



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Comercialización de Crudos Mexicanos

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Anaid Itzel Gasga Monroy

Juan Rolando Prado Rico

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Jesús Aguirre Y Osete



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

Agradecimientos de Anaid Gasga

A la primera persona que quiero agradecer es a mis padres por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en mi educación, tanto académica, como en la vida, por su apoyo incondicional a través del tiempo.

A mi hermana por estar conmigo y apoyarme siempre.

A mis amigos, pero en especial a Juan quien en conjunto hizo posible esta tesis.

A Liz que siempre me apoyo y alentó en todo momento.

A la Universidad por darme la oportunidad y ser una profesional.

Agradecimientos de Juan Prado

A mi familia, por siempre estar a mi lado, pero en especial a mi madre y hermana, quienes siempre me han dado su apoyo incondicional, me han enseñado a amar, a dar lo mejor de mí, gracias.

A mis amigos, quienes me llenaron de momentos de alegría, además me ayudaron a entender diversos temas de la carrera, en especial a Anaid, quien hizo posible la culminación de esta tesis.

A todos los buenos maestros que he tenido, en especial a Rodrigo Orantes, Oswaldo Espínola y Luis Alcántara por ayudarnos enormemente en esta tesis.

A nuestro asesor, quien nos motivó y ayudo en todo momento con nuestra tesis.

A Ana Verónica, por llenar mi corazón de alegría.

Abstract

This research seeks to analyze three main issues arising from the energy reform approved on December 21st, 2013; the impact on the marketing of oil in Mexico, the study of oil marketing in Mexico throughout its history, and the effects that this reform may have on the PMI group. For this purpose, the new public-private figures will be analyzed, as well as the influence that they may have on the price, volume and destination of Mexican oil.

To understand the constitutional reform related to the energy sector, will be studied the 21 secondary laws that constitute it, of which 6 are new laws and 15 were amended laws, however, this research only will be focused on the oil marketing.

Finally, this paper ends with a general opinion about the marketing benefit that this reform entails.

Resumen

En este trabajo de investigación se analiza el impacto de la Reforma Energética aprobada el 21 de diciembre de 2013 en la comercialización del crudo en México. Se estudia la comercialización del crudo a lo largo de la historia en México, y los efectos que esta reforma pueda tener en Pemex, de manera específica en el grupo Pemex PMI Comercio Internacional, para lo cual se analizan las nuevas figuras empresariales público-privadas, así como la influencia que puedan tener en el precio, volumen y destino de los petrolíferos mexicanos.

Para entender la Reforma Constitucional relacionada con el sector energético, se estudian las 21 leyes secundarias que la constituyen, de las cuales seis son nuevas y 15 de ellas se modificaron, este estudio estará enfocado a la comercialización del crudo.

Se finaliza con nuestra opinión general respecto al impacto de esta Reforma en la comercialización del crudo en México.

Índice general

Índice de figuras	XIII
Índice de tablas	XV
1. Panorama general de la exploración, extracción, producción y refinación del crudo en México	1
1.1. Historia de la industria petrolera nacional	1
1.2. Orígenes y composición del petróleo	6
1.2.1. Clasificación del petróleo	7
1.2.1.1. Por su base	7
1.2.1.2. Por sus grados API	10
1.2.1.3. Por la cantidad de azufre	11
1.3. Cadena de valor de la industria petrolera	11
1.3.1. Sector de Exploración y Producción (sector Upstream)	12
1.3.2. Sector de Transporte y Tratamiento (Sector Midstream)	15
1.3.2.1. Transporte de crudos	16
1.3.2.2. Regulaciones para el transporte y comercialización nacional e internacional de hidrocarburos	21
1.3.3. Sector de Refinación (Sector Downstream)	24
2. Reservas y producción de petróleo en México	29
2.1. Recursos petroleros y su clasificación	29
2.2. Reservas de hidrocarburos en México	32
2.3. Producción de petróleo en México	33
2.3.1. Crudos exportables	34
2.3.2. Crudos no exportables	35
3. Mercado del petróleo mexicano	39
3.1. Determinantes globales del precio internacional del petróleo	40
3.1.1. Oferta	41
3.1.2. Demanda	41
3.1.3. Organización de Países Exportadores de Petróleo	43
3.2. Crudos marcadores (<i>benchmark crude</i>)	46
3.2.1. Precios Platts y Argus	47
3.3. Fórmulas de precios de exportación de la mezcla mexicana	48
3.3.1. Ejemplo de la determinación del precio del crudo de exportación	50
3.4. PMI Comercio Internacional	51
3.4.1. Políticas de comercialización de petróleo crudo de PMI	52
3.5. Importancia del precio de la mezcla mexicana de petróleo crudo de exportación	53

3.6.	Exportación de crudos mexicanos	56
3.6.1.	Terminales Marítimas de Exportación	58
3.7.	Mercado de futuros	62
4.	Reforma Energética (diciembre 2013)	65
4.1.	Decreto de Reforma Energética	66
4.2.	Leyes secundarias	71
4.2.1.	<i>Ley de Hidrocarburos</i>	71
4.2.2.	<i>Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo</i>	72
4.2.3.	<i>Ley de Órganos Reguladores en Materia Energética</i>	73
4.2.4.	<i>Ley de Petróleos Mexicanos</i>	75
4.2.5.	<i>Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos</i>	80
4.3.	Secretaría de Energía	84
4.4.	Asignaciones a Pemex (<i>Ronda Cero</i>)	84
4.5.	Rondas de licitación	85
4.5.1.	Ronda Uno	86
4.5.2.	Ronda 2	94
5.	Conclusiones	95
	Bibliografía	97

Índice de figuras

1.1. Estructura molecular de las parafinas e isoparafinas.	8
1.2. Estructura molecular de los naftenos	9
1.3. Estructura química de los aromáticos	10
1.4. Cadena de valor de la industria petrolera enfocada en las actividades del sector Midstream.	12
1.5. Clasificación de los métodos de recuperación.	15
1.6. Costos de transporte de crudo en diferentes medios (pesos por km).	16
1.7. Red de oleoductos, refinerías y terminales marítimas de exportación de Pemex.	18
1.8. Toma clandestina.	19
1.9. Evolución de los buques-tanque	20
1.10. Países con mayor capacidad de refinación de crudo en mbd, 2015.	26
1.11. Aportación de cada refinería en México en Mbd, 2015.	27
2.1. Clasificación de las reservas.	30
2.2. Clasificación de los recursos y reservas petroleros.	31
2.3. Reservas totales divididas en tipos de reservas y tipo de crudo en barriles de petróleo.	32
3.1. Curva de la oferta y la demanda.	40
3.2. Principales productores de petróleo en barriles por día, 2015	41
3.3. Principales consumidores de petróleo en barriles por día, 2015.	42
3.4. Producción por país en mmbd de la OPEP, 2015.	44
3.5. Precio del barril <i>Brent</i> en dólares, dato del día primero de cada mes	45
3.6. Valores del factor <i>K</i> en los meses de agosto y septiembre de 2014 en dólares por barril.	50
3.7. Principales países exportadores del mundo en barriles por día, 2014.	51
3.8. Precio Diario de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) en dólares por barril, comparado con el WTI y el Brent.	53
3.9. Exportación de petróleo crudo en porcentaje, 2015.	57
3.10. Clasificación por el tipo de transporte que se emplea.	59
3.11. Función de los Incoterms en la industria.	61
4.1. Comparativa de la anterior con la nueva estructura de Pemex.	76
4.2. Modelo operativo de Pemex Logística con información de Pemex.	79
4.3. Ingresos que recibe el Estado, según la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.	81
4.4. Esquema de las posibles opciones de comercialización en México.	83
4.5. Asignaciones otorgadas a Pemex en la Ronda Cero.	85
4.6. Áreas consideradas para la licitación Ronda Uno.	86
4.7. Bloques de la primera licitación de la <i>Ronda 1</i>	87
4.8. Bloques de la segunda licitación de la <i>Ronda 1</i>	89

4.9. Ubicación de las áreas de la licitación 3 de la <i>Ronda 1</i>	90
4.10. Ubicación de las áreas contractuales de la licitación 4 de la <i>Ronda 1</i>	92

Índice de tablas

1.1. Clasificación API de los crudos.	11
1.2. Perforación de pozos por región.	13
1.3. Características de los mecanismos de producción primaria	14
1.4. Plantas y equipos que conforman cada refinería.	27
1.5. Proceso de petróleo crudo por refinería (miles de barriles diarios).	28
2.1. Principales reservas probadas de crudo por país en 2015.	33
2.2. Producción de crudo en miles de barriles diarios, por tipo y por región.	34
2.3. Calidad de los tipos de crudos	35
2.4. Comparación de los crudos pesados No exportables contra el Maya	36
2.5. Comparación de los crudos ligeros No exportables contra el <i>Istmo</i>	36
3.1. Características de los principales crudos marcadores.	47
3.2. Volumen de las exportaciones de petróleo crudo (miles barriles diarios), el crudo Maya incluye crudo Altamira y Talam, Lejano Oriente incluye otras regiones.	52
3.3. Valor de las exportaciones de petróleo crudo (millones de dólares), el crudo Maya incluye crudo Altamira, Lejano Oriente incluye otras regiones.	57
3.4. Capacidades de almacenamiento de crudo de la terminal marítima Pajaritos.	58
3.5. Clasificación de los Incoterms por el punto de entrega.	60
4.1. Bloques ganadores de la Licitación 1 de la <i>Ronda 1</i>	88
4.2. Bloques ganadores de la Licitación 2 de la <i>Ronda 1</i>	88
4.3. Bloques ganadores de la Licitación 3 ubicados en la Región Norte.	91
4.4. Bloques de la primera licitación 3 ubicados en la Región Sur.	91
4.5. Bloques ganadores de la Licitación 4 de la Ronda 1, ubicados en Cinturón Plegado Perdido(No se incluyen las áreas que contengan solamente gas).	93
4.6. Bloques ganadores de la Licitación 4 de la <i>Ronda 1</i> , ubicados en Cuenca Salina (No se incluyen las áreas que contengan solamente gas).	93

Capítulo 1

Panorama general de la exploración, extracción y producción del crudo en México

En este primer capítulo trataremos de manera breve acerca de las teorías del origen, la clasificación, y la historia en México del petróleo, también analizaremos la cadena de valor de la industria petrolera, enfocándonos en la comercialización, y al explicar los procesos que se deben seguir para llevarla a cabo.

1.1. Historia de la industria petrolera nacional

Dada la importancia de la industria petrolera para nuestro país es relevante la mención de su historia, la cual será lacónica y abarcará hasta la publicación de la Reforma Energética de 2013, ya que los hechos subsecuentes más relevantes al tema de esta tesis se desarrollarán conforme este mismo trabajo. Asimismo, en el subcapítulo 1.3.3 se abordará lo más notorio de la historia de la refinación en México, esta separación se realizó con la idea de amenizar estos temas al lector.

En la época precolombina nuestros ancestros ya tenían conocimiento del petróleo debido a la basta presencia de chapopote, lo utilizaban como material de construcción, impermeabilizante, o para uso medicinal.

Durante la Conquista española no existió regulación alguna para el petróleo. Fue en 1783 cuando se expidieron las *Reales Ordenanzas para la Minería de la Nueva España*, para ser la primera regulación con respecto al petróleo, en donde se determinaba que el petróleo era patrimonio de la Real Corona.

En 1862 Antonio del Castillo, ingeniero en minas, dirigió una de las primeras perforaciones realizadas en nuestro país en La Villa de Guadalupe con una profundidad de 70 metros.

Entre 1864 y 1867 con el arribó de Maximiliano de Habsburgo se otorgaron las primeras concesiones para la explotación de depósitos naturales de petróleo.

CAPÍTULO 1. PANORAMA GENERAL DE LA EXPLORACIÓN, EXTRACCIÓN, PRODUCCIÓN Y REFINACIÓN DEL CRUDO EN MÉXICO

En 1868, el médico norteamericano Adolfo A. Autrey organizó la Compañía Explotadora de Petróleo del Golfo de México, primera empresa que extrajo petróleo de pozos perforados en México; esta compañía operaba en la región veracruzana de El Cuguas, próxima a Papantla.

Simón Sarlat Nova, médico y gobernador de Tabasco, en 1883 forma la primera compañía petrolera con capital mexicano y realiza la explotación del yacimiento “La Mina”.

En 1884, el Gobierno expide el *Código de Minas de los Estados Unidos Mexicanos* que deroga las *Ordenanzas de Minería* de 1873, con el cual se trasladó el derecho exclusivo de la Nación sobre el subsuelo al propietario de los terrenos en la superficie.

En 1900, el petrolero norteamericano Edward L. Doheny adquirió los derechos de varios terrenos en la región de la Huasteca potosina, para fundar en noviembre de ese año, la Mexican Petroleum Company of California. Para diciembre del siguiente año, se expide la primera *Ley de Petróleo*, la cual faculta al Ejecutivo Federal a otorgar permisos para explorar terrenos de propiedad federal.

El geólogo mexicano Ezequiel Ordóñez, en 1904, localizó para la Mexican Petroleum Company el pozo petrolero “La Pez”, ubicado en el campo petrolero de “El Ébano”, cuya producción se calculó en 1,500 barriles diarios, fue la primera producción importante en nuestro país.

