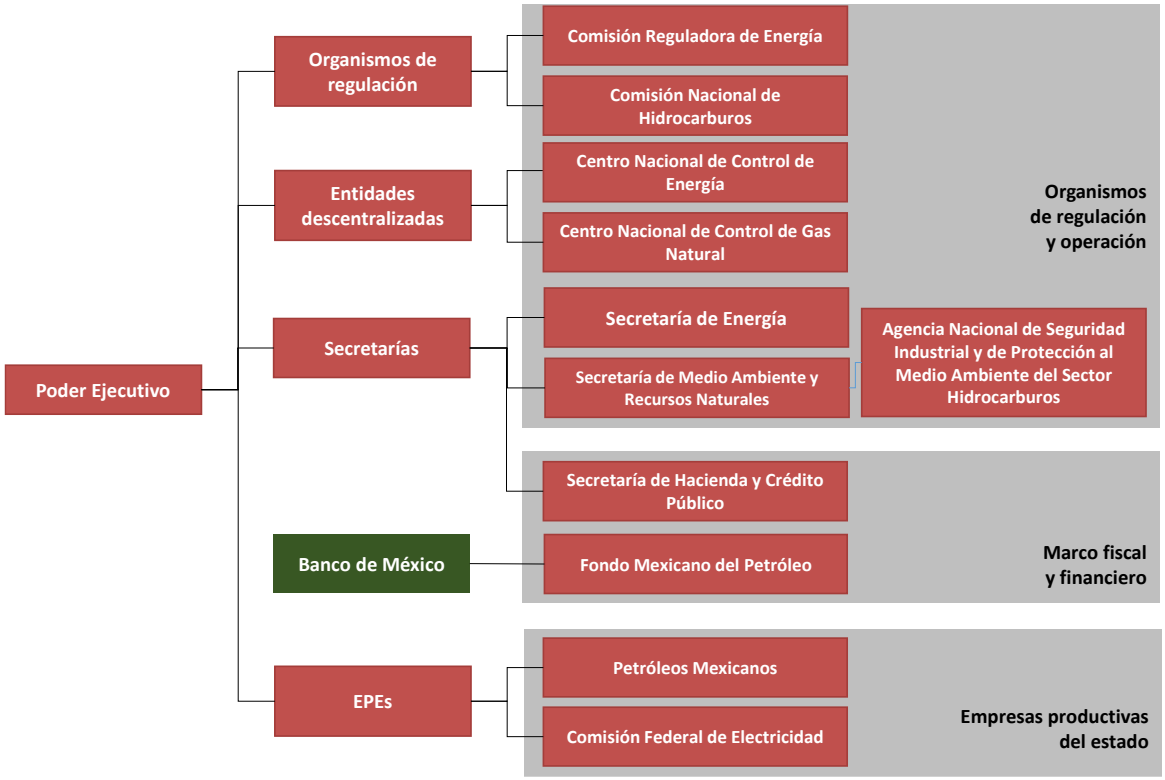
Ilustración 3. Asignaciones y contratos



Fuente: Elaboración propia con información de la Reforma Constitucional.

En materia de entes reguladores y participantes, el sector de hidrocarburos queda conformado de la siguiente forma:

Ilustración 4. Estructura del sector energético a partir de la Reforma Constitucional



Fuente: Elaboración propia con información de Bentek Energy, PLATTS (2015)

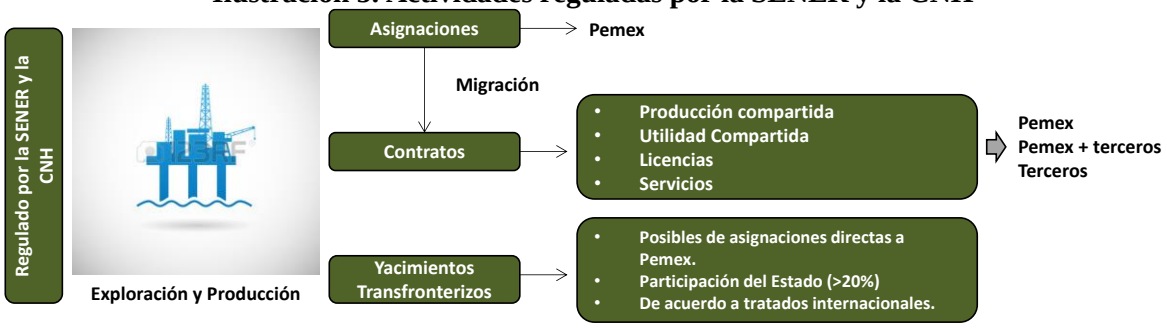
SENER

- La Secretaría de Energía (SENER) se mantiene como cabeza del sector con las facultades de definir la política energética, adjudicar asignaciones a Pemex, seleccionar las áreas que pueden ser objeto de contratos de exploración y extracción; y de la aprobación y publicación de un plan quinquenal de licitaciones, de sus bases, criterios de precalificación y mecanismos de adjudicación. También será la encargada del otorgamiento de permisos para el tratamiento y refinación del petróleo y el procesamiento de gas natural.

CNH y CRE

- La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) son los órganos reguladores coordinados en materia de energía, con personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión; además, podrán disponer de los ingresos derivados de las contribuciones y aprovechamientos que la ley establezca por sus servicios en la emisión y administración de los permisos, autorizaciones, asignaciones y contratos, así como por los servicios relacionados con el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.
- La CNH debe supervisar los planes de extracción que maximicen la productividad del campo en el tiempo y emitir regulación en materia de exploración y extracción; recopilar información geológica y operativa; autorizar servicios de reconocimiento y exploración superficial; realizar las licitaciones, asignar ganadores y suscribir los contratos para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos; administrar técnicamente las asignaciones y contratos y prestar asesoría técnica a la SHCP.

Ilustración 5. Actividades reguladas por la SENER y la CNH



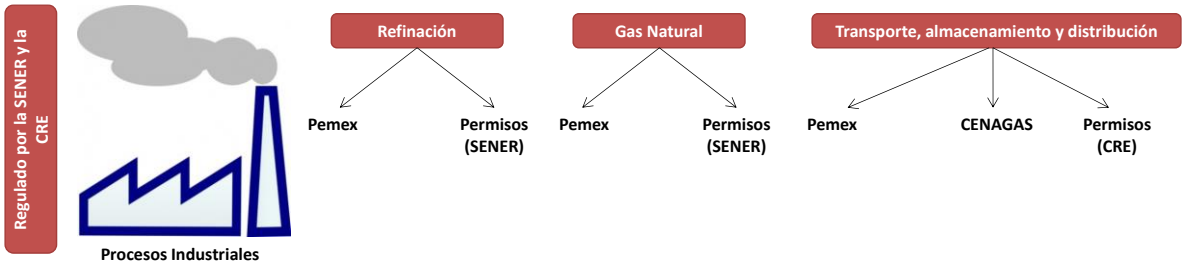
Fuente: Elaboración propia con información de Pemex (2014).

De esta forma las actividades estratégicas llevadas a cabo tanto por las EPEs como por el sector privado a través de los distintos tipos de contratos quedan reguladas por la SENER y la CNH.[5]

[5] Como se revisará más adelante, en el caso de los yacimientos transfronterizos se pueden otorgar asignaciones directamente a Pemex, o bien, puede hacerse a través de una asociación con privados, siempre y cuando el Estado Mexicano participe en la menos el 20% de la propiedad del proyecto y se lleve a cabo a través de los tratados internacionales que al respecto existan.

- La CRE podrá regular y otorgar permisos para el almacenamiento, el transporte y la distribución por ductos de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos; regular el acceso de terceros a los ductos de transporte y al almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados, las ventas de primera mano de dichos productos. Además, establecerá las disposiciones a que deben sujetarse los permisionarios y usuarios de dichos productos con el objeto de promover el desarrollo de mercados competitivos.

Ilustración 6. Actividades reguladas por la SENER y la CRE

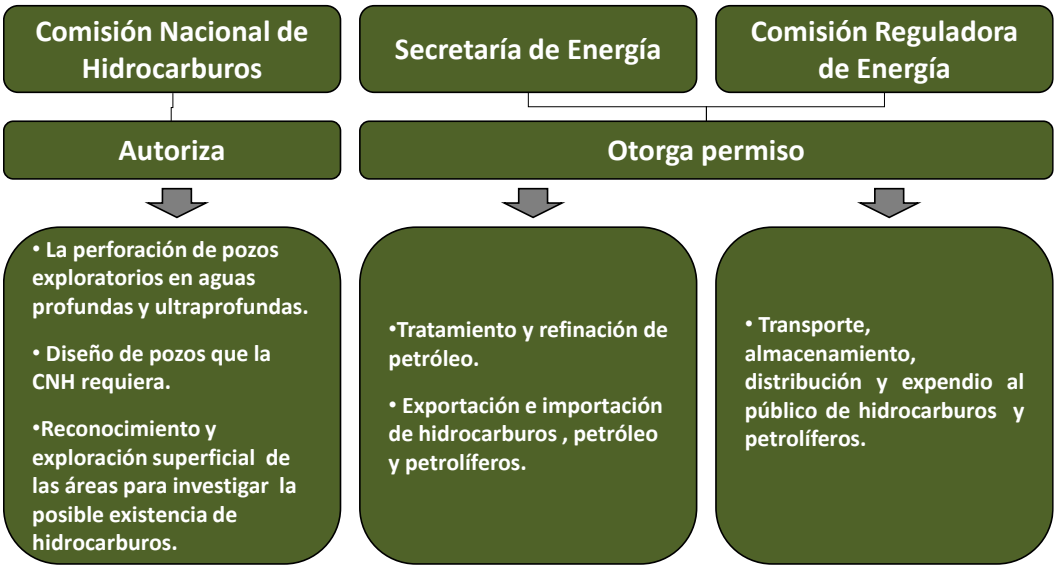


Fuente: Elaboración propia con información de Pemex (2014).

Otras actividades que requieren de permiso son las siguientes:

- Tratamiento y refinación de petróleo, procesamiento de gas natural, y la exportación e importación de hidrocarburos, y petrolíferos, esos permisos serán expedidos por la SENER.

Ilustración 7. Autorizaciones y permisos para actividades relacionadas con hidrocarburos, petróleo y petrolíferos.



Fuente: Elaboración propia con información de SENER (2014).

En lo que se refiere a las migraciones, Pemex puede migrar sus Asignaciones a Contratos asociándose con empresas privadas con el objeto de acelerar el desarrollo de los campos de producción, acceder a mejores prácticas y tecnología, liberar capacidad operativa y tener acceso a diversas fuentes de capital (dicha migración debe hacerse a través de un proceso de licitación).

Cenagas

- El Centro Nacional de Control de Gas Natural (Cenagas) es el encargado de administrar, coordinar y gestionar la red de ductos y almacenamiento de gas natural y de mejorar la administración y operación del Sistema Nacional de Gasoductos. Además, tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en ese sistema y la continuidad del suministro en territorio nacional.

SHCP

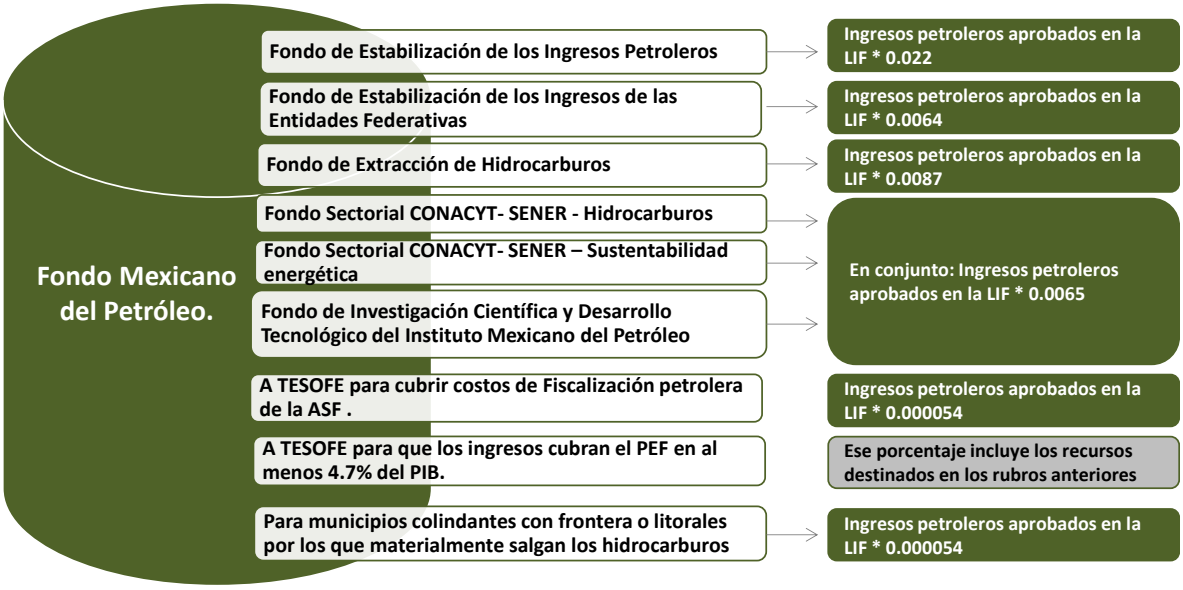
- La SHCP está facultada para, entre otras cosas, establecer las condiciones económicas de las licitaciones y de los contratos relativos a los términos fiscales que permitan a la Nación obtener en el tiempo ingresos que contribuyan a su desarrollo de largo plazo. Además, debe determinar las bases y reglas sobre el registro de costos, gastos e inversiones de los contratos; determinar las bases y reglas sobre la procura de bienes y servicios; verificar el cálculo de las contraprestaciones y notificar al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED) sobre posibles irregularidades en el pago de las mismas; entre otras establecidas en la Ley de Hidrocarburos y en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED)

- La Reforma crea el FMPED como mecanismo de ahorro de largo plazo y encargado de captar los ingresos que reciba el Estado (sin incluir los impuestos) por los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos. Asimismo estará a cargo de realizar los pagos establecidos en las asignaciones y contratos, así como las transferencias a los Fondos de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios (FEIEP), al Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas (FEIEF) al Fondo de Extracción de Hidrocarburos (FEXHI) y a los tres Fondos Sectoriales: CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos, CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética y al de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo y para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría Superior de la Federación a la Tesorería de la Federación (TESOFE).
- El FMPED es un fideicomiso público del Estado constituido por la SHCP (como fideicomitente) en el Banco de México (como fiduciario), no se considera entidad paraestatal y la SHCP no puede disminuir el patrimonio del Fondo.
- El FMPED debe transferir a la TESOFE ingresos petroleros al Gobierno Federal por 4.7% del PIB anualmente (considerando las transferencias a los fondos mencionados e incluyendo las correspondientes a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos, así como el ISR petrolero). Bajo ciertas

circunstancias, podrá destinar recursos al ahorro de largo plazo, incluyendo la inversión en activos financieros buscando el máximo retorno de dichas inversiones, diversificando el riesgo.