En 1908, el pozo “Dos Bocas”, en San Diego de la Mar, Veracruz, perteneciente a la S. Pearson & Son, brota con una producción sin precedente de 100 mil barriles diarios, lo cual demuestra la riqueza petrolera del país. En agosto Pearson creó la Compañía Mexicana de Petróleo “El Águila”.

En 1910, el pozo “Casiano No. 7” de la Huasteca Petroleum Company produjo 60 mil barriles diarios, y el “Potrero del Llano No. 4”, pozo de la Compañía Mexicana de Petróleo “El Águila”, produjo 100 mil barriles diarios gracias a ello estas empresas dominaban la industria petrolera.

En 1911 comienzan los indicios de comercialización internacional del petróleo, con la exportación de crudo mexicano a Estados Unidos, Europa y América Latina. La producción general de la industria dio un salto enorme ya que pasó de 3.6 millones de barriles anuales en 1910 a 12.5 millones en 1911. En atención a ello y para que nuestro país tuviese ingresos de esa producción, el gobierno de Francisco I. Madero en 1912 decretó el primer gravamen sobre la producción de petróleo crudo.

Uno de los pozos con mayor producción en esa época fue el de “Cerro Azul No. 4”, de la Huasteca Petroleum Company, el cual para 1916 tuvo una producción diaria de 260 mil barriles.

En 1917, Venustiano Carranza promulga la *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*, que reforma la de 1857. El artículo 27 se modifica, la Nación vuelve a tener la propiedad del subsuelo. Como respuesta a esta *Constitución*, varias compañías petroleras se agrupan formando la Asociación de Productores de Petróleo en México.

Para 1921, la producción total alcanzó la cifra record de 193.4 millones de barriles anuales; gracias a esto México ocupó la segunda posición como productor mundial de petróleo y para ese tiempo, operaban en el país más de 200 empresas privadas petroleras.

En el gobierno de Plutarco Elías Calles se promulgó la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo* y se crea por decreto la dependencia Control de Administración del Petróleo Nacional.

La Huasteca Petroleum Company en 1927 construyó el primer gasoducto en nuestro país, que va de Cerro Azul a Mata Redonda, donde el gas natural es utilizado como combustible.

El Gobierno mexicano ya contemplaba tener una empresa petrolera nacional, por lo que en 1933 creó la Compañía Petróleos de México, S. A. (PETROMEX), una empresa con participación del Gobierno e inversionistas privados, en este año también se descubren los yacimientos de Poza Rica, Veracruz por parte de La Compañía Mexicana de Petróleo “El Águila”.

En 1935, se crea el Sindicato de Trabajadores Petroleros en la República Mexicana (STPRM). El cual se incorporó a la Confederación de Trabajadores de México (CTM) en 1936, el STPRM declara, en mayo de 1937, una huelga que paraliza la industria y el tráfico de vehículos cerca de dos semanas.

El motivo de esto fue la negativa por parte de las empresas de aceptar el contrato colectivo del sindicato. Por su parte, la Junta de Conciliación y Arbitraje falló a favor de los trabajadores, pero las compañías se ampararon ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación.

Esta huelga fue uno de los principales motivos por los que se realizó la expropiación petrolera, junto con la sobreexplotación desmesurada de las empresas extranjeras. El presidente Lázaro Cárdenas del Río expropió la industria petrolera el 18 de marzo de 1938 y para el 7 de junio el Gobierno de México creó Petróleos Mexicanos (Pemex).

En 1945 se descubrió el yacimiento “Misión”, localizado en la Cuenca de Burgos, Tamaulipas, el cual impulsó la producción de gas natural. Para el siguiente año Pemex descubrió en Reynosa, Tamaulipas, importantes yacimientos de petróleo y gas. ¹

¹Situación de las reservas y el potencial petrolero de México de Fabio Barbosa y Nicolás Domínguez,

Se descubrieron los campos “El Tortuguero y José Colomo.”^{en} 1950 y 1951, respectivamente. Estos campos son de suma importancia en nuestro país, ya que para 1974 su explotación representaba el 30 % de la producción de gas nacional (224,685 MMpc).²

En 1955 la producción de gas superó al consumo interno. Para el año siguiente se creó la empresa paraestatal Petroquímica de México.

Destaca que en 1963 Pemex tuvo su primer año de operación sin pérdidas.³

En 1965 se crea el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) como parte de los esfuerzos en la integración de la industria petrolera, el cual tiene como propósito desarrollar la investigación científica propia y reducir los altos costos provenientes de la importación de tecnología.

En el periodo de 1971 a 1973 se localizaron cinco campos de gas en Nuevo Laredo y se realizaron los primeros hallazgos en Chiapas y Tabasco, región de mucha importancia, ya que para 1978 representaba el 79 % de la producción total del país.⁴

En 1976 inició la explotación de depósitos submarinos en la Sonda de Campeche; “Chac”, el primer campo marino de esta zona, da pie a nuevos descubrimientos conformándose así el complejo Cantarell, el cual se convirtió en el principal productor del país.

En 1980 los precios de exportación de los crudos de tipo Istmo y Maya eran de 19.2 y 16.5 dólares respectivamente, para 1986 habían descendido dramáticamente a 5.8 y 4.6 dólares.⁵

En mayo de 1989 se crea PMI Comercio Internacional, con el objeto de llevar a cabo la comercialización de petróleo crudo y sus derivados en el mercado internacional, Posteriormente, en mayo de 1991 se constituyó PMI Trading Limited con el propósito de optimizar las operaciones internacionales de Petróleos Mexicanos, mediante el manejo adecuado de los riesgos en la comercialización de hidrocarburos y la búsqueda de oportunidades de negocios rentables que vincularan los requerimientos del mercado externo con la producción interna.

disponible en <http://bit.ly/2bYbej0>

²Inicio de Pemex en Tabasco, *El Heraldo de Tabasco*, disponible en <http://bit.ly/2cdes5M>

³¿Pemex barril sin fondo? del Ing. Manuel Aguirre Botello disponible en <http://bit.ly/2crzFH5>

⁴Fuentes para la Historia del Petróleo en México, 1900-2008, Colmex, disponible en <http://bit.ly/2bYbSwQ>

⁵Idem. Fuentes para la Historia del Petróleo en México, 1900-2008, Colmex, disponible en <http://bit.ly/2bYbSwQ>

Desde 1993, el Grupo PMI no participa en la comercialización de gas natural, ya que ésta es realizada en forma directa por Pemex Gas y Petroquímica Básica, con el objetivo de establecer un marco organizacional moderno y eficiente para la realización de las actividades comerciales internacionales.⁶

El 15 de julio de 1992 el Ejecutivo decretó la *Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos* y Pemex tuvo una transformación corporativa; en ella se dispuso la creación de cuatro organismos subsidiarios descentralizados. Dichos Organismos fueron: Pemex Exploración y Producción (PEP), Pemex Refinación (PXR), Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y Pemex Petroquímica (PPQ).

En 1994 Pemex contaba con 74 campos productores: 15 en la Región Norte, 40 en la Región Sur y 19 en la Región Marina.

En 1995 el Congreso de la Unión aprobó modificaciones a la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo*, con lo cual se redefinió el ámbito de la industria petrolera para permitir que el sector privado construya, opere y tenga en propiedad sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Durante ese mismo año también se expidieron la *Ley de la Comisión Reguladora de Energía* y el *Reglamento de Gas Natural*.⁷

El complejo Cantarell se consolidó en 1997 como uno de los más importantes de México y el mundo, ya que su producción abarcaba una gran proporción de los volúmenes totales producidos anualmente.

La subsidiaria de Pemex Gas, MGI Supply Ltd, se creó en 1993. Sus actividades se enfocan en la compra, venta, almacenamiento, intercambio, transporte y comercialización de gas en Estados Unidos y Canadá.⁸

En el periodo de 2001 a 2004, el Gobierno destinó gran parte de los recursos de Pemex para pagar el déficit de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la cual fracasó en llevar a cabo una reforma fiscal y acentuó la dependencia del país hacia los ingresos petroleros ya que los impuestos se incrementaron hasta alcanzar más del 30% del total de los ingresos. Por esto, Pemex no dispuso de fondos suficientes para una modernización integral ni para los costosos gastos de exploración de nuevos campos con potencial de desarrollo.

⁶*Informe Anual 2002*, Comercio Internacional de Petróleos Mexicanos, Pemex, disponible en <http://bit.ly/2gxLhJq>

⁷*Los Nuevos Retos de la Industria del Gas Natural 2001-2005*, CRE, disponible en <http://bit.ly/2cddW88>

⁸*MGI Supply. Pemex, Gas y Petroquímica Básica*. disponible en <http://bit.ly/2cdqzx5>

En la búsqueda de incrementar la producción, el Instituto Mexicano del Petróleo establece como uno de sus nuevos programas de investigación, el de exploración y producción de aguas profundas para el 2002.

De 2007 a 2008, la producción anual de crudo en México fue de 1,237 millones de barriles, provenientes fundamentalmente del complejo Cantarell. De hecho, este campo es considerado como el segundo mayor a nivel mundial. En la actualidad está en declinación.

Pemex intensifica sus actividades en los complejos de Chicontepec y Ku-Maloob Zaap y en aguas profundas del Golfo de México, con la finalidad de ampliar la producción petrolera de la empresa y restituir las reservas de hidrocarburos ante la caída de la producción de Cantarell.

En 2012, México celebró el 74° Aniversario de la Expropiación Petrolera. Asimismo, Pemex perforó, en el campo Jujo, en Tabasco, el pozo horizontal más profundo del cual se tenga registro en la industria. Mientras tanto, el yacimiento de Chicontepec aumentó la producción en más de 50 % en el último año.⁹ También Pemex inicia en este año las operaciones de la plataforma Bicentenario, de sexta generación y totalmente ecológica, para perforar 10 mil metros de profundidad sobre la superficie del mar.

Se promulga la nueva reforma energética el 21 de diciembre de 2013 con cambios para la estructura de Pemex, la forma de comercializar en nuestro país, así como la posibilidad de explotación de yacimientos por parte de las empresas privadas. Pemex ahora posee siete empresas productivas las cuales son las siguientes: i) Exploración y Producción, ii) Transformación Industrial, iii) Cogeneración y servicios, iv) Etileno, v) Fertilizante, vi) Logística y vii) Perforación, este tema se abordará con mayor amplitud en los capítulos subsecuentes.

1.2. Orígenes y composición del petróleo

Son dos las teorías acerca del origen del petróleo, la teoría orgánica, la cual considera un origen biogenético, y la teoría inorgánica, cuyo origen es abiogenético. A continuación se explicarán someramente estas teorías.

La teoría orgánica sugiere que el petróleo proviene de una descomposición de largo plazo de organismos que alguna vez tuvieron vida, como el plancton, zooplancton, etcétera; los cuales se fueron cubriendo con sedimentos y sometidos a ciertas condiciones de presión, temperatura y sincronía en el tiempo, lo cual dio origen al petróleo.

⁹Historia de la Industria Petrolera en la República Mexicana disponible en <http://bit.ly/2bPU4JO>

La teoría inorgánica considera que el petróleo se originó a partir de depósitos de carbón a grandes profundidades. Esta teoría ha ganado más adeptos debido a la existencia de metano en partes del universo en donde no hay ninguna forma de vida, y a la creación del llamado petróleo *sintético*, el cual se obtiene a partir del proceso *Fischer-Tropsch*.¹⁰

A pesar de las múltiples investigaciones realizadas, aún no se tiene una teoría aceptada en todo el mundo, en México es la teoría orgánica.

Según la teoría orgánica, los tipos de organismos que dieron origen al petróleo influyeron en su composición, por lo que los crudos no son del todo iguales, ya que presentan cierta similitud. El crudo está constituido principalmente de carbón (83-87 %), hidrógeno (10-14 %), nitrógeno (0.1-2 %), oxígeno (0.05-1.5 %), azufre (0.05-6 %) y metales (<0.1 %).¹¹

Los principales hidrocarburos¹² que contienen los crudos son las cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno las cuales constituyen las parafinas; cuando las cadenas son ramificadas se tienen las isoparafinas; al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las olefinas; las moléculas en las que se forman ciclos de carbono son los naftenos, y cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los aromáticos.

Según los hidrocarburos y demás componentes que conforman el petróleo es posible clasificarlo, como se tratará a continuación.

1.2.1. Clasificación del petróleo

Hay tres diferentes clasificaciones para el petróleo, depende de la base con la cual esté constituido, los grados API,¹³ y la cantidad de azufre que contenga. A continuación explicaremos estas clasificaciones.

1.2.1.1. Por su base

Como hemos mencionado los principales hidrocarburos presentes en los crudos son los parafínicos, nafténicos y aromáticos entre otros.

Todos los crudos contienen en mayor o menor proporción estos hidrocarburos, cuando uno de estos hidrocarburos es dominante se dice que tiene base de ese hidrocarburo.

¹⁰Proceso Fischer-Tropsch, aplicación actual y posibilidades futuras, disponible en <http://bit.ly/2bMRv1N>

¹¹Anne Marie Helmenstine, A.M.H. (2017, 7 de enero). Chemical Composition of Petroleum. [Weblog]. Fecha de acceso: 13 de febrero de 2017, disponible en <http://abt.cm/2lawmKJ>

¹²Compuestos formados únicamente por átomos de carbono e hidrógeno.