Ilustración 8. Distribución de los Fondos del FMPED



Fuente: Elaboración propia con información de la Ley del FMPED

- Cuando las inversiones en ahorro público de largo plazo (Reserva) sean iguales o mayores al 3% del PIB del año anterior, el Comité Técnico del FMPED podrá destinar los recursos adicionales para lo siguiente:
  a) Hasta 10% al Fondo para el Sistema de Pensión Universal.
  b) Hasta 10% para financiar proyectos de inversión en ciencia, tecnología e innovación, y en energías renovables;
  c) Hasta 30% en fondear un vehículo de inversión especializado en proyectos petroleros, sectorizado en la SENER y, en su caso, en inversiones en infraestructura para el desarrollo nacional, y
  d) Hasta 10% en becas para la formación de capital humano en universidades y posgrados; en proyectos de mejora a la conectividad; así como para el desarrollo regional de la industria.
  e) Al menos el 40% deberá permanecer como parte del patrimonio de la Reserva del FMPED
- Una vez que la Reserva del FMPED alcance el 10% del PIB del año previo, los rendimientos financieros reales anuales de los recursos del FMPED serán transferidos a la TESOFE. [6]

[6] Para conocer con mayor detalle la operación del FMPED así como un comparativo entre sus funciones con las de otros fondos soberanos de riqueza a nivel mundial ver: Del Río, J., Rosales, M. y Pérez, N. "Más vale tarde que nunca ¿Qué es, cómo funciona y cuál es el potencial del Fondo Mexicano del Petróleo para la estabilización y el desarrollo?" y "México puede aprovechar las lecciones que ofrece la experiencia internacional en el diseño y administración de fondos petroleros". En Pluralidad y Consenso, núm. 24, año 5, México, 2015. Disponible en: http://www.senado.gob.mx/ibd/content/publicaciones/revista24/revista24.pdf

Transparencia, medio ambiente, uso de suelo y contenido nacional

En lo referente a transparencia y combate a la corrupción, se establece la necesidad de crear mecanismos para prevenir, investigar, identificar y sancionar a quienes realicen actos o conductas ilícitas. En ello, participan la SHCP, la SENER y la CNH, quienes publicarán periódicamente información acerca del número de contratos vigentes, autorizaciones, bases y términos de los contratos, volumen de hidrocarburos producidos, contraprestaciones pagadas y montos de inversión reportados por los contratistas, entre otros indicadores.

En materia de medio ambiente, se creó la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) como órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), encargada de establecer estándares de seguridad industrial que minimicen los accidentes en las instalaciones industriales y al medio ambiente.

Por otro lado, se estableció que las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos prevalecerán sobre cualquier otra actividad en la superficie, incluyendo la minería. Debido al interés social y de orden público de estas actividades, se incorporaron mecanismos para definir las contraprestaciones que se deberán cubrir por la ocupación o afectación superficial, e incluso, las indemnizaciones respectivas. En lo que se refiere a las concesiones mineras, se les brinda la oportunidad de obtener contratos con la CNH (sin necesidad de licitación) para la extracción de gas en las minas de carbón.

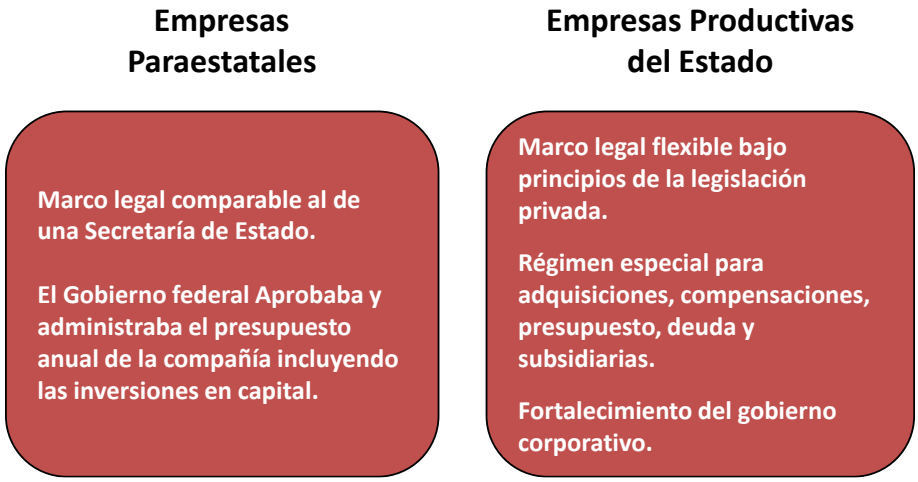
Se contempló además la inclusión de un porcentaje mínimo de contenido nacional (35% a alcanzar en 2025) para el desarrollo de proveedores y cadenas productivas.

2.3 Empresas Productivas del Estado

La Reforma implicó un cambio de fondo en el marco jurídico bajo el cual se encontraban Pemex y CFE; pues se les dotó de mayor flexibilidad para operar e incorporar estándares internacionales en materia de transparencia y rendición de cuentas.[7] Estas empresas dejan de considerarse paraestatales y adoptan la figura de EPEs, algunas de las características de estas empresas de describen a continuación.

[7] Ver Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía". 20 de diciembre de 2013; y Diario Oficial de la federación, "Decreto por el que expiden la Ley de Petróleos Mexicanos y la Ley de la Comisión federal de Electricidad, y se reforman y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas. Gaceta Parlamentara, lunes 11 de Agosto de 2014.

Ilustración 9. Algunas diferencias entre Empresas Paraestatales y Empresas Productivas del Estado



Fuente: Elaboración propia con información de Pemex (2014)

2.3.1 Características de las EPEs

- El objeto de las EPEs es la creación de valor económico e incrementar los ingresos de la Nación.
- Cuentan con autonomía presupuestal y estar sujetas sólo al balance financiero y al techo de servicios personales que, a propuesta de la SHCP, apruebe el Congreso.
- Su régimen de remuneraciones y contrataciones es distinto al de los servidores públicos.
- Cuentan con un régimen especial en materia de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras públicas, presupuesto, deuda pública, responsabilidades administrativas para competir con eficacia en la industria o actividad de que se trate.
- Su organización, administración y estructura corporativa deben ser acordes a las mejores prácticas a nivel internacional.
- En el manejo de su deuda, podrán realizar negociaciones sin autorización de la SHCP, así como contratar los financiamientos externos e internos que requieran (únicamente deberán coordinarse con la SHCP para la calendarización de sus financiamientos, cuidando de no elevar el costo de financiamiento del sector público o reducir las fuentes de financiamiento del mismo).

Recuadro 1. Propiedad, Gobierno Corporativo, Marco Jurídico y Vigilancia de las EPEs

Funciones del Gobierno como Propietario de EPEs

- Definir el objeto y las actividades de cada una de las empresas.
- Determinar las reglas de organización.
- Nombrar y remover a los miembros del Consejo de Administración y fijar sus remuneraciones.
- Designar al auditor externo de las empresas.
- Definir el dividendo que las empresas deben entregar, con base en sus resultados financieros.
- Evaluar el desempeño de las empresas y de sus respectivos Consejos de Administración.
- Contar periódicamente con informes sobre la marcha de las empresas.

Gobierno Corporativo de las EPEs

- Los Consejos de Administración son los órganos máximos de administración, responsables de la dirección estratégica y la planeación integral, que cuenten con las herramientas necesarias para evaluar y monitorear la marcha de las empresas y tomar decisiones para que cumplan su objeto, sin injerencias externas o de partes interesadas.
- Se incorporan requisitos estrictos para ocupar el cargo de consejero; se redujo la participación del Gobierno Federal y se elevó la de los consejeros independientes en el Consejo de Administración.

Marco Jurídico

- Se flexibilizó el marco jurídico de las EPEs y se promovió su autorregulación. Por ello, a las EPEs, siendo de origen público, les será aplicable el derecho privado.
- En primer término, Pemex y CFE estarán sujetas a lo dispuesto en sus respectivas leyes, reglamentos y disposiciones. En segundo término, se sujetarán al derecho civil y mercantil.
- Además, no les será aplicable la Ley Federal de las Entidades Paraestatales ni su reglamento, ni la legislación sobre contrataciones públicas.

Vigilancia y Auditoría

- El Consejo de Administración tiene la función de vigilancia y evaluación del desempeño, por lo que conduce y supervisa las labores de auditoría interna.
- La vigilancia y auditoría están bajo el mando del Consejo de Administración a través de su Comité de Auditoría, compuesto únicamente por consejeros independientes, y de una auditoría interna que ejecuta dichas labores.
- El control interno es responsabilidad del Director General bajo la conducción del Consejo de Administración.
- Se crea la Unidad de Responsabilidades en cada una de las EPEs, que se encargará de determinar y sancionar responsabilidades a partir de la información que le proporcionen los entes de auditoría.
- Se prevé la contratación de auditores externos y la Auditoría Superior de la Federación (ASF) seguirá siendo competente para fiscalizar a Pemex y CFE.

2.4 Petróleos Mexicanos

Tras la Reforma, Pemex se conformó como una EPE, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios y con autonomía técnica, operativa y de gestión; sujeta a su Ley, su Reglamento y las disposiciones que deriven de los mismos. La Reforma le permite en teoría, contar con una organización y estructura corporativa determinada por su Consejo de Administración, atendiendo la optimización de los recursos humanos, financieros y materiales; la simplificación de procesos; la eficiencia y la transparencia y de la adopción de las mejores prácticas corporativas y empresariales a nivel nacional e internacional.

2.4.1 Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales

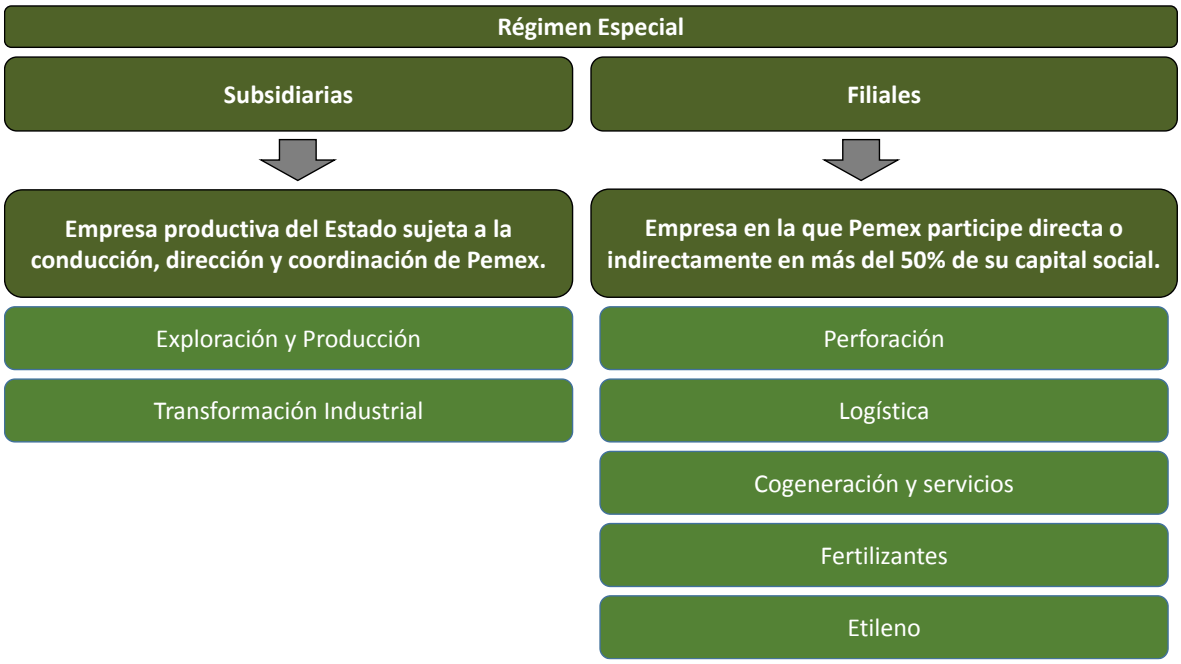
Para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, Pemex debe actuar a través de empresas productivas subsidiarias. Las demás actividades las puede realizar directamente a través de empresas filiales, empresas en las que participe de manera minoritaria o mediante cualquier figura de asociación o alianza.[8]

Las subsidiarias son EPEs con personalidad jurídica y patrimonio propio sujetas a la conducción, dirección y coordinación de Pemex. En tanto que las filiales son aquellas empresas en las que Pemex participe en más del 50% de su capital social, independientemente de que se hayan constituido bajo la legislación mexicana o extranjera. Las filiales no se considerarán entidades paraestatales, tendrán la naturaleza jurídica y se organizarán conforme al derecho privado del lugar de su constitución.[9] Cabe señalar que la creación, fusión o escisión de subsidiarias y filiales en las que Pemex participe de forma directa, debe autorizarse por el Consejo de Administración a petición del Director General.