¹³API=(141.5/ ρ_r @60/60° F) -131.5

Crudos con base parafínica

Los crudos parafínicos están constituidos principalmente por parafinas (70 a 80 %), además están compuestos por moléculas en las que el número de átomos de hidrógeno es siempre superior en dos unidades al doble del número de átomos de carbono (C_nH_{2n+2}).

Si estos hidrocarburos contienen cuatro o menos átomos de carbono son gaseosos (a temperatura ordinaria). Si contienen de cinco a 15 son líquidos. Por encima de los 16 los átomos de carbono son sólidos.

Se caracterizan por su estabilidad. En este grupo encontramos el metano, etano, hexano y hexadecano. Entre sus principales características se tiene:

Baja densidad	Bajo peso específico (85 kg/lt)
Alto índice de viscosidad (80-90)	Baja volatilidad
Color claro	Bajo contenido de azufre
Altos puntos de congelación	Bajo poder disolvente

En la figura 1.1 podemos observar la estructura molecular de las parafinas e isoparafinas.

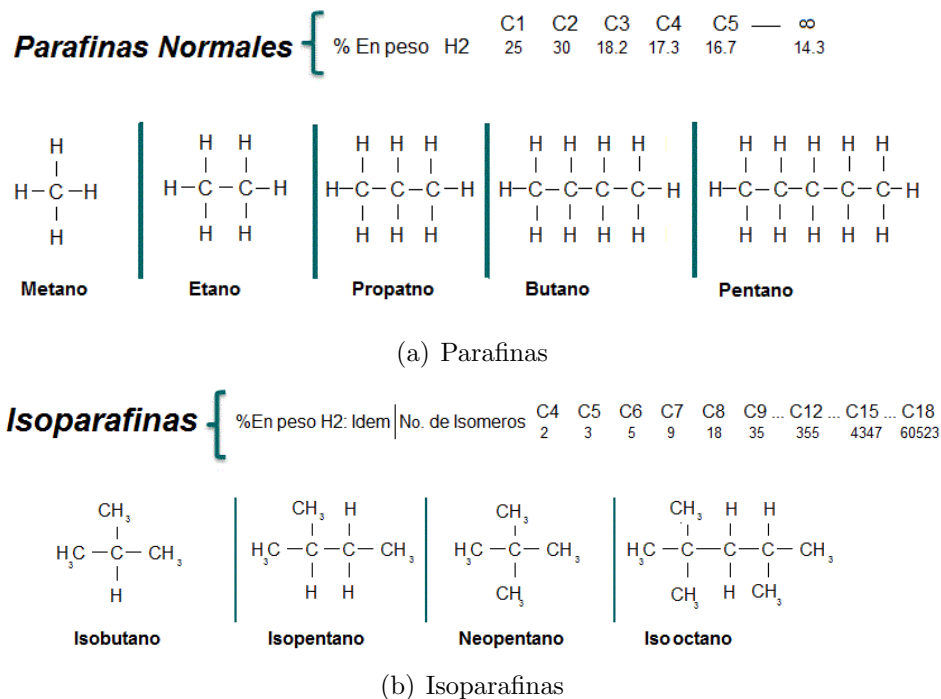


Figura 1.1: Estructura molecular de las parafinas e isoparafinas.¹⁴

¹⁴Ensayo de química disponible en <http://trabajoquimica-petróleo.blogspot.mx/>

Crudos con base nafténica

Sus componentes principales son los naftenos (70 a 80%). Son muy espesos y oscuros. Contienen el doble de átomos de hidrógeno que de carbono (C_nH_{2n}).

Son saturados con cadenas cíclicas o policíclicas complejas. Los productos obtenidos de esta base tienen un bajo punto de fluidez. A diferencia de los parafínicos, las gasolinas extraídas de los crudos nafténicos son relativamente buenas, y los querosenes y lubricantes malos.

Los naftenos se denominan: ciclobutano, ciclopentano y ciclohexano. Generan muchos residuos luego del proceso de refinación. Entre sus principales características están las siguientes:

Densidad relativamente elevada	Bajo índice de viscosidad (sobre 40 cp)
Bajo punto de congelación	Bajo contenido de azufre
Coloración oscura	Mayor volatilidad que los parafínicos
Disolvente elevado	Bajo punto de congelación

Los naftenos pueden reaccionar por reemplazo de hidrógeno con otro elemento. Generan muchos residuos luego del proceso de refinación, se puede observar su estructura molecular en la figura 1.2.

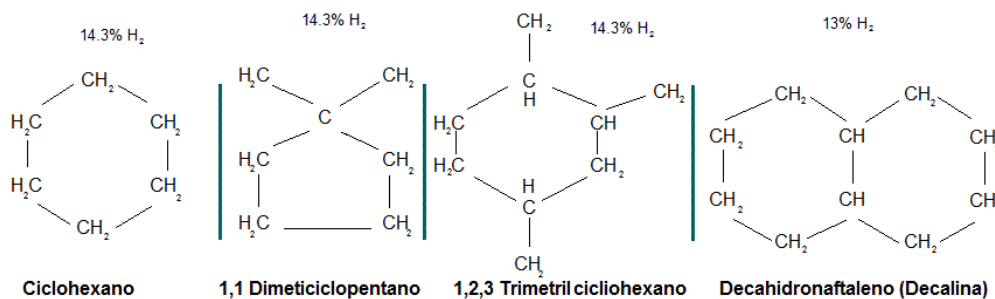


Figura 1.2: Estructura molecular de los naftenos.¹⁵

Crudos con base aromática

Están constituidos principalmente por aromáticos no saturados (70% a 80%), con una o varias cadenas laterales, las cuales están activas y son conocidas como *serie del benceno*. Son susceptibles a la oxidación con formación de ácidos orgánicos.

¹⁵Ensayo de química disponible en <http://trabajoquimica-petroleo.blogspot.mx>

Los de baja ebullición se encuentran en muy pequeñas proporciones, en la mayoría de los crudos. Los aromáticos producen barros durante su proceso de oxidación, por lo que no son recomendados como combustibles.

Entre sus principales características están:

Densidad muy elevada	Índice de viscosidad muy bajo
Fácilmente oxidables	Favorecen la formación de productos resinosos
Se emulsionan fácilmente con el agua	Tienen un punto de anilina bajo

La estructura química de los hidrocarburos aromáticos se puede observar en la figura 1.3.

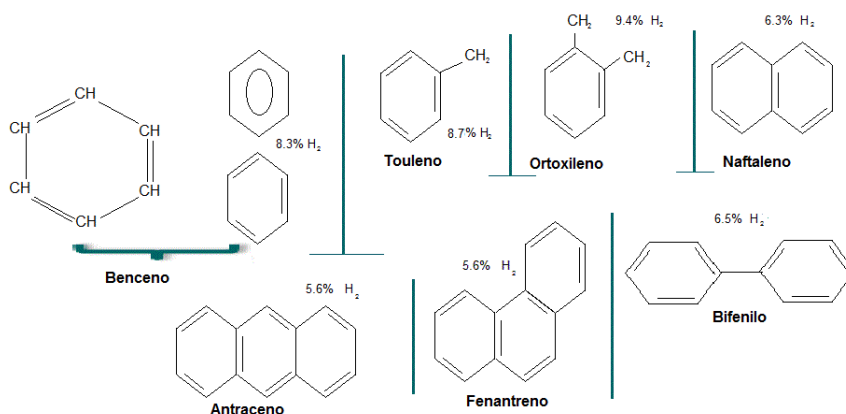


Figura 1.3: Estructura química de los aromáticos.¹⁶

1.2.1.2. Por sus grados API

El Instituto Americano del Petróleo, API por sus siglas en inglés, creó lo que se conoce como gravedad API, la cual está en función de la gravedad específica también conocida como *densidad relativa*, según se muestra en la siguiente ecuación:

$$GravedadAPI = \frac{141.5}{GE} - 131.5$$

donde:

GE = Gravedad específica, adimensional.

Gravedad API, en grados API.

Mientras más altos sean los grados API del crudo tendrá una relación inversa con respecto a la densidad, tendrá componentes más ligeros. Por el otro lado, si los grados API son menores la densidad será mayor. Si un crudo tiene una gravedad API de 10 flotará sobre el agua. Esta relación se puede apreciar en la tabla 1.1.

¹⁶Ensayo de química disponible en <http://trabajoquimica-petróleo.blogspot.mx>

Tabla 1.1: Clasificación API de los crudos.¹⁷

Tipo de Aceite	Densidad ($\frac{g}{cm^3}$)	°API
Extra pesado	> 1	10
Pesado	1 – 0.92	10 – 22.3
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
Ligero	0.87 – 0.83	31.1 – 39
Súper Ligero	< 0.83	> 39

1.2.1.3. Por la cantidad de azufre

Los crudos también se clasifican dependiendo el porcentaje de azufre que contengan, si este porcentaje es menor a 0.5 es dulce, si se encuentra entre 0.5 y 1.5 se considera que es semi-amargo, y si el porcentaje de azufre es mayor a 1.5 es amargo.

Estas clasificaciones junto con las anteriores son relevantes, ya que determinan el precio del petróleo, por ejemplo, si un crudo es dulce es más fácil refinarlo y más seguro transportarlo, comparado con un crudo amargo, porque el azufre es corrosivo. Los crudos dulces pueden llegar a costar hasta 15 dólares más que los amargos.¹⁸

Entonces se hace referencia al término *Calidad de Crudo*, definida por los parámetros antes mencionados, y además de la cantidad de agua, sales y metales contenidos en los crudos.

Ahora explicaremos el camino que recorre el crudo en la industria, y nos enfocaremos en la parte de comercialización de crudos.

1.3. Cadena de valor de la industria petrolera

La cadena de valor consiste en una serie de pasos teóricos que permiten describir el desarrollo de las actividades de la industria petrolera para generar valor en los productos finales que comprarán los clientes.¹⁹

Debido al gran número de actividades realizadas en la industria petrolera, comúnmente se agrupan en tres grandes sectores conocidos como: i) Exploración y Producción (*Upstream*), ii) Transporte y Tratamiento hasta refinación (*Midstream*) y iii) Refinación y Transporte de refinados (*Downstream*).

¹⁷Tipos de Petróleo del Instituto Mexicano del Petróleo, IMP, disponible en <http://bit.ly/2gmJEiq>

¹⁸Petroleumcoulk , P.C.U. (2015). [Http://www.petroleumcoulk/](http://www.petroleumcoulk/). Fecha de acceso: 14 de febrero, 2017 disponible en: <http://bit.ly/2ldOovs>

¹⁹Porter, M., *Competitive Advantage: Creating and Sustaining Superior Performance?*, Collier Macmillan, London, 1985; 2nd edn, Free Press, New York and London, 1998.

Estos sectores se pueden ubicar en la figura 1.4, en la cual se hace un mayor énfasis al sector de Transporte y Tratamiento (Midstream) dado que tiene la mayor relevancia para el desarrollo de esta tesis.

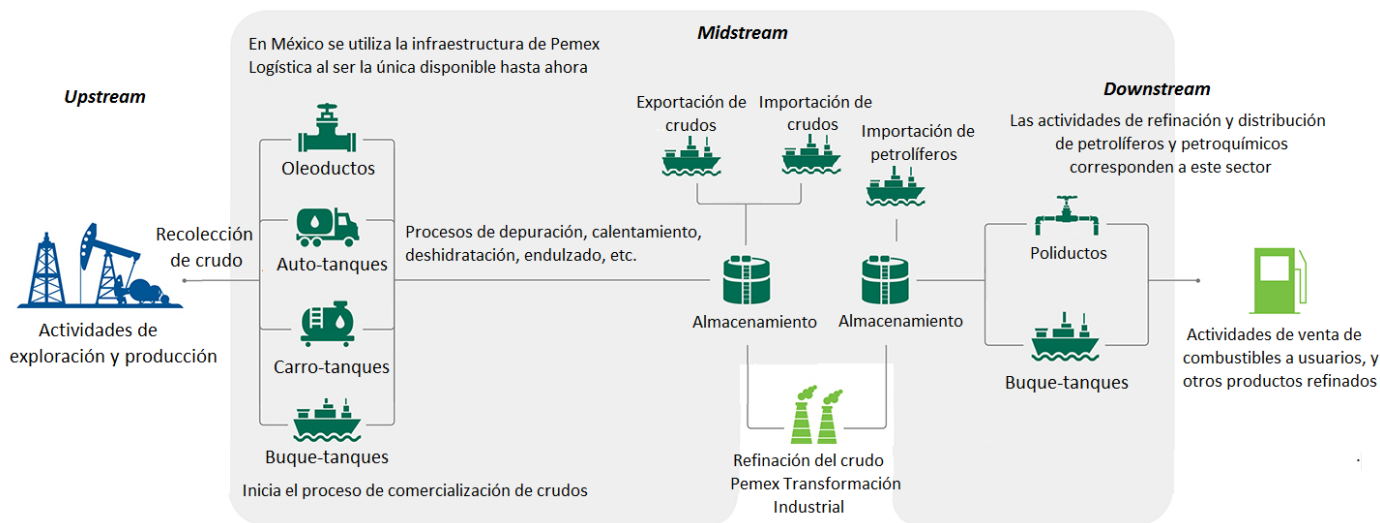


Figura 1.4: Cadena de valor de la industria petrolera enfocada en las actividades del sector Midstream.²⁰

1.3.1. Sector de Exploración y Producción (sector Upstream)

El sector de Exploración y Producción (E&P) es conocido también como el sector *Upstream*, el cual incluye las actividades de búsqueda de potenciales yacimientos, la perforación de pozos exploratorios, perforación y explotación de los yacimientos de petróleo y/o gas natural hasta llegar a la superficie, en donde comienza el siguiente sector, el sector Midstream.

La etapa de exploración se enfoca en identificar las áreas que aún no han sido exploradas y cuentan con la posibilidad de encontrar hidrocarburos, con el propósito de maximizar el valor económico de la inversión a largo plazo.

Para poder encontrar un yacimiento económicamente rentable, las primeras etapas que conforman la exploración son las siguientes: la evaluación del potencial petrolero, la incorporación de reservas y la delimitación del yacimiento.

En la evaluación del potencial petrolero se identifican las áreas donde exista una mayor posibilidad de encontrar hidrocarburos. La incorporación de reservas tiene como finalidad

²⁰Figura realizada con base en la imagen de cadena de valor de MLPguy disponible en <http://bit.ly/2kF19MK>

descubrir nuevas reservas de hidrocarburos a partir de su identificación con la ayuda de modelos geológicos, información sísmica en 2D y 3D. La última etapa de este proceso es la delimitación del yacimiento, para saber cuál es el volumen total de reservas que se tienen mediante análisis y propiedades estáticas y dinámicas del yacimiento.

En 2014 se perforaron 22 pozos de exploración, lo que representó el 4% del total de pozos perforados (incluidos 516 pozos de desarrollo), para el año 2015 se perforó la misma cantidad de pozos de exploración que en el año 2014, pero representaron el 8%, ya que se perforaron 256 pozos de desarrollo, hasta marzo de 2016 se han perforado cinco pozos de exploración, estos datos se presentan desglosados por región en la tabla 1.2.

Tabla 1.2: Perforación de pozos por región.²¹

	2014	2015	2016
(Total de Exploración)	22	22	5
Región Norte	8	5	2
Región Sur	4	4	1
Región Marina Noreste	3	1	0
Región Marina Suroeste	7	12	2

La explotación del yacimiento se da cuando ya se han localizado los hidrocarburos y se trata de llevarlos hacia la superficie.

La etapa de producción se separa en tres fases de recuperación: primaria, secundaria y terciaria, mismas que se explicarán a continuación de manera breve. Cabe aclarar que estas fases no presentan una secuencia obligada, es posible aplicarlas en el orden que requiera el yacimiento.

La fase de **recuperación primaria** se refiere al proceso de extracción de aceite, ya sea mediante el flujo natural del yacimiento gracias a los mecanismos de desplazamiento del mismo o por medio de un equipo de extracción artificial, como puede ser una unidad de bombeo (*pump jack*). Se puede recuperar de 5 a 15% del volumen de hidrocarburos.

Los mecanismos de desplazamiento son:

Empuje por expansión del sistema roca-fluido.	Empuje por gas disuelto liberado.
Empuje por casquete de gas.	Empuje hidráulico.
Empuje por segregación gravitacional.	Empuje combinado.

Estos mecanismos se explican más detalladamente en la tabla 1.3.

²¹Sistema de Información Energética emitido por la Secretaría de Energía disponible en <http://bit.ly/2gAVdmt>

Tabla 1.3: Características de los mecanismos de producción primaria.²²

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas-Aceite	Eficiencia
Expansión roca-fluido	Declina rápidamente y continuamente $p_i > p_b$	Ninguna, excepto en yacimientos con altas S_{wi}	1-10 % promedio: 3 %
Empuje por gas disuelto	Declina rápidamente y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	5-35 % promedio: 20 %
Empuje por casquete de gas	Declina lentamente y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	20-40 % promedio 25 % o más
Empuje por acuífero	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua	Permanece baja si la presión permanece baja	35-80 % promedio: 50 %
Segregación gravitacional	Declina rápidamente y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas	40-80 % promedio: 60 %

La segunda etapa de explotación es **la recuperación secundaria**, en la cual un fluido externo se inyecta al yacimiento. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y con ello desplazar los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo.

Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inyección de agua. Normalmente, el gas se inyecta en el casquete de gas y el agua se inyecta en la zona de producción para barrer el petróleo del yacimiento. Esta etapa alcanza su límite económico cuando el fluido inyectado es recuperado en cantidades considerables en los pozos productores, cuando la producción deja de ser rentable. En esta etapa, se puede recuperar hasta 30 % del volumen original del yacimiento.

La tercera etapa es la **recuperación terciaria o recuperación mejorada** (conocida también como EOR e IOR), la cual trata de modificar las propiedades de los fluidos en el yacimiento para propiciar su extracción. Esta etapa puede ser de tres tipos:

- Recuperación térmica, su objetivo es calentar el aceite para reducir su viscosidad y permitirle fluir con mayor facilidad. Esto se logra comúnmente con la inyección de vapor de agua en el yacimiento, también se emplea quemar una parte del aceite con el fin de calentar el resto (combustión *in situ*).

²²Adaptada de: Satter,A, y Thakur, G. C; Integrated Petroleum Reservoir Management- A Team Approach; PennWell Books, 1994.

- Inyección de gas (gas natural, nitrógeno o dióxido de carbono), al inyectar gas en el yacimiento, el aceite se hace más viscoso y al mismo tiempo es empujado hacia la superficie.
- Inyección de químicos, funciona liberando aceite atrapado en el pozo. Esto se hace mediante la reducción de la tensión superficial y al aumentar la eficiencia de agua-inundaciones.

En la figura 1.5 se pueden observar los principales métodos de recuperación para las tres etapas de recuperación mencionadas.

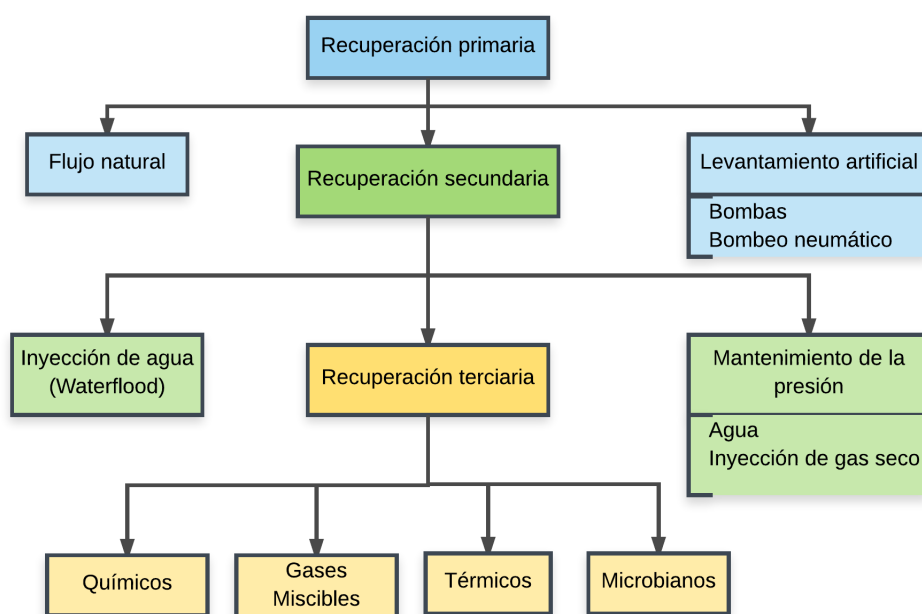


Figura 1.5: Clasificación de los métodos de recuperación.²³

1.3.2. Sector de Transporte y Tratamiento (Sector Midstream)

El sector de Transporte y Tratamiento comúnmente conocido como sector *Midstream* involucra las actividades de transportación (por ductos, carro-tanques, buque-tanques, y/o auto-tanques.), almacenamiento y comercialización de crudo y sus derivados. También puede incluir las plantas de procesamiento de gas, así como la eliminación de azufre.

En esta etapa se utilizan los separadores para desagregar el aceite, gas y agua, después se realiza una medición de la producción, nuevamente los fluidos pasan por otras etapas (depuración, calentamiento, deshidratación) para garantizar la separación.

²³Eor Oil Production Up Slightly de Oil and Gas Journal, disponible en <http://bit.ly/2dnz9hs>

Una vez que el aceite ha pasado por el proceso de separación es almacenado para después ser comercializado, ya sea a las refinerías o una vez satisfecha la demanda en las refinerías nacionales el excedente será exportado al extranjero.

1.3.2.1. Transporte de crudos

El transporte comienza en los pozos, donde los hidrocarburos son producidos, para después ser llevados a través de ductos hasta puntos de separación de gas y agua, posteriormente pasa a baterías y playas de tanques, donde es tratado para dejarlo en condiciones de venta. Como hemos mencionado, hay una gran variedad de medios por los cuales es transportado el crudo. En México, los ductos (oleoductos) y los buque-tanques (petroleros), son los únicos que transportan crudo debido a los bajos costos y grandes ventajas que presentan. Para seleccionar el más adecuado se toman en cuenta las distancias, los costos, el tiempo de traslado y el riesgo que representan, entre otras propiedades. A continuación, explicaremos estos medios de transporte.

Solo con fines ilustrativos en la figura 1.6, debido a la falta de actualidad que presenta, en ella, podemos observar la relación de los diferentes costos de transporte para auto-tanque, carro-tanque, buque-tanque y los ductos.

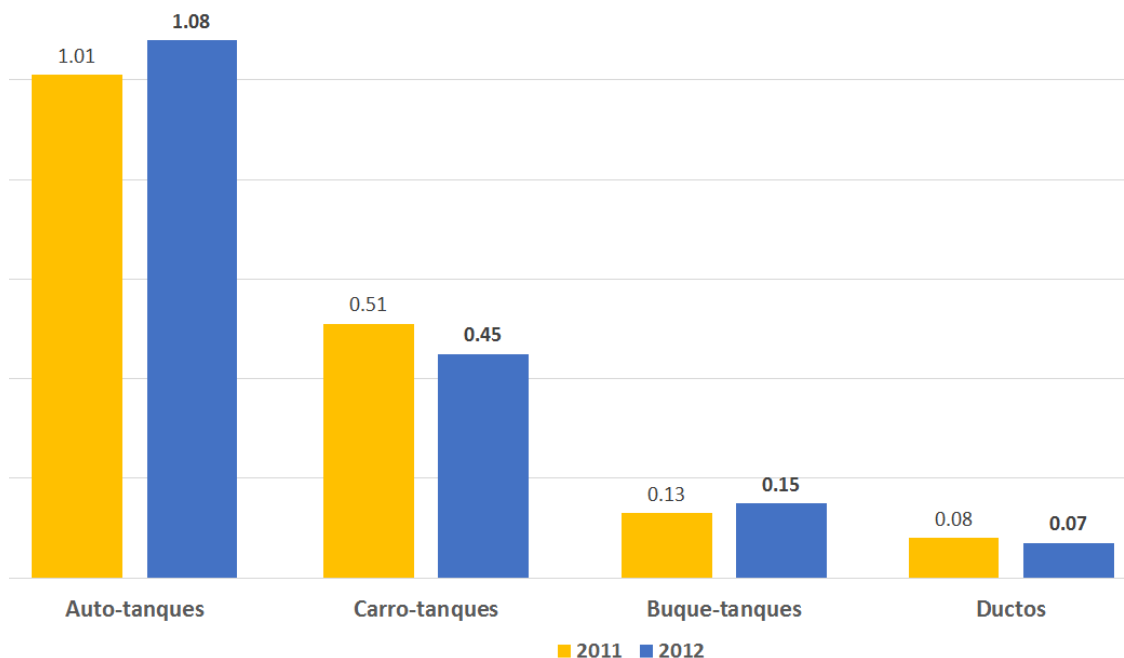


Figura 1.6: Costos de transporte de crudo en diferentes medios (pesos por km).²⁴

²⁴Apuntes de Comercialización de Crudo y Gas del M.I, Jesús Aguirre Y Osete.

Ductos (*Pipelines*)

Los ductos son tuberías de acero construidas específicamente para transportar alguna o varias sustancias capaces de fluir a través de estos. Generalmente los ductos se clasifican según la sustancia que transportan, nosotros nos enfocaremos en los oleoductos, los cuales son ductos que transportan crudo.

Los oleoductos presentan una gran ventaja en comparación con cualquier otro tipo de transporte, ya que son capaces de transportar grandes volúmenes de crudo de manera continua, con velocidades entre 3 y 22 kilómetros por hora.

La producción de los ductos en México está regulada por la Norma de Referencia NRF-001-PEMEX-2013 “Tubería de acero para recolección, transporte y distribución de hidrocarburos” del 25 de junio de 2013. En la cual se especifican los métodos de construcción, el material adecuado, así como los rangos de operación de los ductos.