El 18 de noviembre de 2014 quedó aprobada la nueva estructura corporativa de Pemex, en la cual Pemex Exploración y Producción es la única subsidiaria, creada bajo el esquema anterior, que se mantendrá en el futuro (con dos direcciones, una de producción y desarrollo, y otra de exploración dentro de la misma empresa). Las demás subsidiarias (Refinación, Petroquímica y Gas y Petroquímica Básica) se consolidan en Pemex Transformación Industrial. Destaca la creación de cinco empresas subsidiarias nuevas (Perforación, Logística, Cogeneración y Servicios, Fertilizantes y Etileno), las cuales deberán transformarse en empresas filiales al cabo de un año.

[8] Ver título cuarto, capítulo I, del régimen especial, de la Ley de Petróleos Mexicanos, DOF 11 de agosto de 2014.
[9] Las filiales que tengan por objeto la comercialización de hidrocarburos se sujetarán a lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley del Banco de México, es decir, dado que realizarán operaciones con divisas deberán sujetarse a las normas, orientaciones y políticas que Banxico establezca y le proporcionarán la información que les solicite respecto de sus operaciones con moneda extranjera; también estarán obligadas a enajenar sus divisas al propio Banco en los términos que éste expida.

Ilustración 10. Pemex, subsidiarias y filiales



Fuente: Elaboración propia con información de la Ley de Pemex, Pemex boletín de prensa, 18/11/2014 y http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/2014-119_nacional.aspx#.VG0bojSG-Son

2.5 Modalidades de participación en la exploración y extracción

La Ley de Hidrocarburos[10] establece el régimen las modalidades en que las EPEs y las empresas privadas participarán en las actividades del sector, esto es a través de asignaciones y contratos.

2.5.1 Asignaciones

Las asignaciones sólo se otorgan a Pemex o a cualquier otra EPE. Para su otorgamiento, la SENER debe explicar que se trata del mecanismo más adecuado para el interés del Estado y del abasto de hidrocarburos y que el asignatario cuenta con la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraerlos de forma eficiente y competitiva; además debe contar con la opinión favorable de la CNH a través de un dictamen técnico. Estas asignaciones de campos productivos fueron otorgadas a Pemex a través del proceso conocido como Ronda Cero. A continuación se describen algunos de sus resultados.

Ronda Cero

Con el objeto de mantener la producción nacional de hidrocarburos y de que Pemex continuara operando y compitiendo frente a los nuevos participantes en el sector, la Reforma le permitió elegir

[10] Publicada el 11 de agosto de 2014 en el Diario Oficial de la Federación.

aquellos campos en los que deseaba mantener su producción. Para ello, Pemex sometió a consideración de la SENER la adjudicación de las áreas en exploración y producción donde contaba con capacidad de operación, esto es, las áreas en las que cuenta con descubrimientos comerciales, incluyendo aguas profundas del Golfo de México, y las cuencas del sureste, donde cuenta con inversiones en proyectos de exploración. En el caso de Chicontepec, se concentró en áreas con mayor actividad y conservó los contratos integrales que mantiene con terceros y liberó áreas para la participación de particulares.

De acuerdo con la SENER, Pemex solicitó el 83% de las reservas probadas y probables (2P) y el 31% de los recursos prospectivos (posibles), de las cuales, el 13 de agosto de 2014, le otorgó 120 asignaciones, que le dieron derecho a continuar con el 71% de la producción nacional de petróleo y el 73% de la producción de gas. En términos de volumen de reservas probadas y probables, se le asignaron 20 mil 589 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), esto es, prácticamente el 100% del volumen solicitado y equivalentes a 15.5 años de producción, lo que considera un nivel de producción de 2.5 millones de barriles diarios (mmdb) (SENER, 2014b).

En cuanto a recursos prospectivos, se asignaron 23 mil 447 mmbpce, esto es, 67% de lo solicitado, alrededor de cinco años de producción (ver cuadro 1).

Cuadro 1. Resultados de la Ronda Cero: reservas y recursos prospectivos otorgados

Tipo	Volúmen Otorgado mmbpce	Otorgado / Solicitado %	Superficie Otorgada km^2	Reservas / Producción (años)
Reservas				
2P	20,589	100	17,010	15.5
Recursos Prospectivos	23,447	67	72,897	5.0*
Convencional	18,222	71	64,489	
No Convencional	5,225	59	8,408	

*Calculado con base en la reserva a incorporar y con una producción de 2.5 millones de barriles diarios los próximos 20 años.

Fuente: SENER (2014).

2.5.2 Contratos

Los Contratos de Exploración y Extracción de hidrocarburos los celebra el Ejecutivo Federal, por conducto de la CNH y con base en los lineamientos establecidos por la SENER y la SHCP. La selección del contratista se hace a través de un proceso de licitación y pueden otorgarse a EPEs, a privados o a una asociación entre EPEs y privados. [11] Los contratos que el Gobierno Federal puede celebrar son de: (i) Servicios, (ii) Utilidad Compartida, (iii) Producción Compartida y (iv) Licencia.

[11] En lo que se refiere a los mecanismos de adjudicación, estos podrán ser, entre otros, una subasta ascendente, una subasta descendente o una subasta al primer precio en sobre cerrado, en cuyo caso los sobres deberán ser presentados y abiertos en una misma sesión pública. Asimismo, los procedimientos de adjudicación para la Exploración y Extracción estarán regulados por la Ley de Hidrocarburos y no serán

En los contratos de prestación de servicios integrales, por ejemplo, un contratista realiza obras y servicios requeridos por Pemex y su pago se determina en función del cumplimiento de dichos servicios y de indicadores cuantificables utilizados en la industria petrolera internacional (Pemex, 2012). En este caso el riesgo inherente a la actividad de exploración lo absorbe, en este caso Pemex.

En los contratos de Utilidad Compartida, el gobierno y la empresa contratada comparten las utilidades netas resultantes de la venta de los hidrocarburos extraídos. A los ingresos brutos se restan regalías y la recuperación de costos para las empresas (Guzmán, 2014). Los contratos de Producción Compartida, funcionan bajo un esquema similar, sin embargo, las contraprestaciones a favor del Estado y del contratista se efectúan en especie, es decir con un volumen de la producción.

Mientras que en los contratos de Licencia, el Gobierno otorga a las empresas derechos para disponer de los recursos que obtenga en una determinada área y las empresas pagan regalías.[12]

Cabe indicar que dentro de los lineamientos para la licitación que determine la SENER, se puede incluir una participación del Estado a través de Pemex, de cualquier otra EPE o de un vehículo financiero especializado cuando el Área Contractual coexista, a distinta profundidad, con un Área de Asignación, o bien, cuando existan oportunidades para impulsar la transferencia de conocimiento y tecnología para el desarrollo de las capacidades de Pemex y cuando se trate de proyectos que el gobierno federal desee impulsar.[13]

Asimismo, la SENER, con la asistencia técnica de la CNH, debe establecer una participación obligatoria de Pemex en los Contratos para la Exploración y Extracción cuando existan yacimientos transfronterizos; en los que la participación obligatoria será de al menos 20% de la inversión del proyecto.[14]

En lo que se refiere a las migraciones, Pemex podrá solicitar a la SENER migrar las Asignaciones de las que sea titular a contratos para exploración y extracción. En este proceso, la SHCP establecerá los términos fiscales que correspondan. En estos casos, Pemex y las demás EPEs podrán celebrar alianzas o asociaciones con empresas privadas mediante una licitación conforme a los lineamientos técnicos y condiciones que establezcan la SENER y la SHCP. Estas migraciones deberán acelerar el

aplicables la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, ni las disposiciones que deriven de dichas leyes.
En el caso del gas natural contenido en las vetas de carbón mineral, no se requerirá licitación y el Contrato para la Exploración y Extracción se podrá adjudicar directamente a los titulares de las concesiones mineras.

[12] Para mayor información acerca del régimen fiscal del sector de hidrocarburos, revisar Reforma Energética y Nuevo Régimen Fiscal del Sector de Hidrocarburos, elaborado por la Dirección General de Finanzas del IBD, disponible en: http://www.senado.gob.mx/ibd/content/productos.php

[13] La participación de Pemex o del vehículo financiero especializado que se establezca en el Contrato de Exploración y Extracción correspondiente, no podrá exceder del 30% de la inversión del proyecto. Además, la participación del Estado a través de Pemex deberá contar con la aprobación de su respectivo Consejo de Administración.

[14] Por otro lado, el Ejecutivo Federal, a propuesta de la SENER establecerá Zonas de Salvaguarda en las áreas de reserva en las que el Estado determine prohibir las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. La incorporación de áreas específicas a las Zonas de Salvaguarda y su desincorporación será hecha por decreto presidencial.

desarrollo, incrementar la producción, acceder a mejores prácticas y tecnologías, liberar capacidad operativa y tener acceso a fuentes diversas de capital.

2.6 Diseño, licitación y adjudicaciones

En el diseño de los contratos, la SENER se encarga de seleccionar las áreas para licitación con la asistencia técnica de la CNH; además, de aprobar y publicar un plan quinquenal de licitaciones; lineamientos técnicos con las bases de licitación, así como los criterios y el proceso de precalificación.

La SENER también determina y diseña el tipo de contrato que se aplicará a cada área contractual, previa opinión de la SHCP. Por su parte, esta última determina los términos económicos y fiscales de los contratos, así como las variables de adjudicación de carácter económico y algunas tareas de supervisión.

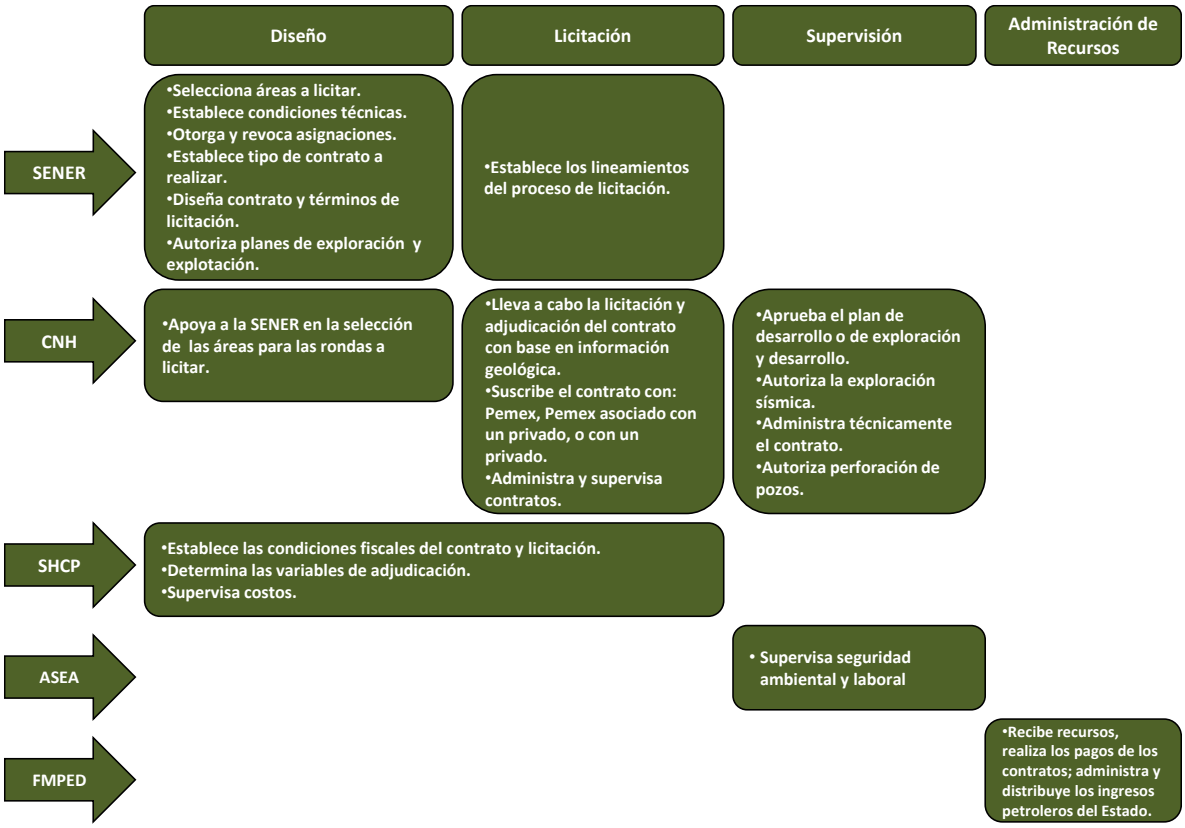
La CNH, con base en los lineamientos técnicos de la SENER y las condiciones económicas y fiscales establecidas por la SHCP, lleva a cabo las licitaciones para la adjudicación de contratos para exploración y extracción de hidrocarburos y los suscribe con el ganador (Pemex, alguna empresa privada o Pemex asociado con privados).

En tanto, en la operación de los contratos, la CNH es la encargada de aprobar los planes de exploración y extracción, así como de autorizar la perforación de pozos. Por su parte, la ASEA supervisa (y en su caso sancionará) a los contratistas en materia de protección personal, bienes y medio ambiente.

Los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos pueden llevarse a cabo de manera individual, en consorcio o en asociación. Al presentar propuestas para obtener un contrato, las asociaciones entre empresas son libres, tanto para Pemex como para las demás empresas interesadas.

Finalmente, los contratos se adjudican a quien haya ofrecido la mayor cantidad de recursos para el Estado. En el caso de los Contratos de Utilidad y Producción Compartida, a quien ofrezca un mayor porcentaje de la utilidad o producción al Estado. Como se verá en la siguiente sección, en el proceso de licitación se pueden incluir otros criterios de adjudicación. En los contratos se establecen además, requerimientos mínimos de inversión, de contenido nacional y capacidad técnica y financiera, entre otros (ver Ilustración 11).

Ilustración 11. Proceso contractual



Fuente: Elaboración propia con información de SENER (2014).