Los procesos de fabricación de los oleoductos de acuerdo a la NRF-001-PEMEX-2013 son los siguientes:

- Soldadura por resistencia eléctrica (ERW)
- Soldadura longitudinal por arco sumergido (LSAW)
- Soldadura helicoidal por arco sumergido (HSAW)
- Tubería sin costura

Los oleoductos son construidos uniendo en campo las series de ductos del diámetro requerido, generalmente mediante alguno de los tipos de soldadura mencionados. Los ductos pueden tener diámetros entre 1/2” (12.7 mm) a 144” (aproximadamente 360 cm).

Con la finalidad de desplazar el crudo a través de los oleoductos se emplean las estaciones de bombeo y rebombeo (bombas de desplazamiento positivo) según se requiera a lo largo del oleoducto, con lo cual se forma un sistema o red de oleoductos.

Los oleoductos por lo común transportan dos o más mezclas de crudos con diferentes propiedades, las cuales serán separadas en las estaciones de recepción, con la finalidad de minimizar aún más los costos.

De manera periódica se limpian los oleoductos, para evitar la acumulación de parafinas, esto con ayuda de los indicadores de inspección mecánicos, también conocidos como *pigs* por su nombre en inglés, los cuales son introducidos en las trampas de diablos que se encuentran en los extremos de la tubería y en las estaciones de bombeo.

CAPÍTULO 1. PANORAMA GENERAL DE LA EXPLORACIÓN, EXTRACCIÓN, PRODUCCIÓN Y REFINACIÓN DEL CRUDO EN MÉXICO

Pemex cuenta con 13 sistemas de ductos, con una longitud operativa superior a los 10,000 km²⁵ de los cuales 5,259.31 km, constituyen el sistema transporte de crudo zona Sur, Golfo, Centro, Occidente y Norte formado por 15 oleoductos, dos ramales y tres interconexiones (*loops*).

Los destinos de los oleoductos son de ser posible las terminales de tratamiento, en las cuales el crudo recibe el proceso previo para después ser enviado, ya sea a las refinerías o a las terminales marítimas, para después ser transportado mediante buques-tanque a diversos destinos (hablaremos de este medio de transporte en la página 19).

La red de oleoductos de Pemex junto con las terminales de tratamiento y marítimas de exportación, así como las refinerías se muestran en la figura 1.7.



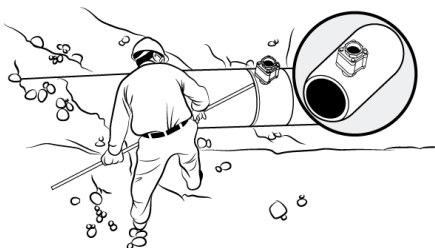
Figura 1.7: Red de oleoductos, refinerías y terminales marítimas de exportación de Pemex²⁶

El crimen organizado genera un gran detrimento a la red de ductos por las tomas clandestinas,²⁷ ilustradas en la figura 1.8.

²⁵Transporte por Ducto de Pemex disponible en <http://bit.ly/2dfB6r3>

²⁶Idem. Apuntes de Comercialización de Crudo y Gas del M.I, Jesús Aguirre Y Osete.

²⁷Sustracción ilegal de hidrocarburos (crudos o productos terminados) directamente de los ductos, utilizando comúnmente válvulas de paso rudimentarias.

Figura 1.8: Toma clandestina.²⁸

Algunos crudos sustraídos por este medio son transformados en destilerías clandestinas para obtener en su mayoría gasolinas, otros son quemados en hornos, calderas, principalmente en la industria cementera lo cual ocasiona grandes pérdidas a Pemex, obligándola a tomar medidas para prevenir estos ilícitos, situación que incrementa sus costos.

En el primer trimestre de 2016 el número de tomas clandestinas subió 12.3% comparado con el mismo periodo del año anterior; es decir, las tomas clandestinas pasaron de 1,211 en 2015 a 1,360 en 2016.²⁹ Para Pemex las pérdidas son mayores a los siete millones de barriles por año.³⁰

El diseño de los oleoductos en instalaciones de producción incluye la selección de diámetro y del espesor de la pared capaz de soportar la presión necesaria para vencer las pérdidas de carga entre los puntos de partida y llegada, así como también el tipo de material adecuado para el tipo de fluido que transporta.

Buque-tanque (*Tankers*)

Los buques-tanque, también conocidos como *petroleros* son buques-cisterna con doble casco³¹ (para los petroleros cuyo peso muerto sea igual o mayor a 600 toneladas), construidos específicamente para el transporte de crudo o sus derivados. La estandarización de los petroleros se dio en la Segunda Guerra Mundial,³² debido a la demanda de crudo requerida en aquella época.

²⁸Figura tomada de *El financiero* disponible en <http://bit.ly/2mgIg7a>

²⁹Detectó Pemex 12.3% más tomas clandestinas en su red de ductos de Israel Rodríguez, disponible en <http://bit.ly/2dfQrrA>

³⁰Crece 12% tomas clandestinas en ductos de Pemex del Staff Oil and Gas Magazine, disponible en <http://bit.ly/2cYXdEc>

³¹Medida obligatoria desde julio de 1996, Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques o MARPOL 73/78.

³²Seguridad Marítima en Buques Tanques Petroleros (Oil Tankers Safety) de Dr. Jaime Rodrigo de Larrucea.

A partir de entonces y debido a la relación precio-volumen (a mayor volumen transportado se obtienen mayores ganancias), al cierre del Canal de Suez en 1957 y 1967, y a diversas crisis petroleras se buscó incrementar la capacidad de Tonelaje de Peso Muerto.³³ (TPM) de los petroleros³⁴. Los petroleros se pueden clasificar según su capacidad de tonelaje de peso muerto, en la figura 1.9 podemos observar los buques-tanque más utilizados para el transporte de crudo.

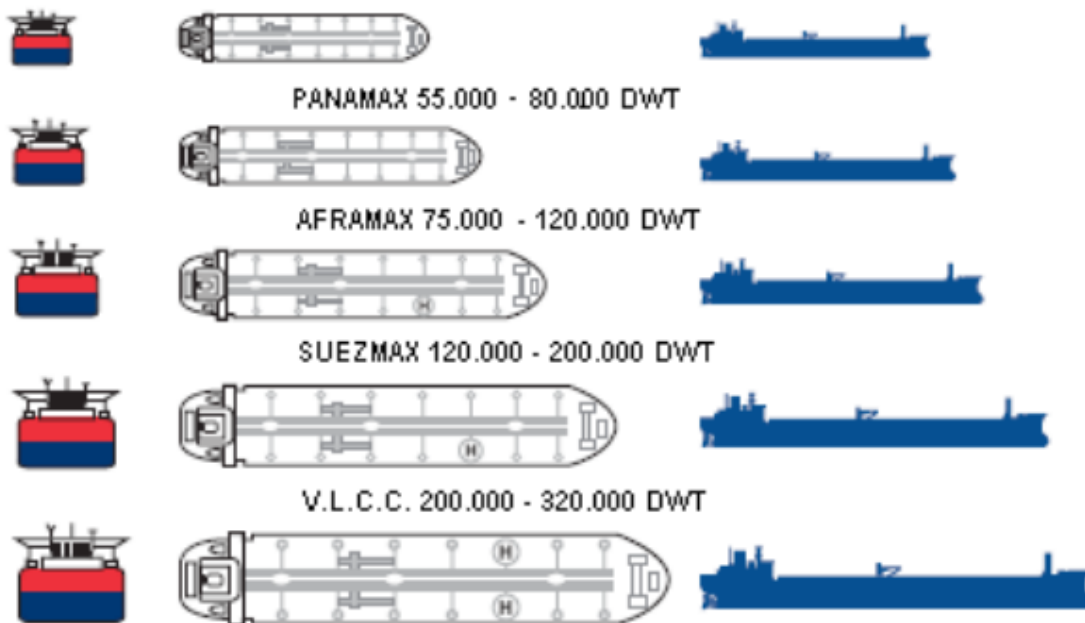


Figura 1.9: Evolución de los buques-tanque.³⁵

Los petroleros deben tener gas inerte,³⁶ ya que les proporciona protección contra explosiones en los tanques al desplazar al aire de los mismos. También se utiliza para ventilar tanques de carga y/o evitar condiciones de sobrepresión o vacío.

Los petroleros FPSO (*Floating Production Storage Offload*) son utilizados en yacimientos costa afuera para recolectar la producción, realizar la depuración del agua y estabilización del crudo, almacenarlo para posteriormente trasvasarlo a otros petroleros,³⁷ cuentan con un sistema de posicionamiento dinámico.

³³Es la medida para determinar la capacidad de carga sin riesgo de una embarcación, cuyo valor se expresa en toneladas métricas.

³⁴Seguridad Marítima en Buques Tanques Petroleros (*Oil Tankers Safety*) de Dr. Jaime Rodrigo de Larrucea

³⁵Los buques tanque y su clasificación, Ricardo Gadea, en. Petrotecnia

³⁶El gas inerte es un gas o mezcla de gases que contiene oxígeno en tan bajas cantidades que es imposible la combustión.

³⁷Transporte Buque-Tanque de Pemex disponible en <http://bit.ly/2gxXyxe>

La flota de Pemex está conformada por dos FPSO, 31 buques-tanque sin incluir los anteriores de nueva generación, con una estructura de doble casco reforzado, integrando sistemas para el control, supervisión y prevención de descargas de aguas oleosas. Todos cumplen con los requerimientos del Índice de Diseño de Eficiencia Energética (EEDI), lo cual ocasiona que tengan costos más competitivos para la generación de valor económico³⁸.

Los buques tanque siguen diversas rutas nacionales(cabotaje) entre las 15 terminales marítimas de Pemex Logística y las de sus clientes, ya sea en el mismo litoral o entre los dos litorales a través del Canal de Panamá (gran cabotaje).

Los petroleros también son usados para abastecer la demanda de crudo cuando los ductos se encuentran en mantenimiento, sobre todo en la zona noroeste del país.

Las principales zonas a las cuales comercializa el Grupo PMI son: Norteamérica, principalmente la Costa Norteamericana del Golfo de México, Sudamérica, Asia y Europa.

Los buques-tanque son de vital importancia, ya que alrededor de 30% del transporte de cabotaje se destina principalmente para el movimiento de petróleo y sus derivados, que corresponde a poco más de la mitad de los productos transportados.³⁹

Existe una amplia diversidad de servicios y consideraciones que deben tenerse en cuenta para la operación del transporte marítimo de petróleo, entre ellos si se trata de flota mayor o flota menor y considerar los servicios de mantenimiento. Debe atenderse también, si es transporte de gas, petroquímicos y petrolíferos. Los tipos de servicios de apoyo portuario con flota menor o de costa afuera. Así como el mantenimiento de buques, su administración y operación que incluye los servicios de remolque y los trabajos en astilleros y centros de reparaciones navales.

1.3.2.2. Regulaciones para el transporte y comercialización nacional e internacional de hidrocarburos

La función principal de las regulaciones en este ámbito es aminorar el riesgo y conllevar una mayor seguridad para los trabajadores, a pesar de la Reforma Energética de diciembre de 2013, estas regulaciones siguen vigentes, a continuación, hablaremos de la Organización Marítima Internacional, para después explicar algunas de sus regulaciones.

³⁸Transporte Buque-Tanque de Pemex disponible en <http://bit.ly/2gxXyxe>

³⁹Indicadores de Eficiencia Energética en México: cinco sectores, cinco retos de la Secretaría de Energía en Colaboración con la Agencia Internacional de Energía disponible en <http://bit.ly/2cFJh1S>

Organización Marítima Internacional

La Organización Marítima Internacional (OMI) es un organismo especializado de las Naciones Unidas encargado de mejorar la seguridad del transporte marítimo internacional y prevenir la contaminación en el mar.

También establece la normatividad del tráfico marítimo internacional y gestiona la mediación de posibles controversias y las formas de reparación, entre estas últimas, la indemnización, así como la responsabilidad civil.

La organización se compone de una asamblea, un consejo y cinco comités principales: Comité de Seguridad Marítima, Comité de Protección del Medio Marino, Comité Jurídico, Comité de Cooperación Técnica y el Comité de Facilitación.

El Comité de Seguridad Marítima (MSC) es uno de sus órganos principales junto con la Asamblea y el Consejo. Este comité se encarga de todo lo relacionado con seguridad de la navegación, la protección marítima, el combate a la piratería y a los robos a mano armada.

El Comité de Protección del Medio Marino (MEPC) se encarga de coordinar las actividades de la Organización encaminadas a la prevención y contención de la contaminación del medio ambiente que provocan los buques.

El Comité Jurídico, como su nombre lo indica, se encarga de todas las cuestiones de orden jurídico que son competencia de la Organización.

El Comité de Cooperación Técnica coordina el trabajo de la OMI en lo referente a la provisión de asistencia técnica, particularmente a los países en desarrollo. El Comité de Facilitación se encarga de las actividades respecto a la facilitación del tráfico marítimo internacional, con el fin de reducir las formalidades y simplificar la documentación que se exige a los buques al entrar o salir de puertos u otras terminales.

El consejo es elegido por la asamblea, es el órgano ejecutivo de la OMI y el responsable de supervisar el trabajo de la organización, coordinar las actividades, recibir las propuestas y nombrar al secretario general con aprobación de la asamblea.