2.6.2 Ronda Uno

En la primera licitación de áreas contractuales, el Gobierno federal planeaba licitar 169 bloques, 109 de los cuales correspondían a áreas de exploración y 60 a campos de extracción. Las reservas 2P y recursos prospectivos a licitar representaban un volumen de 3 mil 882 mmbpce y 14 mil 606 mmbpce, respectivamente. Sin embargo, ante la caída en los precios internacionales del petróleo y la volatilidad en el mercado, dicha ronda se modificó (ver Cuadro 2).

Cuadro 2. Primera aproximación a la Ronda Uno: reservas y recursos prospectivos

Tipo	Volúmen (mmpce)	Bloques/Campos	Superficie km2	Inversiones a 4 años (millones de dólares)	Inversiones anuales (millones de dólares)
Exploración (R. Prospectivos)	14,606	109	25,903	19,000	4,750
Explotación (*Reservas 2P*)	3,782	60	2,597	15,100	3,775
Asociaciones Pemex					
Reservas 2P	1,557	14	ND	16,400	4,100
Reservas 3P	2,664				
			Total	50,500	12,625

Nota: Las reservas 1P o reservas probadas, tienen una probabilidad de extracción de al menos 90%.
Las reservas 2P se refiere a la suma de las reservas 1P y las reservas probables que tienen una probabilidad de extracción de al menos 50%.
Las reservas 3P es la suma de las reservas 1P, 2P y las reservas posibles, que tienen una probabilidad de extracción de al menos 10%.
Fuente: SENER y CNH (2014).

Hasta ahora, la Ronda Uno comprende cuatro procesos licitatorios, tres de los cuales ya concluyeron. La primera convocatoria se publicó el 11 de diciembre de 2014 y la fecha de presentación de las propuestas fue el 15 de julio de 2015. Se licitaron 14 áreas para exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras mediante Contratos de Producción Compartida que representan un total de 4,222 km^2 frente a las costas de Veracruz, Tabasco y Campeche.

Cuadro 3.Procesos Licitatorios de la Ronda Uno

	Exploración	Extracción	Asociaciones Pemex
Aguas Someras	14 áreas Contratos de Producción Compartida Convocatoria: 11 de diciembre de 2014 Presentación de Porpuestas: 15 de julio de 2015	5 áreas Contratos de Producción Compartida Convocatoria: 27 de febrero de 2015 Presentación de Porpuestas: 30 de septiembre de 2015	Por definir
Terrestre	Sin licitación	25 áreas Contratos de licencia Convocatoria: 12 de mayo de 2015 Presentación de Porpuestas: 15 de diciembre de 2015	Por definir
Aguas profundas y extra-pesados	10 bloques Contratos de Licencia Convocatoria 17 de diciembre de 2015 Presentación de la propuesta: al menos 90 días posteriores a su definición en el tercer trimestre de 2016.	Por definir	Por definir
Chicontepec y no convencionales	Por definir	Por definir	Por definir

Fuente: Elaboración propia con información de CNH, http://ronda1.gob.mx/Espanol/index.html.

Algunas de los requisitos iniciales que debían reunir las empresas interesadas fueron los siguientes: Podían participar empresas nacionales o extranjeras ya fuera de forma individual o en consocio que demostraran tener capacidades técnicas y financieras:

- Para acreditar las capacidades técnicas, las empresas debían demostrar experiencia como operadores en el período 2010-2014 en por lo menos tres proyectos de exploración y extracción; inversiones en este tipo de proyectos por al menos mil millones de dólares; haber sido operador en un proyecto de exploración y extracción "costa afuera" o haber participado como socio en por lo menos dos proyectos de este tipo en los últimos cinco años; contar con personal operativo y gerencial con al menos 10 años de experiencia en este tipo de proyectos; y experiencia de al menos cinco años en temas de seguridad industrial y protección al medio ambiente.
- En lo que se refiere a la capacidad financiera, las empresas debían demostrar que contaban con un capital contable por al menos mil millones de dólares; y en caso de que fuera consocio el operador debería contar con al menos 600 millones de dólares. De forma alternativa, las empresas debían demostrar que contaban con activos por al menos 10 mil millones de dólares y con una calificación crediticia de grado de inversión por alguna de las principales agencias calificadoras; demostrar un capital contable no inferior a los mil millones de dólares alcanzado por un consorcio de no más de

tres compañías (el operador debería tener al menos la tercera parte del capital y ningún miembro podría tener una mayor participación a la del operador).

- Entre las limitaciones que se establecían para las empresas se encontraba que ninguna de ellas podía participar en más de un consorcio, ni participar por más de 5 áreas contractuales.

Al 1 de junio de 2015, se flexibilizaron las condiciones para formar consorcios, eliminando la restricción de que un participante pudiera tener una participación mayor a la del operador, pero manteniendo que éste debía contar con al menos la tercera parte del capital del mismo. Se permitió también que las empresas pudieran participar de forma individual o en consorcio para uno o varios bloques siempre que contaran con autorización de la CNH, entre otras modificaciones.

El 15 de julio se dieron a conocer los resultados de la Ronda Uno. De los 14 bloques a licitar solo dos fueron adjudicados; lo anterior representó un éxito de 14%. Ambos bloques fueron adjudicados al consorcio integrado por las empresas Sierra Oil & Gas (México), Talos Energy (Estados Unidos) y Premier Oil (Inglaterra).

El primero de los bloques adjudicados, correspondiente al área 2 de licitación, abarca una superficie de 194 km^2 y el segundo, correspondiente al área 7, abarca 465 km^2. La SENER (2015b) informó que los contratos asignados tienen asociada una inversión por 2 mil 700 millones de dólares durante la vigencia de los mismos.[15]

Cuadro 4. Resultados de la primera licitación de la Ronda Uno

Área Contractual	Solicitud del Estado		Oferta ganadora		
	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Incremento en el Programa Mínimo de Trabajo (%)	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Incremento en el Programa Mínimo de Trabajo (%)	Compañía
1	40.0%	0.0%	Desierto*		-
2	40.0%	0.0%	55.99%	10.00%	Sierra Oil & Gas, Talos Energy, Premier Oil
3	40.0%	0.0%	Propuesta desechada**		-
4	40.0%	0.0%	Propuesta desechada		-
5	40.0%	0.0%	Desierto		-
6	40.0%	0.0%	Propuesta desechada		-
7	40.0%	0.0%	68.99%	10.00%	Sierra Oil & Gas, Talos Energy, Premier Oil
8	25.0%	0.0%	Desierto		-
9	40.0%	0.0%	Desierto		-
10	40.0%	0.0%	Desierto		-
11	25.0%	0.0%	Desierto		-
12	25.0%	0.0%	Propuesta desechada		-
13	25.0%	0.0%	Desierto		-
14	25.0%	0.0%	Desierto		-

*Desierto: No se presentaron propuestas

**Propuesta desechada: La propuesta presentada no cumplía con las bases de la licitación o bien era inferior a lo solicitado por el Estado.

Fuente: Elaboración propia con datos de CNH.

[15] Cabe señalar que de acuerdo con información de la propia CNH, la probabilidad máxima de éxito comercial de los campos adjudicados es de 20 y 14%, respectivamente, y la de éxito geológico de 40 y 23%, en cada caso (CNH, 2015).

El consorcio ganador propuso una participación del Estado en la Utilidad Operativa de 55.99% en el primer bloque y de 68.99% en el segundo. En ambos casos el mínimo establecido por el gobierno era de 40%. En lo que se refiere al porcentaje de incremento en el programa mínimo de trabajo para cada bloque, el consorcio propuso un 10%, mientras que el valor mínimo establecido por el gobierno era de 0% en ambos casos (CNH, 2015c, 2015d). Los montos solicitados por el gobierno se dieron a conocer una vez que los participantes habían entregados sus propuestas.

Finalmente, el 17 de julio de 2015 el órgano de gobierno de la CNH emitió el fallo en el que se adjudicaron los dos campos arriba mencionados al consorcio ganador y estableció como fecha límite para la entrega de los contratos correspondientes el 21 de agosto.

La segunda convocatoria fue emitida el 27 de febrero de 2015 y la fecha de presentación de la propuesta fue el 30 de septiembre. Se licitaron cinco áreas para la extracción de hidrocarburos en aguas someras, por un área de 280.9 km^2 frente a las costas de Tabasco y Campeche (CNH, 2015). De los cinco bloques propuestos solo tres fueron adjudicados, representando un éxito de 60%.

El Área Contractual número 1; fue adjudicada a la empresa ENI International. Esta área contractual se ubica en la provincia petrolera denominada Cuencas del Sureste, abarca 67 km^2 e incluye 3 campos: Amoca, Miztón y Tecoalli; dichos campos contienen reservas 2P por 107 millones de barriles de aceite ligero y 69 mil millones de pies cúbicos de gas.

El Área Contractual número 2, fue adjudicada al consorcio de empresas Pan American Energy LLC y E&P hidrocarburos y servicios S.A. de C.V; se encuentra en las Cuencas del Sureste, abarca 40 km2 e incluye al campo Hokchi que contiene reservas 2P por 61 millones de barriles de aceite ligero y 29 mil millones de pies cúbicos de gas.

El Área Contractual número 4, fue adjudicada al consorcio de empresas Fieldwood Enegry LLC y Petrobal, se ubica en la misma provincia petrolera, abarca 58 km2 e incluye 2 campos: Ichalkil y Pokoch que contienen reservas 2P por 68 millones de barriles de aceite ligero y 92 mil millones de pies cúbicos de gas. Los contratos asignados requerirán de una inversión asociada de aproximadamente 3.1 miles de millones de dólares durante los próximos 25 años.

En el primer bloque la empresa ganadora propuso una participación del Estado en la Utilidad Operativa del 83.7%, cuando el mínimo solicitado por el gobierno era de 34.8%. En el segundo bloque el consorcio ganador propuso una participación del Estado en la Utilidad Operativa de 70.0%, el mínimo era de 35.9%. Finalmente en el tercer bloque el consorcio ganador propuso una participación mínima del Estado en la Utilidad Operativa de 74.0%, el mínimo solicitado por el gobierno era de

33.7%. A diferencia de la primera licitación, el monto mínimo solicitado por el gobierno se dio a conocer quince días antes de presentarse las propuestas. [16]

Cuadro 5. Resultados de la segunda licitación de la Ronda Uno

Área Contractual	Solicitud del Estado		Oferta ganadora		
	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Incremento en el Programa Mínimo de Trabajo (%)	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%)	Incremento en el Programa Mínimo de Trabajo (%)	Compañía
1	34.8%	0.0%	83.75%	33.00%	ENI International
2	35.9%	0.0%	70.00%	100.00%	Pan American Energy, E&P Hidrocaarburos y Servicios
3	30.2%	0.0%	Desierto		-
4	33.7%	0.0%	74.00%	0.00%	Fieldwood Energy, Petrobal
5	35.2%	0.0%	Desierto		-

*Desierto: No se presentaron propuestas
**Propuesta desechada: La propuesta presentada no cumplía con las bases de la licitación o bien era inferior a lo solicitado por el Estado.
Fuente: Elaboración propia con datos de CNH.

En mayo de 2015 se publicó la tercera convocatoria, a través de la cual se licitan 26 áreas de extracción terrestres, a través de contratos de Licencia en un área de alrededor de 807 km^2 ubicada en los estados de Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Chiapas, no obstante, en junio se estableció que serían 25 áreas por una superficie de 777.6 km^2 (CNH, 2015b).

El 15 de diciembre se llevó a cabo esta licitación en la cual se asignaron contratos a los 25 campos. Dieciocho de ellos fueron otorgados a empresas mexicanas. La SENER estima que los contratos traerán una inversión de alrededor de mil cien millones de dólares en los próximos 25 años y que, en promedio, el Estado recibirá el 63% de los ingresos brutos de los contratos adjudicados (ver Cuadro 6).

Finalmente, el 17 de diciembre de 2015 la CNH publicó las bases de licitación y del modelo de contrato para la cuarta convocatoria de la Ronda Uno, la cual comprende 10 bloques exploratorios en aguas profundas y ultraprofundas del Golfo de México bajo la modalidad de Licencia. Los bloques abarcan un área de 23 mil 835.0 Km^2 y recursos prospectivos por 10 mil 537.2 mmbpce. La fecha de presentación de propuestas se dará a conocer durante el tercer trimestre de 2016 y se calendarizará al menos 90 días después de su anuncio.

[16] Las dos áreas de licitación restantes se declararon desiertas debido a que ninguna empresa o consorcio presentó propuestas de participación. La primer área desierta corresponde al Área Contractual número 3, se ubica en la provincia petrolera denominada Cuencas del Sureste, esta área abarca 59 km^2 e incluye al campo Xulum; este campo contiene reservas 2P de 17 millones de barriles de aceite pesado y 2 mil millones de pies cúbicos de gas. La segunda área desierta corresponde al Área Contractual número 5, se ubica en la provincia petrolera denominada Cuencas del Sureste, esta área abarca 55 km^2 e incluye 2 campos: Misón y Nak; dichos campos contienen reservas 2P de 44 millones de barriles de aceite ligero y 103 mil millones de pies cúbicos de gas.