Los miembros del consejo se dividen en tres categorías:

1. **Categoría a:** Son 10 Estados con el mayor interés en el suministro de los servicios del transporte marítimo internacional. Los países para el 2014-2015 de la categoría **a** son: China, Grecia, Italia, Japón, Noruega, Panamá, República de Corea, Federación de Rusia, Reino Unido, Estados Unidos.

2. **Categoría b:** Otros 10 Estados con los mayores intereses en el comercio marítimo internacional: Argentina, Bangladesh, Brasil, Canadá, Francia, Alemania, India, Países Bajos, España, Suecia.
3. **Categoría c:** 20 Estados no elegidos en las categorías **a** y **b**, que tengan intereses especiales en el transporte marítimo o en la navegación y cuya integración en el consejo garantice la representación de todas las grandes regiones geográficas del mundo: Australia, Bahamas, Bélgica, Chile, Chipre, Dinamarca, Indonesia, Jamaica, Kenya, Liberia, Malasia, Malta, México, Marruecos, Perú, Filipinas, Singapur, Sudáfrica, Tailandia, Turquía.⁴⁰

Para toda comercialización de hidrocarburos por vía marítima es importante considerar las regulaciones de la OMI y notar que México se encuentra en la categoría **C** de países miembros de esta organización.

Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por Buques (MARPOL)

Es el principal convenio internacional relacionado con la prevención de la contaminación del medio marino por los buques, a causa de su funcionamiento o accidentes que los relacionen.

Como dice la OMI, *“el Convenio MARPOL fue adoptado el 2 de noviembre de 1973 en la sede de la OMI. El Protocolo de 1978 se adoptó en respuesta al gran número de accidentes de buques tanque ocurridos entre 1976 y 1977. Habida cuenta de que el Convenio MARPOL 1973 aún no había entrado en vigor, el Protocolo de 1978 relativo al Convenio MARPOL absorbió el Convenio original. El nuevo instrumento entró en vigor el 2 de octubre de 1983. En 1997, se adoptó un Protocolo para introducir enmiendas en el Convenio y se añadió un nuevo Anexo VI, que entró en vigor el 19 de mayo de 2005. A lo largo de los años, el Convenio MARPOL ha sido objeto de diversas actualizaciones mediante la incorporación de enmiendas”*.⁴¹

Este convenio consta de seis anexos, en los cuales se establecen las reglas para prevenir y reducir al mínimo la contaminación debido a los buques, ya sea de manera accidental o como resultado de las operaciones normales.

Ley de Contaminación Petrolera (OPA, The Oil Pollution Act) de 1990

Es una ley de EUA la cual surgió como respuesta al desastre de Exxon Valdez ocurrido en 1989, en ella se creó un sistema de sanciones para los involucrados, también se creó el Oil Spill Liability Trust Fund con la finalidad de tener dinero siempre para los incidentes petroleros, otorga hasta un billón de dólares por incidente.⁴²

⁴⁰IMO *What it is?* de la International Maritime Organization disponible en <http://bit.ly/2d4YBE8>

⁴¹Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques (MARPOL) de la OMI disponible en <http://bit.ly/2cregiM>

⁴²Seguridad Marítima en Buques Tanques Petroleros (*Oil Tankers Safety*) de Dr. Jaime Rodrigo de Larrucea.

El Foro Marino Internacional de las Compañías Petroleras (OCIMF)

Es importante mencionar esta agrupación, ya que Pemex es miembro de ella, la OCIMF es asociación voluntaria de las compañías petroleras que tienen un interés en el crudo y los productos del aceite.

El objetivo de la OCIMF es ser la primera autoridad en materia de seguridad y contaminación marítima en buques petroleros y en terminales dedicadas a la manipulación del petróleo.

Además, promueve la mejora continua de los estándares de diseño y operación. Todas las compañías que pertenezcan a esta asociación aportaran la información resultado de cada inspección que se realice en sus buques, generando una base de datos común con toda la información de las últimas inspecciones (deficiencias y/o recomendaciones encontradas). Esta base de datos es un programa llamado SIRE Programme (*Ship Inspection Report Programme*).⁴³

Administraciones Portuarias Industriales (API)

Están reguladas por la *Ley de Puertos*, son sociedades mercantiles que, mediante concesión para el uso, aprovechamiento y explotación de un puerto o puertos, terminales e instalaciones, se encargan de la planeación, programación, desarrollo, operación y administración de los bienes y la prestación de los servicios. Estas API son las encargadas de otorgar los permisos para poder realizar las operaciones de carga y descarga de crudo en las costas mexicanas.

1.3.3. Sector de Refinación (Sector Downstream)

El sector de Refinación, generalmente conocido como sector *Downstream*, está constituido por las actividades de refinamiento del petróleo crudo y el procesamiento y purificación del gas natural, así como también la comercialización y distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas natural.

El sector Downstream llega hasta los consumidores con productos tales como gasolina, querosén, combustibles aeronáuticos, diésel, fueloil, lubricantes, ceras, asfalto, gas natural, y gas licuado del petróleo, así como también cientos de petroquímicos.

En Ploiesti, Rumania se construyó la primera refinería de petróleo en 1856. Cambió la manera en que se utilizaba el petróleo, fue un gran avance no sólo para la industria petrolera, sino para todas las industrias.

⁴³The SIRE Programme de OCIMF disponible en <http://bit.ly/2cWgLuw>

En México, las refinerías iniciaron operaciones entre 1869 y 1896, con la construcción de las refinerías “El Águila” y “La Constancia” en Veracruz y dos más de la compañía Waters Pierce Oil en Tamaulipas, fueron construidas por compañías estadounidenses.

Para 1923, México contaba con 14 refinerías, siendo la de “Mata Redonda”, Veracruz, la más grande del país con una capacidad de 133 mil barriles diarios; esta refinería veracruzana fue inaugurada en junio de 1915 por La Huasteca Petroleum Co. El auge en la explotación del “oro negro” se debió a que las compañías petroleras comenzaron a expandirse por los estados de San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz a inicios del siglo xx. En esa misma época, se inauguró el oleoducto Tampico-Azcapotzalco, con una longitud de 500 km, recorría prácticamente la mitad del territorio nacional a lo largo.

Después de la expropiación petrolera, las plantas de refinación de crudo se expandieron por otros estados como Guanajuato, Tabasco, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca y la Ciudad de México, aunque refinerías como la de “Bellavista” y la de “Árbol Grande”, en Tamaulipas y la de “Mata Redonda” en Veracruz dejaron de operar por ser obsoletas en cuanto a su tecnología y altos costos operativos.

México se hizo de una infraestructura petrolera capaz de competir con los mejores del mundo; en 1980, México era el 11° país del mundo como refinador pues se contaba con una capacidad de proceso de 1 millón 476 mil barriles diarios de petróleo. Para 1991, las refinerías de Azcapotzalco, D.F. y Poza Rica, Ver. dejaron de operar, con lo que la capacidad de proceso en el país quedó en 1 millón 525 mil barriles diarios a inicios de la última década del milenio.

En la actualidad la infraestructura de Pemex Transformación Industrial está constituida por seis refinerías, nueve centros procesadores de gas y dos complejos petroquímicos.⁴⁴

Las refinerías son las siguientes: i) Refinería Miguel Hidalgo en Tula de Allende, Hidalgo con una capacidad de refinación de 315 Mbd, ii) Refinería Ing. Antonio M. Amor en Salamanca, Guanajuato con una capacidad de refinación de 220 Mbd, iii) Refinería General Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Veracruz con una capacidad de refinación de 285 Mbd, iv) Refinería Francisco I. Madero en Cd. Madero, Tamaulipas con una capacidad de refinación de 190 Mbd, v) Refinería Antonio Dovalí Jaime en Salina Cruz, Oaxaca con una capacidad de refinación de 330 Mbd, y iv) Refinería Héctor R. Lara Sosa en Cadereyta Jiménez, N.L con una capacidad de refinación de 275 Mbd, estos datos fueron obtenidos de los títulos de permiso de refinación de petróleo de cada refinería.

⁴⁴Transformación Industrial, Pemex disponible en <http://bit.ly/2bKnGHM>

CAPÍTULO 1. PANORAMA GENERAL DE LA EXPLORACIÓN, EXTRACCIÓN, PRODUCCIÓN Y REFINACIÓN DEL CRUDO EN MÉXICO

La capacidad de placa total de refinación de crudo en México fue de 1,615 Mbd en 2015, lo que lo posiciona en el lugar 13 a nivel mundial, esto lo podemos observar de manera gráfica en la figura 1.10, en la cual nos podemos percatar del abandono que hasta ahora ha tenido este sector en nuestro país. Los equipos y plantas que conforman cada refinería se encuentran desglosados en la tabla 1.4.

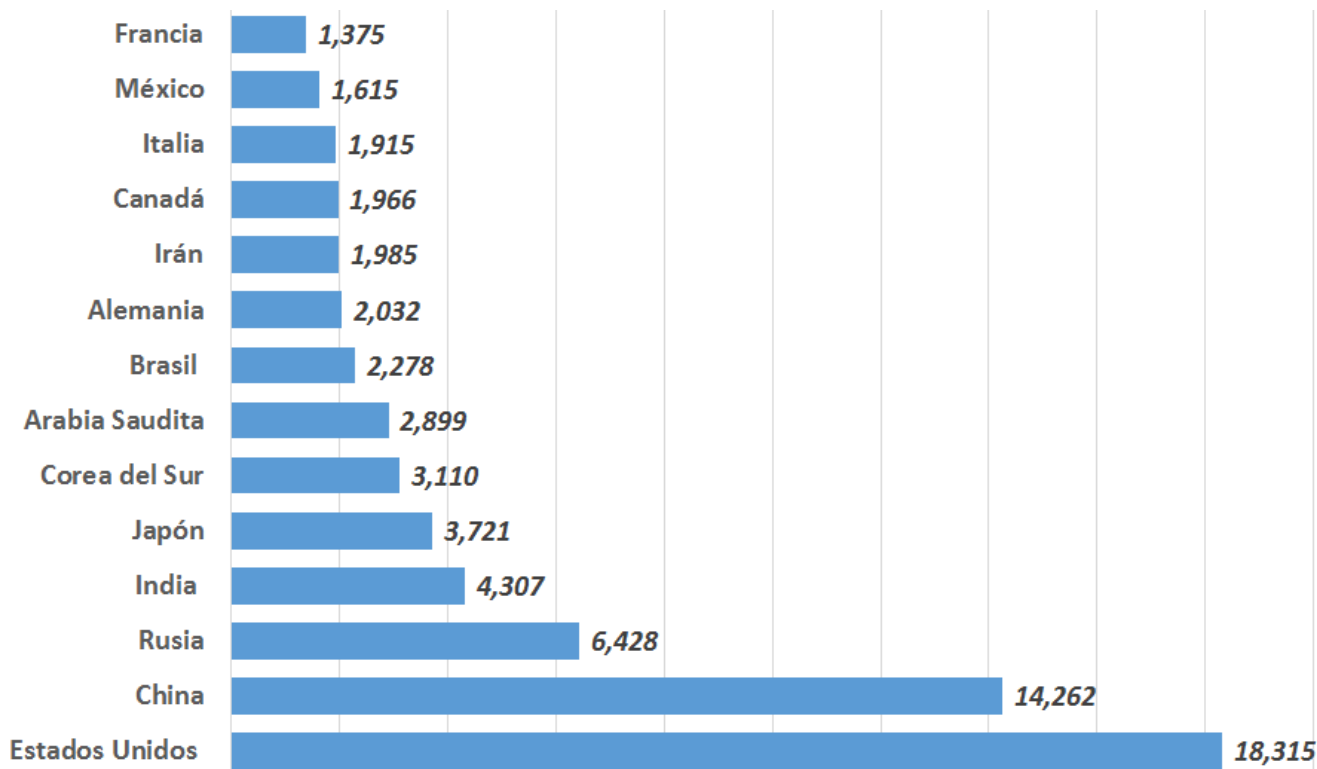


Figura 1.10: Países con mayor capacidad de refinación de crudo en mbd, 2015.⁴⁵

Como ya se menciona la refinería con mayor capacidad en México es la Refinería Antonio Dovalí Jaime, la cual representa 20% de la capacidad del país, esto se aprecia mejor en la figura 1.11, en donde se aprecia en porcentaje la cantidad que aporta cada refinería.