Cuadro 6. Resultados de la tercera licitación de la Ronda Uno

Área Contractual	Solicitud del Estado		Oferta ganadora		
	Valor de la Regalía Adicional* (%)	Incremento en el Programa Mínimo de Trabajo (%)	Valor de la Regalía Adicional (%)	Incremento en el Programa Mínimo de Trabajo (%)	Compañía
Barcodón	1.0%	0.0%	64.50%	100.00%	Diavaz Offshore
Benavides- Primavera	2.5%	0.0%	40.07%	75.00%	Sistemas Integrales de Compresión, Nuvoil y Constructora Marusa
Calibrador	3.0%	0.0%	41.77%	100.00%	Consorcio Manufacturero Mexicano
Calicanto	5.0%	0.0%	81.36%	18.00%	Grupo Diarqco
Carretas	1.0%	0.0%	50.86%	100.00%	Strata Campos Maduros
Catedral	1.0%	0.0%	63.90%	0.00%	Diavaz Offshore
Cuichapa Pte.	2.5%	0.0%	60.82%	99.00%	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México
Duna	3.0%	0.0%	20.08%	88.00%	Construcciones y Servicios Industriales Globales
Fortuna Nacional	1.0%	0.0%	36.88%	100.00%	Compañía Petrolera Perseus
La Laja	1.0%	0.0%	66.30%	100.00%	Geo Estratos y Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción
Malva	4.0%	0.0%	57.39%	100.00%	Renaissance Oil Corp
Mareógrafo	4.0%	0.0%	34.25%	100.00%	Consorcio Manufacturero Mexicano
Mayacaste	10.0%	0.0%	60.36%	0.00%	Grupo Diarqco
Moloacan	5.0%	0.0%	85.69%	0.00%	Canamex Dutch B.V., Perfolat de México y American Oil Tools
Mundo Nuevo	10.0%	0.0%	80.69%	25.00%	Renaissance Oil Corp
Paraíso	10.0%	0.0%	35.99%	100.00%	Tubular Technology, GX Geoscience Corporation y Roma Energy Holdings
Paso de Oro	1.0%	0.0%	67.61%	30.00%	Geo Estratos y Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción
Peña Blanca	5.0%	0.0%	50.86%	100.00%	Strata Campos Maduros
Pontón	1.0%	0.0%	61.50%	100.00%	Geo Estratos y Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción
Ricos	3.0%	0.0%	41.50%	100.00%	Strata Campos Maduros
San Bernardo	1.0%	0.0%	10.56%	80.00%	Sarreal
Secadero	1.0%	0.0%	60.74%	100.00%	Grupo R Exploración y Producción y Constructora y Arrendadora México
Tajón	5.0%	0.0%	60.88%	100.00%	Compañía Petrolera Perseus
Tecolutla	1.0%	0.0%	68.40%	100.00%	Geo Estratos y Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción
Topén	10.0%	0.0%	78.79%	25.00%	Renaissance Oil Corp

*Valor de la Regalía Adicional: Se refiere a la tasa que se aplicará al valor contractual de los hidrocarburos.

Fuente: Elaboración propia con información de CNH.

Recuadro 2. Algunas Lecciones de la primera Licitación de la Ronda Uno

De acuerdo con la consultoría Baker & Associates (2015), entre las áreas de mejora que podían identificarse en las bases de licitación de la ronda uno (a febrero de 2015) se encontraban: 1) los términos fiscales, los cuales promovían la realización de gastos extraordinarios (o bien, el "gold plating")[17]; y 2) los llamados "términos de ajuste". Respecto a este último punto, la propia consultora sugiere que en los contratos de Licencia esta figura no debería existir, pues en el caso de que el precio de los hidrocarburos se duplicara, el gobierno recibiría mayores ingresos por la vía de impuestos, por lo que las regalías que se pagan al Estado no tendrían por qué cambiar. Un problema adicional se encontró en el tiempo en el que se llevaron a cabo los procesos de licitación, es decir, cuando el precio del barril de petróleo rondaba los 100 dólares pudo haber sido el mejor momento para llevarlas a cabo; sin embargo, con precios de alrededor de 30 dólares, el interés de los inversionistas cambió.

Otras lecciones que dejó la primera ronda de licitaciones de la Ronda Uno, fue el escaso interés de las compañías privadas, y que pudo ser producto de que se trataba de campos productivos con bajas probabilidades de éxito geológico. También es posible que las empresas sólo hubieran participado como un ejercicio de precalificación para rondas posteriores (Santa Rita, 2015).

Sin embargo, como apunta Rinkenbach (2015), si bien la primera licitación de campos no fue del todo satisfactoria, sirvió para identificar la necesidad de realizar cambios al esquema fiscal, tamaño de las areas contractuales, requerimientos mínimos de trabajo, cláusulas de estabilidad, tiempo para el desarrollo de actividades productivas, costos no recuperables, infraestructura de comercialización, existencia de decisiones discrecionales por parte de las autoridades, requerimientos de administración y reportes, penalidades y terminaciones tempranas por incumplimiento del contrato y tasas de retorno esperadas.

[17] De acuerdo con Egeland (2013), el *gold plating* (bañado en oro) es un concepto negativo que se refiere a trabajos extra y sin documentación que generalmente quedan fuera de los supervisores del proyecto y que pueden afectar negativamente el presupuesto y la temporalidad del mismo pues se trata de trabajos que no fueron inicialmente planeados ni solicitados por el cliente (en este caso el gobierno).

3. Otros avances y retos en la Implementación de la Reforma

En este apartado se describen algunos de los avances en el proceso de implementación de la Reforma Energética en materia de hidrocarburos. En particular se retoman los avances en los procesos de los porcentajes mínimos de proveeduría nacional en la industria de hidrocarburos. Se revisan también los tiempos en los que se dará la apertura de los mercados de gasolina, diésel y gas a la competencia internacional. Finalmente se presentan los principales retos que se han identificado para la puesta en marcha de la Reforma.

3.1 Desarrollo de la Industria Nacional

La Reforma estableció que el porcentaje mínimo promedio de contenido nacional en materia de exploración y extracción de hidrocarburos aumentará de forma gradual de 25% en 2015 hasta al menos 35% en 2025, debiendo revisarse cada cinco años. Dicha meta excluirá actividades en aguas profundas y ultra profundas, para lo cual la Secretaría de Economía, con la opinión de la SENER establecerá los valores para 2015 y 2025.[18]

Los asignatarios y contratistas deberán cumplir individualmente y de forma progresiva con dicho porcentaje, el cual deberá ser incluido en las bases de licitación y adjudicación de los contratos. La Secretaría de Economía también establecerá la metodología para medir el contenido nacional en asignaciones y contratos y verificará su cumplimiento.

Además, esta misma secretaría definirá estrategias para el fomento industrial de cadenas productivas locales e inversión directa en el sector, brindando especial atención a las pequeñas y medianas empresas (PYMES). Dicha estrategia deberá:

- Identificar sectores industriales y regiones en que se enfocará la estrategia.
- Integrar, administrar y actualizar un registro de proveedores nacionales para la industria de hidrocarburos y desarrollar programas de asistencia técnica y financiera para proveedores y contratistas nacionales.
- Integrar un consejo consultivo con representantes de la SENER, CNH, CRE, académicos y representantes del sector privado o de la industria, con al menos tres representantes de las cámaras u organizaciones empresariales que cuenten con presencia a nivel nacional.

En lo que se refiere a la estrategia para el fomento de la inversión directa, esta deberá:

- Fomentar la participación directa de empresas mexicanas para llevar a cabo actividades en la industria de hidrocarburos.
- Promover la asociación entre empresas mexicanas y extranjeras.

[18] Ver capítulo VI, de la Cobertura Social y el Desarrollo de la Industria Nacional, de la Ley de Hidrocarburos, DOF 11 de agosto de 2014.

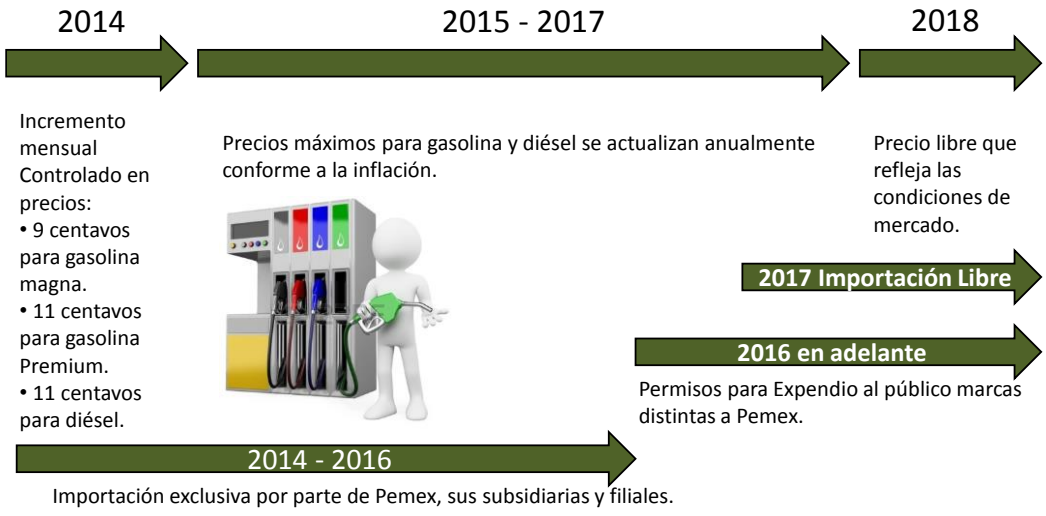
- Promover la inversión nacional y extranjera y la fabricación de bienes o prestación de servicios relacionados con la industria de hidrocarburos.
- Impulsar la transferencia de tecnología y conocimiento.

3.2 Apertura gradual de los mercados de Gasolina, Diésel y Gas

La Reforma estableció además plazos para la apertura gradual de los mercados de combustibles, en los que se pasa de precios controlados a la libre importación y posteriormente, a la determinación de precios bajo condiciones de mercado. En relación con los mercados de gasolina, diésel se tiene lo siguiente: [19]

- Del 1 de enero de 2015 y como máximo hasta el 31 de diciembre de 2017, la regulación sobre precios máximos al público de gasolinas y diésel será establecida por el Ejecutivo Federal, previendo ajustes congruentes con la inflación esperada.
- En caso de que los precios internacionales muestren una alta volatilidad, se preverán mecanismos para revisar al alza los precios.
- Desde del 1 de enero de 2018 los precios se determinarán bajo condiciones de mercado.

Ilustración 12. Liberalización del precio de las gasolinas y el diésel en México



Fuente: Elaboración propia con información de la Ley de Hidrocarburos y SENER.

- A partir de la entrada en vigor de la Ley de Hidrocarburos y hasta el 31 de diciembre de 2016, solo se otorgarán permisos para la importación de gasolinas y diésel a Pemex; pero a partir del 1 de enero de 2017 (o antes si las condiciones de mercado lo permiten), los permisos podrán otorgarse a cualquier interesado que cumpla con las disposiciones aplicables. Los permisos para

[19] Ver artículos décimo tercero y décimo cuarto transitorios de la Ley de Hidrocarburos, DOF 11 de agosto de 2014.

el expendio al público de gasolinas y diésel serán otorgados por la CRE a partir del 1 de enero de 2016.

- La vigencia de los contratos de suministro que suscriban Pemex, sus subsidiarias o sus filiales, no podrá exceder del 31 de diciembre de 2016 y a partir del 1 de enero de 2017 pueden celebrarse contratos de suministro bajo las nuevas condiciones de mercado.[20]

Recuadro 3. El precio de los combustibles en 2016 y 2017

En el paquete económico para 2016 el Ejecutivo Federal propuso que a partir de 2016 los precios inicien su proceso de liberalización y comenzarán a observar algunas características de un mercado libre, tales como fluctuaciones en los precios. Con las modificaciones a la Ley del IEPS aprobadas por el Congreso de la Unión, se estableció que la SHCP determinará un techo y un piso para acotar la magnitud de estas variaciones, se reformuló la metodología para determinar el precio de la gasolina y se incorporó un esquema de impuestos de cuota fija a los combustibles automotrices. [21]

Con el objetivo de brindar una mayor certidumbre a los consumidores acerca del precio de los combustibles durante 2016, la Cámara de Senadores modificó la propuesta original y estableció que para ese año los valores mínimo y máximo de la banda se ajustarán al alza o a la baja, según la inflación esperada con base en los Criterios Generales de Política Económica 2016, es decir, del 3.0%. Entre las principales modificaciones aprobadas por el Congreso a la Ley del IEPS se encuentran las siguientes:

- Iniciar la liberalización de precios de forma consistente con el mercado internacional en 2016. Para 2017 se establecerá una banda de fluctuaciones para acotar los movimientos de los precios.[22]
- Adoptar un impuesto de cuota fija a todos el combustible automotriz; no obstante, en este periodo de transición se mantiene un componente variable (cuotas complementarias) en caso de que el precio de referencia supere los niveles mínimos o máximos de la banda de precios.
- Abrir el mercado a gasolinas reformuladas distintas a las existentes, que utilicen etanol u otros combustibles. El IEPS también sería aplicado a este tipo de combustibles.
- Ajustar anualmente las cuotas del IEPS a fin de que reflejen la evolución de la inflación.

Precios máximos

De acuerdo con el artículo quinto transitorio, fracción III de la Ley del IEPS, la determinación mensual de los precios máximos al público de las gasolinas y el diésel por parte de la SHCP, se llevará a cabo con base en la siguiente fórmula:

Precio máximo = Precio de referencia internacional + Margen + IEPS + Otros conceptos

Donde:

El precio de referencia internacional[23] corresponde al precio promedio de la gasolina y el diésel (fuel oil), según corresponda, de calidad equivalente a la que se enajene en territorio nacional, en la Costa del Golfo de los Estados Unidos.

[20] En caso de que a juicio de la COFECE se presenten condiciones de competencia efectiva con anterioridad a los plazos señalados, éstos se reducirán hasta la fecha de la declaratoria que emita la Comisión, en cuyo caso los precios se determinarán bajo condiciones de mercado.
[21] IBD (2015), Aspectos relevantes para la determinación del precio de la gasolina en 2016 y 2017, http://www.senado.gob.mx/ibd/content/productos/docs/Precio_Gasolina_2016_2017.pdf
[22] La banda anual que establecerá la SHCP con precios máximos y mínimos para las gasolinas y el diésel, deberá considerar la evolución observada y esperada de los precios internacionales, los costos de transporte y otras modalidades de distribución, el expendio al público y el tipo de cambio; y deberá ser publicada a más tardar el 31 de diciembre de 2015 y 2016, según corresponda.
[23] Corresponde al promedio de las cotizaciones disponibles convertidas a pesos con el promedio del tipo de cambio de venta del dólar de los Estados Unidos de América que publica el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación (DOF), para el mismo periodo.

Margen: corresponde al monto en pesos por litro equivalente al valor del margen de comercialización, flete, merma, transporte, ajustes de calidad y costos de manejo. Este margen se actualizará mensualmente de manera proporcional conforme a la inflación esperada de acuerdo con los Criterios Generales de Política Económica.

IEPS: es el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios para los combustibles automotrices.

Las cuotas de IEPS establecidas en el artículo 2, fracción I para estos combustibles son:[24]

- Gasolina menor a 92 octanos, 4.16 pesos por litro.
- Gasolina mayor o igual a 92 octanos, 3.52 pesos por litro.
- Diésel, 4.58 pesos por litro.
- Combustibles no fósiles, 3.52 pesos por litro.

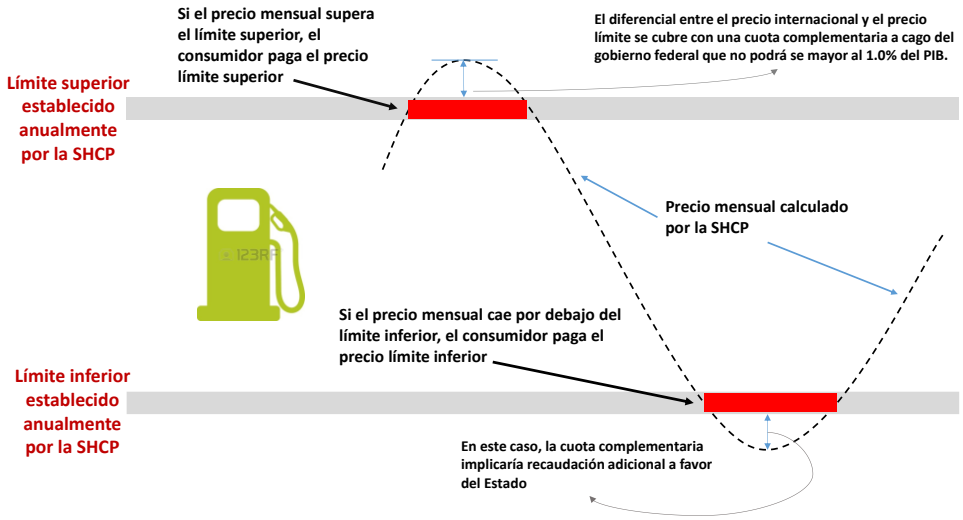
Otros conceptos: se refiere a aquellos que ya se aplican a los combustibles automotrices, incluyendo el IEPS a los combustibles fósiles para entidades federativas y municipios. [25] Además, en el artículo 2A fracción II de la Ley del IEPS se establecen otras cuotas:

- Gasolina menor a 92 octanos, 36.68 centavos por litro.
- Gasolina mayor o igual a 92 octanos, 44.75 centavos por litro.
- Diésel, 30.44 centavos por litro.

Esquema de bandas

Para limitar la volatilidad de precios, durante 2016 y 2017 se establece un esquema de bandas en niveles mínimos y máximos con las siguientes características:

Figura 2. Funcionamiento de los límites máximos y mínimos para el precio de la gasolina y el diésel durante 2016 y 2017



Fuente: Elaboración propia con información de Criterios Generales de Política Económica 2016 y Ley del IEPS.

- Cuando los precios de los combustibles calculados conforme a la fórmula sean inferiores a los valores mínimos, se aplicaría dicho valor mínimo (el piso anual).[26]

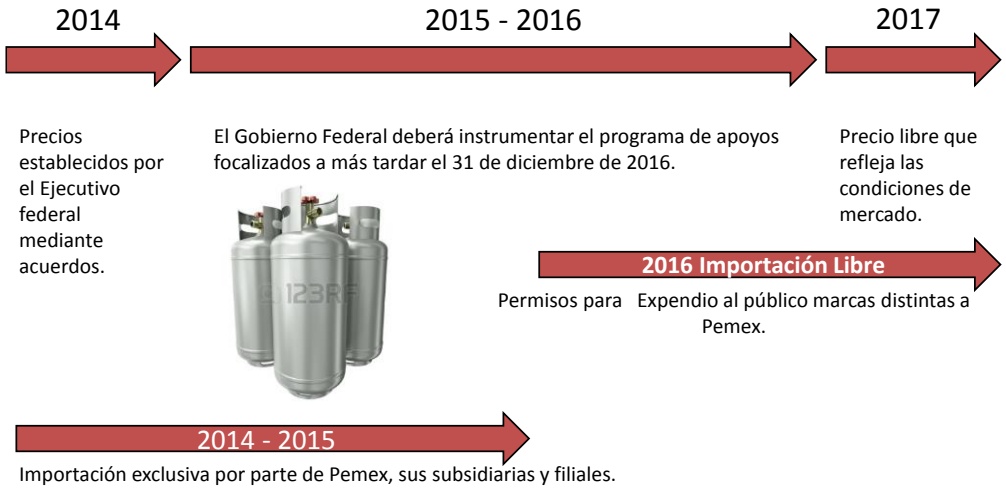
[24] Estas cantidades se actualizarían anualmente y entrarían en vigor el 1 de enero de cada año.
[25] Estas últimas cuotas también se actualizarán anualmente, entrarán en vigor a partir del 1 de enero de cada año y no computarán para el cálculo del impuesto al valor agregado.
[26] En este caso las cuotas complementarias serán equivalentes a la diferencia entre el precio calculado y el valor mínimo establecido para el combustible correspondiente y se sumarán a las cuotas establecidas en el artículo 2, fracción I, inciso D de la Ley del IEPS.

- Cuando los precios de las gasolinas y el diésel calculados conforme a la fórmula sean superiores a los valores máximos establecidos se aplicará como precio máximo al público dicho valor máximo (el techo anual).[27]
- Cuando los precios vuelvan a quedar comprendidos entre los valores máximos y mínimos establecidos, la SHCP emitiría una declaratoria que dejaría sin efectos dichas cuotas.

Al cierre de 2015 la SHCP dio a conocer que durante enero de 2016 los precios de la gasolina y el diésel disminuirían 3.0%, ubicando el de la magna en 13.16, el de la Premium en 13.98 y el del diesel en 13.77, lo que significó reducciones por 41, 41 y 43 centavos respecto del precio de 2015, en cada caso.[28]

Por otro lado, en lo que se refiere expendio de gas licuado de petróleo, hasta que no se implemente un programa de apoyos focalizados a los consumidores, los precios máximos al público serán establecidos por el Ejecutivo Federal. Al igual que en el caso de las gasolinas, en caso de que los precios internacionales experimenten una alta volatilidad, se establecerían mecanismos para al alza sus precios.

Ilustración 13. Apertura del mercado de gas



Fuente: SENER y Ley de Hidrocarburos.

El Gobierno Federal deberá instrumentar el programa de apoyos focalizados a más tardar el 31 de diciembre de 2016 para promover el aprovechamiento sustentable de la energía y el uso eficiente de recursos y los precios al público de gas licuado de petróleo se determinarán bajo condiciones de mercado a partir del 1 de enero de 2017 (o antes, dependiendo de la fecha en que se haya implementado el programa de apoyos focalizados a los consumidores).

[27] En este caso las cuotas complementarias serán equivalentes a la diferencia entre el precio calculado y el valor máximo establecido para el combustible correspondiente. No obstante, la disminución de la cuota tiene como límite que la disminución acumulada en la recaudación alcance el 1.0% del PIB.
[28] SHCP, comunicado de prensa 155-2015. Disponible en: www.gob.mx/SHCP/prensa/comunicado-de-prensa-155-2015.

Como máximo hasta el 31 de diciembre de 2015, sólo se podrán otorgar permisos para la importación de gas licuado de petróleo a Pemex, sus subsidiarias y filiales. A partir del 1 de enero de 2016 (o antes si las condiciones del mercado lo permiten), los permisos se podrán otorgar a cualquier interesado que cumpla con las disposiciones aplicables.

Recuadro 4. Retos en la Implementación de la Reforma en el Sector Hidrocarburos

La Reforma fue la respuesta del Estado a la caída tanto en la producción como en las reservas de crudo. Se espera que la participación del sector privado, atraído por la rentabilidad y la flexibilidad del marco fiscal contribuya a revertir los resultados negativos en estas variables y permitan obtener ingresos públicos adicionales por la venta de hidrocarburos. No obstante, se han identificado algunos problemas y retos que podrían limitar el éxito de la reforma.[29]

Menores precios internacionales del petróleo

Los menores precios inhiben la inversión en proyectos que podían haber sido atractivos, afectando principalmente los que se encontraban en etapas iniciales o de ingeniería y diseño. En materia de finanzas públicas, los ingresos petroleros han visto reducidos y posiblemente se mantendrán así hasta que exista nueva producción en volúmenes crecientes, lo cual puede llevar algunos años. Tan sólo para 2016 se estima que los ingresos presupuestarios serán inferiores en 130 mil millones de pesos por la disminución en los ingresos petroleros (Pérez et al. 2015).

La caída de los precios del crudo es consecuencia tanto de una menor demanda como de la mayor oferta por parte de distintos productores. En un entorno donde el precio del barril sobrepasó los 100 dólares, se dio impulso a la producción. Por ejemplo, de 2012 a 2014, en Estados Unidos la producción de condensados se elevó en más de 2.0 millones de barriles diarios (mbd), ocasionando una reducción en sus importaciones de 8.5 a 7.0 mbd. Asimismo, los miembros de la Organización de Países Productores y Exportadores de Petróleo (OPEP), con el propósito de conservar su participación en el mercado, decidieron mantener su producción en 30 mbd y no reducirla (Deloitte, 2015).

Menor inversión

En 2015, la caída en los precios internacionales del petróleo y en la plataforma de producción y exportación, llevó al Gobierno Federal a recortar el presupuesto de Pemex en 62 mil millones de pesos, con lo que aplazará proyectos en refinación (Energíahoy, núm. 132, marzo de 2015).

Existe también el riesgo de que las reservas y la geología no sean tan prolíficas, por lo que es posible que en los procesos de licitación e inversión no participen las mejores compañías sino las más especulativas (Shields, 2015).

Fragilidad financiera de Pemex

La caída en los ingresos de Pemex pone en riesgo su viabilidad financiera, por tanto, uno de sus principales retos consiste mantener operando los campos productivos que le fueron asignados durante la Ronda Cero y donde requirió mostrar que tenía la capacidad técnicas y financiera para ello.

Por otro lado, tras la reforma Pemex no sale del presupuesto federal, sigue sujeta a restricciones de gasto y endeudamiento; así como de una importante extracción de recursos por parte del fisco. Por lo que es posible que las finanzas de la empresa no le permitan posicionarse estratégicamente frente a sus competidores (Reyes Heroles, 2015).

[29] Ver Clavellina y Pérez (2015), "los cuatro pasos para entender el nuevo juego en el sector hidrocarburos" en Pluralidad y Consenso No. 25, año 5. Disponible en: http://www.senado.gob.mx/ibd/content/publicaciones/revista25/d.pdf

Coordinación interinstitucional

Dada la naturaleza estratégica de las actividades de las empresas privadas en exploración y extracción, se requiere de su supervisión; por lo que se debe contar con instituciones fuertes y adecuadamente estructuradas. Las autoridades encargadas de estas actividades necesitan de la aprobación oportuna de presupuestos, planes y programas de trabajo, desarrollo de habilidades y conocimientos, equipos nutridos y dedicados al análisis y seguimiento de los distintos campos licitados (Grunstein, 2015).

Además, la coordinación interinstitucional para la regulación, supervisión y sanción en el sector se convierte en un reto para nuestro país y es fundamental para el éxito de la reforma (García, 2014). Por otro lado, existe el riesgo que el marco regulatorio no sea lo suficientemente transparente, imparcial y garante del interés público y de la equidad entre los competidores (Ibarra, 2015).

Carencia de cuadros técnicos

De acuerdo con Hays —empresa internacional dedicada al reclutamiento profesional— el sector energético del país requiere de cerca de 27 mil ingenieros y 108 mil técnicos para atender las necesidades de Pemex, CFE y las demás empresas nacionales y extranjeras que participarán en el sector durante los próximos cuatro años. Existe el riesgo de que el país no cuente con los cuadros suficientes para atender la demanda de talento en sectores como el de aguas profundas y energías renovables. Es posible que las empresas incorporen incluso a jubilados, o bien, importen talento de otros países (Mentado, 2015).

Sin embargo, no sólo se requieren cuadros técnicos en la industria, sino también en las actividades regulatorias y de supervisión (García, 2015). Existe también la necesidad de contar con talento empresarial a fin de aprovechar las oportunidades que la apertura del sector traerá consigo. Las empresas mexicanas podrán participar directamente en toda la cadena de valor del sector pero deben ser capaces de competir, asociarse e insertarse en las actividades del mismo (Grunstein, 2015b).

Transparencia y rendición de cuentas

Uno de los problemas que ha generado mayor preocupación es la corrupción que puede presentarse en las actividades del sector hidrocarburos (Acosta, 2015); y en materia de transparencia, el reto es que no solo las empresas públicas, sino también las privadas cumplan con la normatividad y se sometan al escrutinio público (Dyer, 2015b).

Manipulación de costos

Dado que la Recuperación de Costos es una de las contraprestaciones que tendrán los contratistas bajo el esquema de Producción y Utilidad Compartida, existe el riesgo latente de la manipulación de dichos costos, la cual podría presentarse en caso de que las empresas privadas busquen apropiarse de una parte mayor del excedente petrolero. Lo anterior se hace más relevante en el caso de compañías integradas verticalmente o en compañías que pertenezcan al mismo grupo y que ofrezcan bienes y servicios a compañías relacionadas dedicadas a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Por esto, la regulación y supervisión en materia de Precios de Transferencia resulta fundamental para evitar ganancias indebidas que se originen por la manipulación de costos. En ese sentido, la labor de los órganos supervisores como lo son la SHCP y el Servicio de Administración Tributaria deberá estar sustentada en el conocimiento del sector y la naturaleza del mismo.