⁴⁵ *Countries with the largest oil refinery capacity worldwide from 2010 to 2015 (in 1,000 barrels per day)* de The statistics portal disponible en <http://bit.ly/2bL2Qnk>

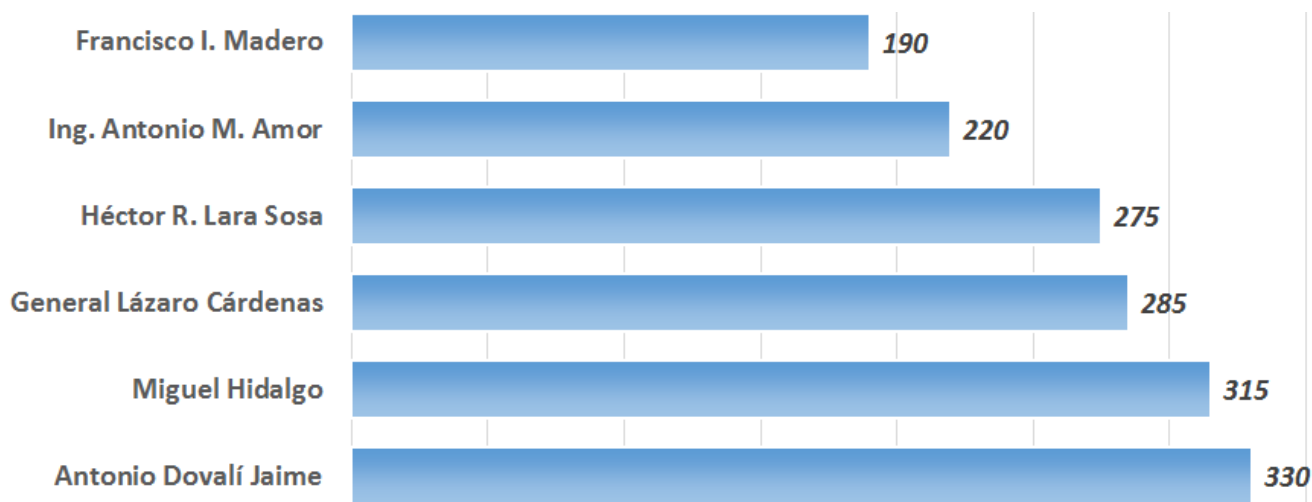


Figura 1.11: Aportación de cada refinería en México en Mbd, 2015.⁴⁶

Para el primer semestre de 2018 terminarán los avances en la reconfiguración de la Refinería Miguel Hidalgo en Tula, Hidalgo para ser la refinería con mayor capacidad del país con una capacidad de refinación de 340 Mbd,⁴⁷ al 8 de diciembre se tenía un avance de 35. %⁴⁸

Las plantas y equipos que conforman cada refinería se observan en la tabla 1.4.

Tabla 1.4: Plantas y equipos que conforman cada refinería.⁴⁹

	Miguel Hidalgo	Antonio Amor	Lázaro Cárdenas	Francisco Madero	Antonio Dovalí	Héctor Lara
Plantas de Proceso Operando	38	42	34	31	28	40
Calderas	7	9	6	9	6	9
Turbocargadores	5	5	3	6	4	2
Desmineralizadoras	2	5	2	3	2	2
Torres de Enfriamiento	9	10	10	12	9	8
Planta de tratamiento de aguas residuales	1	1	0	1	3	2

⁴⁶Títulos de Permisos para la Refinación de Petróleo, *Secretaría de Energía* disponible en <http://bit.ly/2lFgmi9>

⁴⁷Acumula reconfiguración de refinería de Tula inversión de 2.5 mil Mdp de Israel Rodríguez, *La Jornada* disponible en <http://bit.ly/2bTxBtp>

⁴⁸Búsqueda de trámites, información y participación ciudadana, refinerías disponible en <http://bit.ly/2bTxNZF>

⁴⁹Idem. Títulos de Permisos para la Refinación de Petróleo emitidos por la Sener disponibles en <http://bit.ly/2bLhFGp>

CAPÍTULO 1. PANORAMA GENERAL DE LA EXPLORACIÓN, EXTRACCIÓN, PRODUCCIÓN Y REFINACIÓN DEL CRUDO EN MÉXICO

Los centros procesadores de gas se ubican en un cinturón que va de Tamaulipas a Tabasco por prácticamente toda la costa del Golfo de México.

Las refinerías en México refinan en su mayoría crudo pesado, ya que es el que se produce más en nuestro país, esto se puede observar en la tabla 1.5.

Tabla 1.5: Proceso de petróleo crudo por refinería (miles de barriles diarios).⁵⁰

Descripción	Ene/2016	Feb/2016	Mar/2016
Total	1,078.601	1,067.814	1,096.168
Cadereyta	181.255	169.463	175.740
Pesado	94.230	90.859	90.673
Ligero	87.025	78.604	85.067
Madero	126.843	110.939	106.952
Pesado	122.103	106.338	101.447
Ligero	4.741	4.601	5.505
Minatitlán	118.958	126.224	137.054
Pesado	118.958	116.222	122.458
Ligero	N/D	10.002	14.596
Salamanca	175.018	159.387	171.579
Pesado	32.242	27.434	29.123
Ligero	142.007	131.085	141.722
Reconstituido	0.769	0.867	0.734
Salina Cruz	243.761	249.600	234.585
Pesado	80.111	72.422	77.812
Ligero	163.650	177.178	156.773
Tula	232.766	252.201	270.258
Pesado	51.687	55.275	57.606
Ligero	181.079	196.926	212.652

⁵⁰Proceso de petróleo crudo por refinería de Pemex disponible en <http://bit.ly/2gPpVLS>

Capítulo 2

Reservas y producción de petróleo en México

Las reservas son determinantes en la elección de la infraestructura requerida para la producción del yacimiento, por otro lado, el gasto promedio esperado nos indica la infraestructura necesaria para su comercialización.

Cabe recordar que el gasto promedio esperado tiene que ser el que maximice la vida del yacimiento.

En este capítulo abordaremos estos temas, debido a los volúmenes de reservas que tiene México, con el análisis de la producción, los tipos de crudo que exporta, así como las corrientes que los conforman.

2.1. Recursos petroleros y su clasificación

Los recursos petroleros son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se calculan en el subsuelo, referidos a condiciones de superficie. Desde el punto de vista de explotación, los recursos únicamente son la parte recuperable de esos volúmenes. A la cantidad de hidrocarburos estimada, en principio, se le denomina *volumen original de hidrocarburos*, el cual puede estar descubierto o no. Asimismo a sus porciones recuperables se les denomina *recursos prospectivos*, *recursos contingentes* o *reservas*.

Recursos prospectivos

Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que se estiman potencialmente recuperables.

Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de hidrocarburos conocidas que son estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables, pero el proyecto aplicado aún no se considera suficientemente maduro para su desarrollo comercial (proyecto para el cual no existen mercados viables, o precios, o la recuperación depende de tecnologías en desarrollo, etcétera).

Reservas

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas. Las reservas son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones en reservas, probadas o no probadas.

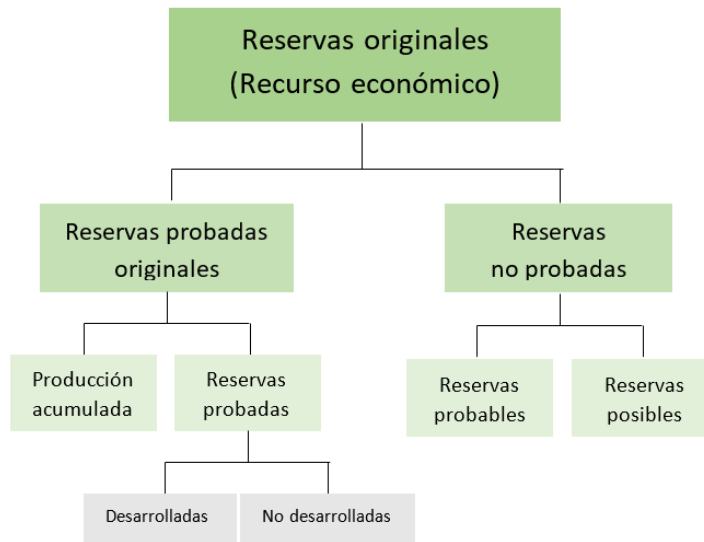


Figura 2.1: Clasificación de las reservas.¹

Las reservas probadas son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación a una fecha dada. Se pueden clasificar en desarrolladas y no desarrolladas.

Las reservas desarrolladas son aquellas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, mientras que las reservas no desarrolladas se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte.

¹Reservas de petróleo en México, Globedia disponible en <http://bit.ly/2muEFhW>

Las reservas no probadas son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los mismos al momento de la evaluación. Se dividen en probables y en posibles.

Las reservas probables, son aquéllas en las que el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables (50 % de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la 2P²). Las reservas posibles son los volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables (10 % de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a las 3P), lo anterior se puede apreciar en la figura 2.1, y en la figura 2.2 se ilustra la clasificación de los recursos petroleros y las reservas.

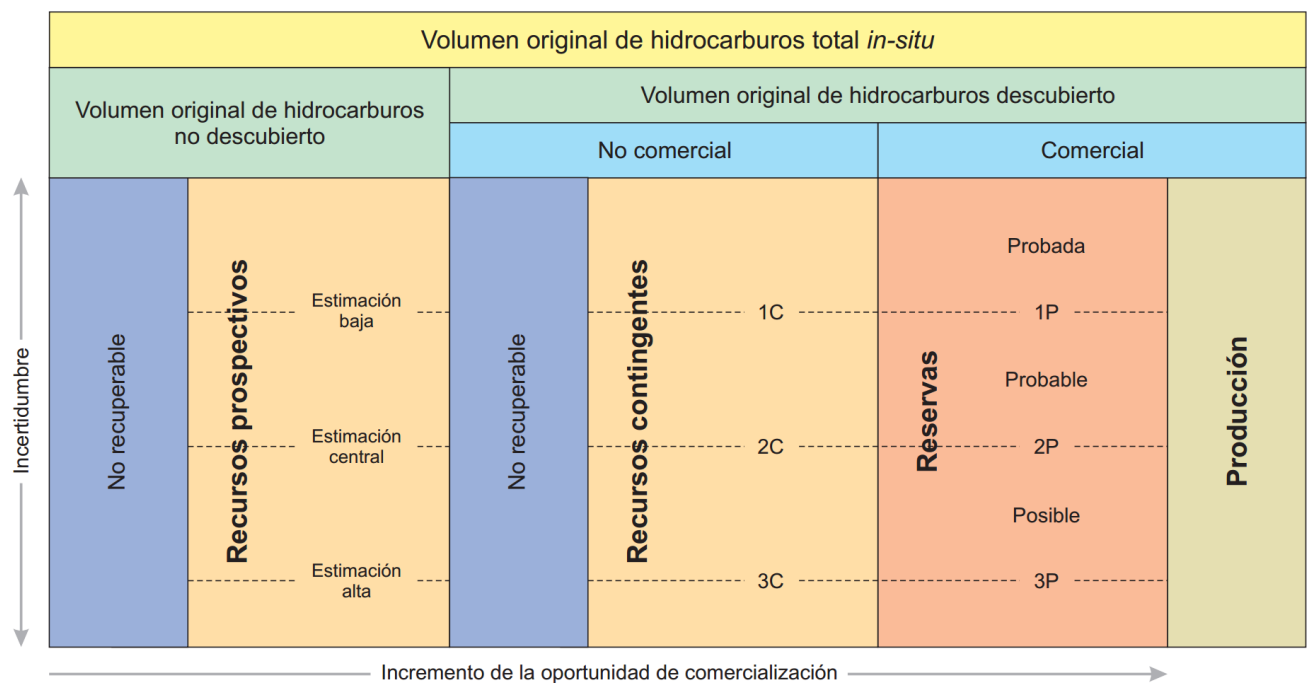


Figura 2.2: Clasificación de los recursos y reservas petroleros.³

²1P = reservas probadas, 2P = reserva probable + 1P, 3P = reserva posible + 2P

³Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero 2014 de Pemex disponible en <http://bit.ly/2g9U8DX>

2.2. Reservas de hidrocarburos en México

Las reservas de hidrocarburos de los campos son el resultado del límite económico que se obtiene en la evaluación económica en cada una de las categorías de reservas, para determinar el punto en el tiempo donde se igualarán los ingresos y egresos. Los ingresos son el resultado de los volúmenes de hidrocarburos propuestos en las estrategias de explotación y los precios de venta de los mismos, los egresos son las inversiones de desarrollo y los costos de operación y mantenimiento.⁴

Las últimas estimaciones publicadas por Pemex⁵ fueron al 1 de enero de 2015, las estimaciones de reservas totales o 3P alcanzan 37,405 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De este volumen, 13,017 millones de barriles corresponden a reservas probadas,⁶ 9,967 millones de barriles a probables y 14,421 millones de barriles a reservas posibles, lo que se observa en la figura 2.3.⁷

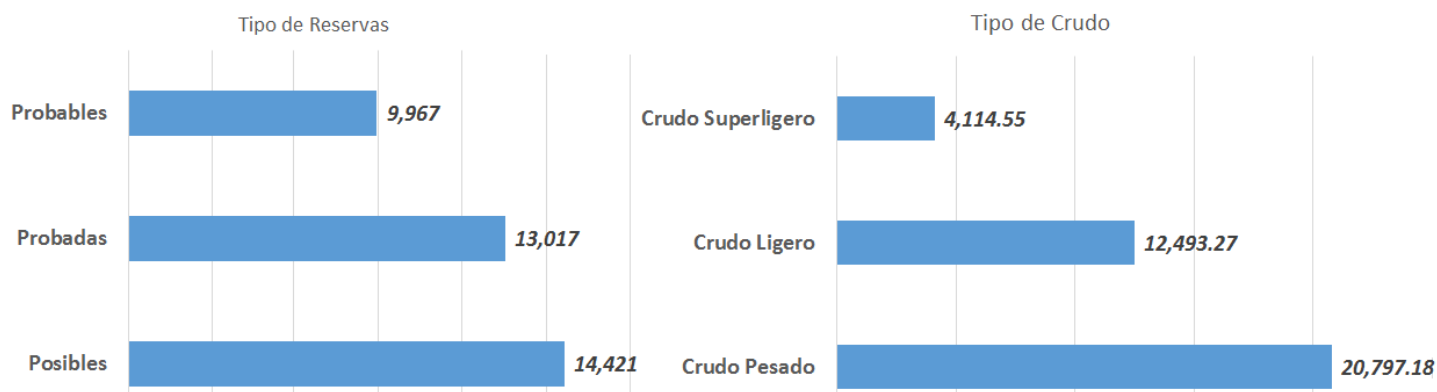


Figura 2.3: Reservas totales divididas en tipos de reservas y tipo de crudo en barriles de petróleo.⁸

Del volumen de reservas totales el 55.6 % son crudos pesados, el 33.4 % son crudos ligeros, y solamente tenemos 11 % de crudos superligeros.