Conflictos sobre la tenencia y el uso de tierras

Un problema adicional son los conflictos sociales que pueden presentarse por la ocupación de tierras ejidales, comunales y de pequeños productores por parte de empresas productoras de hidrocarburos convencionales y no convencionales, así como sus posibles afectaciones al medio ambiente (Arzate, 2015).

Inseguridad

Otro elemento que pone en riesgo la implementación de la reforma es la inseguridad que varía dependiendo de las regiones y las actividades productivas que se llevan a cabo. Por ejemplo, los ductos pueden verse vulnerados por robos y la extracción ilegal de combustibles. Otra amenaza es la extorsión que también puede afectar a diversos productores principalmente en sitios remotos del país (Dyer, 2015).

Consideraciones Finales

La Reforma Energética tuvo como principales objetivos (i) la reafirmación de la rectoría del Estado en la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo, (ii) la promoción de la competencia en el mercado, (iii) el fortalecimiento del marco regulatorio, (iv) la transformación de instituciones y empresas y (v) la promoción de la transparencia, la seguridad industrial, la protección del medio ambiente y la utilización de energías limpias.

Se otorgaron nuevas facultades a las autoridades del sector energético y a las reguladoras del mismo. En particular, se fortaleció el papel de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Se introdujo en la Constitución a los órganos reguladores coordinados en materia energética reemplazando a la figura de órganos desconcentrados que tenían anteriormente; lo cual implica que la legislación deberá reformarse para hacer compatible el nuevo marco constitucional y las leyes, reglamentos y demás disposiciones aplicables al sector.

Pemex dejó de ser el único participante en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como en las de transformación, pues se contempla un modelo de participación del sector privado en las actividades de refinación, transporte, almacenamiento, distribución y venta de estos productos.

Para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción, la reforma creó dos grandes figuras y redefinió el papel de las empresas estatales. Bajo este nuevo esquema, la inversión y producción del sector de hidrocarburos se realizará mediante asignaciones o a través de contratos.

La forma elegida para llevar a cabo las actividades exploratorias y extractivas en cada campo así como la magnitud de las tasas impositivas que deban ser erogadas (en el caso de los particulares) serán resultado de un proceso de evaluación que considere el riesgo financiero del proyecto y las capacidades técnicas, tanto de las EPEs como de los particulares para asignarlas a aquellos que garanticen el abasto de hidrocarburos en condiciones productivas óptimas.

Se estableció además al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo como mecanismo de ahorro de largo plazo, que se alimentará con los ingresos provenientes de los derechos y contraprestaciones a favor del Estado que causen los asignatarios y contratistas y que, en principio, asignará recursos a áreas prioritarias para el desarrollo nacional.

En el corto plazo, los cambios legales aprobados por el Congreso fueron una alternativa a la constante caída tanto en la producción y reservas de hidrocarburos, como en los ingresos fiscales provenientes de dicha actividad. En el mediano y largo plazo, se espera que la reforma permita al país elevar su potencial de producción en aguas profundas; sin embargo, el desarrollo de estos campos

requiere de hasta 10 años para la maduración de los proyectos, por lo que los posibles beneficios no se podrán observar en el corto plazo.

El éxito de esta reforma dependerá de su proceso de implementación y de la previsión y reacción del Estado ante los retos que se presenten en el camino.

En cuanto a la competencia, destaca que en 2015 el Gobierno Federal licitó áreas de exploración y producción en donde pudieron participar tanto empresas públicas como privadas (Ronda Uno). Además, las EPEs podrán asociarse con el sector privado a través de diferentes tipos de contratos (Servicios, Licencias y Producción y Utilidad Compartida).

Durante 2016 y 2017 el precio de los combustibles automotrices será administrado a través de un esquema de bandas. No obstante, a partir de 2018 dichos los precios estarán completamente determinados por el mercado.

Se espera también que el resto de la industria nacional se vea impulsada a través de la obligación de incrementar paulatinamente el contenido nacional en la proveeduría de los contratos de hidrocarburos (hasta 35% en 2025), así como en la participación, de al menos 20% de Pemex, en los proyectos transfronterizos de aguas profundas.

Uno de los retos esenciales de la Reforma Energética será su correcta implementación, con estándares internacionales de transparencia y rendición de cuentas que den confianza tanto a los ciudadanos como a los inversionistas acerca de los contratos y contraprestaciones. Esta implementación puede verse limitada por una serie de problemas entre los que se encuentra la caída en los precios internacionales del crudo, la caída en la plataforma de producción nacional, la menor inversión, la fragilidad en las finanzas de Pemex, la coordinación interinstitucional necesaria para supervisar a los participantes, la carencia de cuadros técnicos y profesionales, la transparencia y rendición de cuentas y los posibles conflictos territoriales.

Referencias

Cámara de Diputados

- Dictamen de las Comisiones Unidas de Hacienda y Crédito Público y de Energía, con proyecto de Decreto por el que se expide la Ley Ingresos sobre Hidrocarburos; se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, y de la Ley de Coordinación Fiscal; y se expide la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Gaceta Parlamentaria número 4077-E, Palacio Legislativo de San Lázaro, lunes 28 de julio de 2014.
- Dictamen de la Comisión de Energía, con proyecto de 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. Gaceta Parlamentaria número 4077-A, Palacio Legislativo de San Lázaro, lunes 28 de julio de 2014.
- Iniciativa con proyecto de decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones de la Ley del Impuesto sobre la Renta, de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios, del Código Fiscal de la Federación y de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/PEF2016/models/PPEF/2016/docs/paquete/LISR_LIEPS_CFF_2016.pdf
- Proyecto de decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones de la Ley del Impuesto sobre la Renta, de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios, del Código Fiscal de la Federación y de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. http://gaceta.diputados.gob.mx/PDF/63/2015/oct/20151019-III-2.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos

- CNH. Bases de licitación para la adjudicación de contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras – primera convocatoria, CNH-R01-L01/2014, 11 de diciembre de 2014. Disponible en: http://ronda1.gob.mx/Espanol/pdf/PDF-L-01/R01L01_Bases-Licitacion_20141211.pdf
- CNH. Bases de licitación para la adjudicación de contratos de producción compartida para la extracción de hidrocarburos en aguas someras – segunda convocatoria, CNH-R01-L02/2015, 2015. Disponible en: http://ronda1.gob.mx/Espanol/pdf/PDF-L-02/20150325-Bases-comparadas-20150227.pdf
- CNH. Bases de licitación para la adjudicación de contratos de licencia para la extracción de hidrocarburos en áreas contractuales terrestres – tercera convocatoria, CNH-R01-L03/2015, 2015b. Disponible en: http://ronda1.gob.mx/Espanol/pdf/PDF-L-03/R01L03_Bases-Licitacion_20150512.pdf
- CNH. Resumen de resultados del área contractual 2, 2015c. Disponible en: http://ronda1.gob.mx/English/block-02.html
- CNH. Resumen de resultados del área contractual 7, 2015d. Disponible en: http://ronda1.gob.mx/English/block-07.html
- CNH, Publicación de las bases de licitación y del modelo de contrato para la cuarta convocatoria de la Ronda Uno. Boletín de prensa 028, 17 de diciembre de 2015. Disponible en:

http://www.cnh.gob.mx/_docs/boletines/Comunicado%204a%20publicacion%20inicial%20ultima%20version%20vf.pdf

Diario Oficial de la Federación

- Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía. 20 de diciembre de 2013.
- Decreto por el que se Expide la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley federal de Derechos y de la Ley de Coordinación Fiscal y se expide la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Lunes 11 de agosto de 2014.
- Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y de la Ley General de Deuda Pública. Lunes 11 de agosto de 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. Lunes 11 de agosto de 2014.
- Decreto por el que expiden la Ley de Petróleos Mexicanos y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y se reforman y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas. Lunes 11 de agosto de 2014.

Fondo Monetario Internacional

- IMF, The impact of Mexico's energy reform on hydrocarbons production. Mexico, Selected Issues, October 23, 2014.
- IMF, México, selected issues, IMF country report, no 14/320, pp.1-73, oct. 23, 2014. Disponible en: https://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2014/cr14320.pdf

INEGI

- INEGI (2014), El sector energético en México 2013. Serie estadísticas sectoriales, 2014.

PEMEX

- PEMEX (2014), Mini boletín, "Legislación Secundaria", septiembre 2014.
- PEMEX, Boletín de prensa, 18/11/2014, http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/2014-119_nacional.aspx#.VG0bojSG-So
- Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y al 1° de enero de 2011 (Con el Informe de los Auditores Independientes). http://www.ri.pemex.com/files/content/PEMEX_EF_DICTAMEN_2012.pdf
- PEMEX. (Septiembre de 2014). Balance Primario y balance financiero de Petróleos Mexicanos (1993 a la fecha). Obtenido de PEMEX: Relación con Inversionistas: http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content&sectionID=14&catID=12148
- Pemex. Contratos integrales, exploración y producción, 2012. Disponible en: http://contratos.pemex.com/Paginas/preguntas.aspx

- Pemex. Mini boletín, Legislación Secundaria, septiembre 2014. Disponible en: http://ri.pemex.com/files/content/No.%202%20Leg.%20Secundaria.pdf
- Pemex. Boletín de prensa, 18 de noviembre de 2014b. Disponible en: http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/2014-119_nacional.aspx#.VG0bojSG-So

SHCP

- Criterios Generales de Política Económica para la Iniciativa de Ley de Ingresos y el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación correspondientes al Ejercicio Fiscal 2015.
- Criterios Generales de Política Económica 2016, http://www.shcp.gob.mx/POLITICAFINANCIERA/FINANZASPUBLICAS/finanzas_publicas_criterios/cgpe_2016.pdf

SENER

- SENER (2013), Prospectiva del Petróleo Crudo y Petrolíeros 2013-2017.
- Secretaría de Energía, Ronda Uno. http://www.energia.gob.mx/webSener/rondauno/9200.html
- Explicación Ampliada de la Reforma Energética. http://reformas.gob.mx/wp-content/uploads/2014/04/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf
- SENER. Prospectiva del Petróleo Crudo y Petrolíferos 2013-2017, 2013. Disponible en: http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva_de_Petroleo_y_Petroliferos_2013-2027.pdf
- SENER. Segundo Informe de Labores 2013-2014. Disponible en:http://www.energia.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/2InformedeLabores.pdf
- SENER. Resultado de la Ronda Cero, 2014b. Disponible en: http://www.energia.gob.mx/rondacero/_doc/Documento%20WEB%20Ronda%20CeroSSH.pdf
- SENER. Publicación de la versión definitiva de las bases de licitación y del modelo de contrato para la Primera Convocatoria de la Ronda Uno. Comunicación social, boletín de prensa no. 012, 09 de junio de 2015. Disponible en: http://ronda1.gob.mx/Espanol/pdf/PDF-L-01/R01L01_Boletin008_20150609.pdf
- SENER. Resultados de la licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la primera convocatoria de la Ronda Uno, boletín de prensa 069, 15 de julio de 2015b. Disponible en: - http://sener.gob.mx/portal/Default_blt.aspx?id=3241
- Sener (2015), http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions

Otras referencias

- Arzate, Esther. “Las lutitas mueven terrenos”, en Petróleo&Energía, México, año 12, tomo 84, pp. 30-37, diciembre 2014-enero 2015.
- Baker & Associates Energy Consultants. WHAT’S MISSING IN ROUND ONE? A clear philosophy of alignment, Public Policy Perspective No. 10033 febrero 7-17, 2015.

- Bentek Energy. El nuevo panorama energético de México, Platts McGrow Hill Financial, pp. 1-20, marzo de 2015. Disponible en: http://www.bentekenergy.com/documents/El_nuevo_panorama_energ%C3%A9tico_de_M%C3%A9xico.pdf
- Clavellina y Pérez (2015), "Los cuatro pasos para entender el nuevo juego en el sector hidrocarburos" en Pluralidad y Conseso No. 25, año 5. Disponible en: http://www.senado.gob.mx/ibd/content/publicaciones/revista25/d.pdf
- Deloitte. Precios del petróleo en crisis. Consideraciones e implicaciones para la industria de petróleo y gas. Deloitte Center for Energy Solutions, Huston, pp. 1-8, 2015. Disponible en: http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/mx/Documents/energy-resources/Oil_Prices_in_Crisis.pdf
- Dyer, Dwight. "Industria energética en medio de la inseguridad", en Petróleo & Energía, México, año 12, tomo 87, pp. 72-74, abril 2015.
- Egeland, Brad. Gold Plating Project Management: Part 1, 6 de octubre de 2013. Disponible en: http://www.projectsmart.co.uk/gold-plating-project-management-part-1.php
- EIA (2015), http://www.eia.gov/petroleum/gasdiesel/
- Grunstein, Miriam. "La producción compartida para dummies. Apuntes sobre nuestro primer contrato petrolero", En Energíahoy, México, año 10, número 131, pp. 20-21, febrero de 2015
- _____. "La licitación 3: ¿La nueva era para la industria petrolera mexicana? O, ¡uno, dos, tres por mí y por todos mis compañeros!", en Energíahoy, México, año 10, núm. 135, pp. 18-19, junio de 2015b.
- Guzmán, Alejandro. "¿Contratos o concesiones?", en Energía a Debate, México, agosto de 2014. Disponible en: http://energiaadebate.com/%C2%BFcontratos-o-concesiones/
- IBD (2015), Aspectos relevantes para la determinación del precio de la gasolina en 2016 y 2017. Disponible en: http://www.senado.gob.mx/ibd/content/productos/docs/Precio_Gasolina_2016_2017.pdf
- Ibarra, Francisco. "México 2015, de la privatización bancaria a la privatización petrolera", en Petróleo & Energía, México, año 12, tomo 87, pp. 46-49, abril 2015.
- Medas, Paulo y Zakharova, Daria. A Primer on Fiscal Analysis in Oil-Producing Countries, IMF Working Paper 09/56, 2009. Disponible en: http://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2009/wp0956.pdf .
- Mentado, Pedro. "México carece de cuadros técnicos, empresas exigen especialización y experiencia", en Energíahoy,México, año 10, número 134, pp. 38-51, mayo 2015.
- Ocampo, Edgar. "Entorno económico global y Ronda Uno". En Energía a debate, México, 28 de febrero de 2015. Disponible en: http://energiaadebate.com/entorno-economico-global-y-ronda-uno/
- Pérez, Noel; Ramírez, Luis y Domínguez, Mario. "Pre-criterios 2015: el ajuste fiscal que se avecina", en PluralidadyConsenso, México, año 5, número 24, pp. 44-52. Disponible en: http://www.senado.gob.mx/ibd/content/publicaciones/revista24/c.pdf
- Reyes Heroles, Jesús. "Reforma energética: actuar en grande", en el Universal, Opinión, 14 de agosto de 2014.
- Reyes Heroles, Jesús, (2015), "¿Ahogar a Pemex?", en el Universal, Opinión, 12 de febrero de 2015.

- Rinkenbach, José. “Ronda petrolera mexicana, un modelo cada vez más competitivo”, en Energía a debate, México, 2 de julio de 2015. Disponible en: http://energiaadebate.com/ronda-petrolera-mexicana-un-modelo-cada-vez-mas-competitivo/
- Rodríguez, Víctor. “Modelo endeble y tambaleante”, en Energíahoy, México, año 10, num.131, febrero 2015, pp. 32-33.
- Santa Rita, Ilse. 3 puntos que explican el incumplimiento de la Ronda Uno, en CNN Expansión, 16 de julio de 2015. Disponible en: http://www.cnnexpansion.com/negocios/2015/07/15/tres-puntos-que-explican-la-baja-participacion-en-la-ronda-1
- Shields, David. Ronda Uno: las compañías no quisieron, en Energía a debate, México, 16 de julio de 2015. Disponible en: http://energiaadebate.com/ronda-uno-las-companias-no-quisieron/

Glosario[30]

Área contractual: La superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de la celebración de Contratos para la Exploración y Extracción.

Área de asignación: La superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de una Asignación.

Asignación: El acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un Asignatario el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación, por una duración específica. Las asignaciones son aquellas otorgadas a Pemex en la Ronda Cero.

Asignatario: Petróleos Mexicanos o cualquier otra empresa productiva del Estado que sea titular de una Asignación y operador de un Área de Asignación.

Bono a la firma. Se trata de un monto moderado y predeterminado, pagadero en efectivo. Es indicativo de la seriedad de la oferta y proporciona un cierto incentivo financiero para buscar una producción temprana y su monto es conocido antes de la presentación de las ofertas económicas, por lo que no sirve como variable determinante en la adjudicación del contrato.

Contrato para la exploración y extracción: Acto jurídico que suscribe el Estado Mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por el que se conviene la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en un Área Contractual y por una duración específica.

Contratista: Petróleos Mexicanos, cualquier otra empresa productiva del Estado o Persona Moral, que suscriba con la Comisión Nacional de Hidrocarburos un Contrato para la Exploración y Extracción, ya sea de manera individual o en consorcio o asociación en participación, en términos de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Contraprestación del Estado: Se aplica mediante una tasa sobre una base de ingresos brutos ("sobre-regalía"). En general servirá como una de las variables de adjudicación, junto con el compromiso de inversión.

Contraprestación del Estado en los contratos de licencia. Consiste en una tasa aplicada al valor contractual de los hidrocarburos producidos y representa el principal elemento para capturar la renta económica a favor del Estado en los contratos de licencia. Se trata de un mecanismo similar a la elevación de las tasas de regalías, esta tasa es ajustable en el tiempo a través de un mecanismo de ajuste.

[30] Tomado 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. DOF, 11 de agosto de 2014; Ley General de Títulos y Operaciones de Crédito, Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y SENER.

Cuota para la fase exploratoria: Pago por la superficie contratada en tanto no exista producción. Permite al Estado recibir un flujo positivo durante la fase de exploración y aumenta el costo al contratista de no desarrollar un área.

Este pago se aplicará al área contractual en la fase de exploración con el propósito de generar un incentivo al contratista para que no retrase el desarrollo de las áreas bajo contrato, o bien, para que abandone voluntariamente aquellas partes que no piensa desarrollar; además, asegura al Estado un flujo mínimo de recursos durante la fase previa a la extracción de hidrocarburos.

Distribución de la utilidad operativa en los contratos de utilidad y producción compartida. En estos tipos de contratos, el Estado recibirá un porcentaje de la utilidad operativa obtenida cada período. La utilidad se obtiene restando el pago de las regalías y los costos al valor total de los hidrocarburos extraídos cada período. Este porcentaje se puede ajustar en el tiempo a través de un mecanismo de ajuste.

Exploración: Actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de Hidrocarburos en el Subsuelo, en un área definida.

Extracción: Actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos de producción, la inyección y la estimulación de yacimientos, la recuperación mejorada, la recolección, el acondicionamiento y separación de hidrocarburos, la eliminación de agua y sedimentos, dentro del área contractual o de asignación, así como la construcción, localización, operación, uso, abandono y desmantelamiento de instalaciones para la producción.

Fideicomisario: Persona física o moral que recibe el beneficio derivado de un fideicomiso.

Fideicomiso: Contrato mediante el cual el fideicomitente transfiere a una institución fiduciaria la propiedad o titularidad de uno o más bienes o derechos, según sea el caso, para ser destinados a fines lícitos y determinados, encomendando la realización de dichos fines a la propia institución fiduciaria.

Fideicomiso Público: Aquellos que el gobierno federal o alguna de las demás entidades paraestatales constituyen, con el propósito de auxiliar al Ejecutivo Federal en las atribuciones del Estado para impulsar las áreas prioritarias del desarrollo, que cuenten con una estructura orgánica análoga a las otras entidades y que tengan comités técnicos.

Fideicomitente: Persona física o moral que constituye un fideicomiso para destinar ciertos bienes o derechos a la realización de un fin lícito y determinado y encarga dicha realización a una institución de crédito.

Fiduciario: Es la persona encargada por el fideicomitente de realizar el fin del fideicomiso; por tanto, se convierte en el titular del patrimonio constituido por los bienes o derechos destinados a la realización de tal finalidad.

Gas licuado de petróleo: Aquél que es obtenido de los procesos de refinación del Petróleo y de las plantas procesadoras de Gas Natural, y está compuesto principalmente de gas butano y propano.

Gas natural: La mezcla de gases que se obtiene de la Extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Usualmente esta mezcla contiene etano, propano, butanos y pentanos. Asimismo, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico,

entre otros. Puede ser Gas Natural Asociado, Gas Natural No Asociado o gas asociado al carbón mineral.

Gas natural asociado: Gas Natural disuelto en el Petróleo de un yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura originales.

Gas natural no asociado: Gas Natural que se encuentra en yacimientos que no contienen Petróleo a las condiciones de presión y temperatura originales.

Hidrocarburos: Petróleo, Gas Natural, condensados, líquidos del Gas Natural e hidratos de metano.

Impuesto Sobre la Renta. Será pagado por los asignatarios, contratistas y cualquier otra empresa que opere bajo el amparo de los contratos. Se establece que no podrán reducir el pago de este impuesto a través de pérdidas en otras actividades no relacionadas con la exploración y/o extracción de hidrocarburos.

Impuesto para la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Tanto los contratistas como los asignatarios están obligados a pagar este impuesto, el cual se calculará mensualmente como una cuota por kilómetro cuadrado del área donde se realicen actividades. Este impuesto se destina a las entidades federativas y municipios a fin de que cuenten con recursos para realizar inversiones en infraestructura y reducir las afectaciones en el entorno social, ambiental y ecológico que se generen por las actividades petroleras.

Límite de costo. Se considera un límite de costos, en flujo. Cada periodo, el contratista recupera costos hasta cierto porcentaje de los ingresos, los costos por arriba del límite se recuperan en periodos subsecuentes.

Mecanismo de ajuste. Se trata de un mecanismo para controlar la rentabilidad extraordinaria que se genere por precios altos, mayor productividad, menores costos o por descubrimientos por encima de las expectativas. Este mecanismo modifica alguna de las Contraprestaciones que recibe el contratista en función de la rentabilidad alcanzada en cada periodo. En algunos casos, el factor de ajuste regresará a valores previos conforme madura el proyecto. Este mecanismo servirá para garantizar un régimen fiscal progresivo, con el fin de que el Estado capture eficientemente la renta petrolera cuando exista rentabilidad adicional derivada de altos precios, mayor productividad o descubrimientos por encima de las expectativas, es decir, permite aumentar la proporción de hidrocarburos o utilidades que corresponden a la Nación conforme aumenta la rentabilidad de los proyectos productivos.

Permisionario: Petróleos Mexicanos, cualquier otra empresa productiva del Estado o entidad paraestatal, o cualquier Particular que sea titular de un permiso para la realización de las actividades previstas en la Ley.

Petrolíferos: Productos que se obtienen de la refinación del Petróleo o del procesamiento del Gas Natural y que derivan directamente de Hidrocarburos, tales como gasolinas, diésel, querosenos, combustóleo y Gas Licuado de Petróleo, entre otros, distintos de los Petroquímicos.

Petroquímicos: Aquellos líquidos o gases que se obtienen del procesamiento del Gas Natural o de la refinación del Petróleo y su transformación, que se utilizan habitualmente como materia prima para la industria.

Porcentaje de la utilidad operativa. La utilidad operativa se calcula restando a los ingresos del proyecto los costos reconocidos, considerando un límite de costos por periodo. El porcentaje para el Estado es una de las variables de adjudicación.

Reconocimiento y exploración superficial: Todos aquellos estudios de evaluación que se valen únicamente de actividades sobre la superficie del terreno o del mar para considerar la posible existencia de Hidrocarburos en un área determinada; dentro de éstos se incluyen los trabajos para la adquisición, el procesamiento, reprocesamiento o interpretación de información.

Recuperación de costos. Se trata de los costos reconocidos en que haya incurrido el contratista, sujeto a que correspondan a las actividades autorizadas por la CNH y a la fiscalización por la SHCP. Cada periodo, el contratista recupera costos hasta cierto porcentaje de los ingresos, los costos por arriba se recuperan en periodos subsecuentes. El monto de deducción de costos está acotado a un porcentaje determinado de los ingresos del contratista. Los costos a deducir deben estar directamente relacionados con la actividad contractual y estar incluidos en los planes de exploración y desarrollo que autorice la CNH.

Recursos contingentes: El volumen estimado de Hidrocarburos en una fecha dada, que potencialmente es recuperable pero que, bajo condiciones económicas de evaluación correspondientes a la fecha de estimación, no se considera comercialmente recuperable debido a una o más contingencias.

Recursos prospectivos: El volumen de Hidrocarburos estimado a una fecha determinada, que todavía no se descubre pero que ha sido inferido y que se estima potencialmente recuperable, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.

Regalías. Se trata de pagos determinados en función de los ingresos brutos derivados de la producción de hidrocarburos. Son porcentajes que aumentarán conforme lo haga el precio de los hidrocarburos. Dado que se trata de un pago determinado con una base bruta, se garantiza al estado recibir recursos en todos los casos en que exista producción independientemente de los costos.

Regalía básica: Pago moderado basado en los ingresos brutos del proyecto. Se aplica una tasa creciente en función del precio del hidrocarburo.

Reservas: El volumen de Hidrocarburos en el subsuelo, calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas, que se estima será producido técnica y económicamente, bajo el régimen fiscal aplicable, con cualquiera de los métodos y sistemas de Extracción aplicables a la fecha de evaluación.

Sistema integrado: Sistemas de transporte por ducto y de almacenamiento interconectados, agrupados para efectos tarifarios y que cuentan con condiciones generales para la prestación de los servicios que permiten la coordinación operativa entre las diferentes instalaciones.

Temporada abierta: El procedimiento regulado por la Comisión Reguladora de Energía que, con el propósito de brindar equidad y transparencia en la asignación o adquisición de capacidad disponible a terceros de un sistema o de un nuevo proyecto o con motivo de una renuncia permanente de capacidad reservada, debe realizar un Permisionario de Transporte, Almacenamiento o Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos para ponerla a disposición del público, a efecto de reasignar capacidad o determinar las necesidades de expansión o ampliación de capacidad.

Transporte: La actividad de recibir, entregar y, en su caso, conducir Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, de un lugar a otro por medio de ductos u otros medios, que no conlleva la enajenación o comercialización de dichos productos por parte de quien la realiza a través de ductos. Se excluye de esta definición la Recolección y el desplazamiento de Hidrocarburos dentro del perímetro de un Área Contractual o de un Área de Asignación, así como la Distribución.

Tratamiento: Acondicionamiento del Petróleo que comprende todos los procesos industriales realizados fuera de un Área Contractual o de un Área de Asignación y anteriores a la refinación.

Zona de salvaguarda: Área de reserva en la que el Estado prohíbe las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

El Instituto Belisario Domínguez es un órgano especializado encargado de realizar investigaciones estratégicas sobre el desarrollo nacional, estudios derivados de la agenda legislativa y análisis de la coyuntura en campos correspondientes a los ámbitos de competencia del Senado con el fin de contribuir a la deliberación y la toma de decisiones legislativas, así como de apoyar el ejercicio de sus facultades de supervisión y control, de definición del proyecto nacional y de promoción de la cultura cívica y ciudadana.

El desarrollo de las funciones y actividades del Instituto se sujeta a los principios rectores de relevancia, objetividad, imparcialidad, oportunidad y eficiencia.