La tabla 2.1 muestra las reservas probadas de los principales países productores, México ocupa el lugar 16 con una reserva de 9.812 MMb. A Arabia Saudita la supera Venezuela, como el primer país con reservas probadas del mundo con una diferencia de 30.061 MMb.

⁴Las reservas de Hidrocarburos de México Evaluación al 1 de enero de 2014.

⁵Al 13 de septiembre de 2016.

⁶Las reservas de hidrocarburos probadas o 1P, reportadas por Petróleos Mexicanos al 1 de enero de 2015, fueron dictaminadas el 10 marzo de 2015 de manera favorable por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con base en su resolución CNH.E.04.001/15. Asimismo, fueron publicadas por la Secretaría de Energía el 18 de marzo de 2015.

⁷Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1 de enero 2015 de Pemex disponible en <http://bit.ly/2bZMec0>

⁸Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015, Pemex disponible en <http://bit.ly/2mmXMLu>

Tabla 2.1: Principales reservas probadas de crudo por país en 2015.⁹

Posición	País	Crudo(Gb)
1	Venezuela	298.35
2	Arábia Saudita	268.289
3	Canadá	172.4809
4	Irán	157.8
5	Irak	144.211
6	Kuwait	104
7	Emiratos Árabes Unidos	97.8
8	Rusia	80
9	Libia	48.363
10	Nigeria	37.07
11	Kazajistán	30
12	Qatar	25.244
13	China	24.64884
14	Brasil	15.3142
15	Argelia	12.2
16	Mexico	9.812

2.3. Producción de petróleo en México

La producción promedio total de hidrocarburos líquidos para marzo de 2016 fue de 2,534 miles de barriles diarios, de los cuales 2,230 son de petróleo crudo, mientras que los 304 restantes son del líquido del gas incluyendo condensados, esto se puede apreciar en la tabla 2.2. En donde también nos podemos dar cuenta que México produce mucho crudo pesado (*Maya*) sobre todo en la Región Marina Noreste, y ocasiona que tenga una desventaja con los costos de producción.

En la tabla 2.2, también se puede ver que es evidente el decremento de la producción de hidrocarburos líquidos por día, en el 2011 se tenía una producción de 2,937 Mbd, y para marzo de 2016 se tiene una producción de 2,534 Mbd, lo que representa 13.7% de decremento de la producción desde 2011. Esto representa una gran desventaja para Pemex que debe enfrentar la caída de ingresos; ya que, si tomamos un precio promedio de 50 dólares por barril para todos los años, Pemex estaría dejando de percibir 7.4 millones de dólares anuales. Es por lo que el volumen de producción es de vital importancia.

⁹International Energy Statistics de EIA disponible en <http://bit.ly/2gxxx4O>

Tabla 2.2: Producción de crudo en miles de barriles diarios, por tipo y por región.¹⁰

	Total	Por Tipo			Por Regiones		
		Pesado	Ligero	Superligero	Marinas	Sur	Norte
2011	2,553	1,417	798	337	1,903	531	119
2012	2,548	1,385	834	329	1,895	508	145
2013	2,522	1,365	847	310	1,896	481	145
2014	2,429	1,266	864	299	1,851	452	125
2015	2,267	1,152	838	277	1,760	394	113
2016	2,164	1,104	791	269	1,707	348	109

2.3.1. Crudos exportables

Los crudos suelen tener un nombre, asociado al campo petrolero del que se extraen, al puerto en que se cargan o, en general, a la zona donde se localizan, y algunas veces hacen referencia a su densidad con los términos *light* (ligero), *medium* (medio) o *heavy* (pesado).¹¹

Es muy común que los crudos se comercialicen como una mezcla, por su similitud de características o porque no es redituable comercializarlos por separado. En muchos casos contienen el término *Blend* o *Mix* (mezcla), ya que son una mezcla de varias corrientes.

En México se utilizan estas generalidades para designar los nombres de los crudos, a los principales crudos mexicanos se les conoce como: crudo *Maya*, *Istmo*, *Olmeca* y *Altamira*, los cuales son comercializados internacionalmente por el grupo PMI, del cual hablaremos más a detalle en el capítulo 3.

Maya

Es un crudo pesado de 21-22° API y amargo que contiene 3.4-3.8 % de azufre en su peso. Las terminales marítimas de carga son las siguientes: Cayo Arcas, Dos Bocas y Salina Cruz.

Con objeto de maximizar el valor económico de este crudo, su procesamiento requiere de refinerías con unidades de alta conversión, las cuales transforman la fracción pesada (residuo) del crudo en productos con mayor valor para el refinador. Para estos efectos PMI Comercio Internacional ha celebrado contratos de suministro de largo plazo con refinadores que cuentan con unidades de alta conversión o que aceptaron expandir la complejidad de sus refinerías para obtener el mayor valor del crudo Maya.¹²

¹⁰Indicadores Petroleros de Pemex (el año 2016 no incluye la producción de diciembre) disponible en <http://bit.ly/2jsxjKe>

¹¹Petróleo y Gas Natural: Industria, Mercados y Precios de Enrique Parra Iglesias disponible en <http://bit.ly/2bRUFZB>

¹²Tipos de petróleo crudo de PMI disponible en <http://bit.ly/2fHRlBk>

Istmo

Es un crudo de 32-33°API y con 1.8 % de azufre en su peso. Las terminales marítimas de carga son las siguientes: Dos Bocas, Salina Cruz y Pajaritos. La calidad de este crudo es similar al crudo Urales y al Árabe Ligero.

Olmeca

Este crudo es el más ligero con una gravedad de 38-39°API y contiene de 0.73 % a 0.95 % de azufre; es un crudo semiamargo. Este crudo sirve para la realización de lubricantes y petroquímicos. La terminal marítima donde se exporta es Parajitos en el estado de Veracruz.

Altamira

Este crudo tiene una gravedad de 15.5-16.5°API y contiene de 5.5 % a 6.0 % de azufre. Es el crudo más pesado que se exporta y se carga en la terminal marítima de Cd. Madero en Tamaulipas. Se forma a partir de la mezcla de dos corrientes de crudos, el crudo *Tamaulipas* y el *Pánuco Cacalilao*, los cuales llegan separados a la refinería Madera, para después ser mezclados.¹³

Talam

Es un crudo pesado, similar al crudo Altamira.

Tabla 2.3: Calidad de los tipos de crudos.¹⁴

Tipo de crudo	<i>Maya</i>	<i>Itsmo</i>	<i>Olmeca</i>	<i>Altamira</i>
°API (Gravedad)	21°- 22°	32°- 33°	38°-39°	15°- 16.5°
Viscosidad (SSU 100°F)	320	60	38	1280-1750
Agua y Sedimentos (% Vol.)	0.5	0.5	0.5	1.0
Azufre (% peso)	3.4- 3.8	1.8	0.73-0.95	5.5-6.0
PVR (lb/p2)	6.0	6.0	6.2	3.0
Punto de escurrimiento (°F)	-25	-35	-55	32

2.3.2. Crudos no exportables

México produce una gran variedad de crudos; entre los que no se exportan están los siguientes crudos pesados.

¹³Tesis de maestría: Ingeniería Petrolera y Gas Natural- Producción de José Antonio Wuotto Ramos, disponible en <http://bit.ly/2gxALp7>

¹⁴PMI, Características de los tipos de crudos.

Para mayor visualización de las diferencias, la tabla 2.4 muestra las diferentes características de estos crudos pesados comparados contra el *Maya* que es un crudo pesado que sí se exporta.

Tabla 2.4: Comparación de los crudos pesados No exportables contra el *Maya*.¹⁵

Propiedad	<i>Maya</i>	<i>Naranjos</i>	<i>Álamo</i>	<i>Muro</i>	<i>Horcón</i>	<i>Pérdiz</i>
°API	21.49	24.23	23.84	19.22	21.84	21.70
Azufre Total %peso	3.55	3.234	2.872	3.508	3.391	1.26
Viscosidad, 15.5°C	274.96	278.77	282.79	1,395.78	606.06	
21.1°C	193.53	188.36	161.1	767.3	345.01	49.33
25°C	156.23	145.58	108.5	520.81	249.68	15.6
Agua y Sedimento, % vol.	1	0.1	0.5	0.8	0.5	0.15
Insolubles en C7, % peso	10.12	8.46	8.95	7.14		
Contenido de Sal, lb/1000 b	140	9.55	98.54	84.22	108.26	111.2
Níquel, ppm	55.63	34.8	37.5	60.11	41.43	5.2
Vanadio, ppm	256.55	163	180.22	286.04	187.78	7.8

Entre los crudos ligeros que no se exportan están los que se encuentran a continuación: *Papaloapan*, *Marfo*, *Pozóleo* y *Arenque*. Sus características se comparan en la tabla 2.5 contra el *Istmo* que es un crudo ligero exportable.

Tabla 2.5: Comparación de los crudos ligeros No exportables contra el *Istmo*.

Propiedad	<i>Istmo</i>	<i>Marfo</i>	<i>Pozóleo</i>	<i>Papaloapan</i>	<i>Arenque</i>
°API	32.7	24.49	28.62	41.55	30.18
Azufre Total %peso	1.478	2.932	1.929	0.967	2.57
Viscosidad, 15.5°C	12.41	302.34	60.66	5.17	30.03
21.1°C	10.26	154.18	38.09	4.55	23.63
25°C	9.22	112.89	29.67	4.18	20.17
Agua y Sedimento, % vol.	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1
Insolubles en C7, % peso	2.96	9.96	3.96	0.41	4.43
Contenido de Sal, lb/1000 b	7.16	47.38	16.02	12	10.8
Níquel, ppm	13.64	41.8	17.74	2.21	20.78
Vanadio, ppm	53.88	174.55	67.56	8.74	82.4

México cuenta con puntos de carga en Dos Bocas, en el estado de Tabasco; Salina Cruz, en el estado de Oaxaca; Cayo Arcas en mar abierto aproximadamente a 162 kilómetros de Cd. del Carmen en el estado de Campeche, Pajaritos, en el estado de Veracruz y Cd. Madero en el estado de Tamaulipas.

¹⁵Tipos de petróleo crudo de PMI disponible en <http://bit.ly/2fHRlBk>

En el área de Cayo Arcas, Pemex cuenta con dos buques-tanque de almacenamiento para realizar la carga de crudo, el FSO (*Floating Storage and Offloading*) Ta´Kuntah con una capacidad de 2.3 millones de barriles, y el FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) Yúum K´ak náab con capacidad de 2.2 millones de barriles, este último con capacidad de mezclado, separación y estabilización de crudo.

Capítulo 3

Mercado del petróleo mexicano

México es uno de los mayores productores de petróleo en el mundo, en América es el cuarto productor más importante, sólo por debajo de Estados Unidos, Canadá, y Brasil. La producción de México ha disminuido desde 2005, como resultado de la declinación natural de “Cantarell” y otros grandes campos.

El petróleo representa un componente importante para nuestra economía, en 2014 representó el 11 % de los ingresos debido a las exportaciones, una relación que ha disminuido en la última década, según el Banco de México.¹ Las ganancias de la industria petrolera (incluidos impuestos y los pagos directos de Pemex) representan un tercio del gasto gubernamental anual.² El presupuesto federal de 2015 fue basado en el petróleo mexicano, valuado en 79 USD por barril, sin embargo, el petróleo *Maya* en promedio costó menos de 50 USD por barril,³ lo que tuvo un gran impacto en nuestra economía. Para 2016 la caída de los precios del petróleo, a junio, fue dramática ya que la mezcla mexicana se cotizó en \$35.22 dólares el barril.⁴

El Consumo de energía total en México en 2014 provino mayormente del petróleo (45 %), seguido del gas natural (40 %), el carbón (8 %), energía hidroeléctrica (4 %), energía eólica (3.2 %), energías renovables no hidráulicas (2 %) y finalmente la energía nuclear (1 %)

México produjo un promedio de 2.197 millones de barriles diarios de crudo⁵ en el 2016, y ha exportado un promedio hasta ahora de 1.136 millones de barriles diarios (51.7%), cifra que continua disminuyendo⁶, Estados Unidos recibe aproximadamente 68 % del petróleo exportable, el cual es enviado por buque-tanques⁷. Estados Unidos a partir de agosto de 2015 envía petróleo de alta calidad a México⁸ a cambio de volúmenes iguales de aceites pesados, esto con la finalidad de mejorar la configuración de refinación de cada país.

¹Reporte sobre el Sistema Financiero, octubre 2014 del Banco de México disponible en <http://bit.ly/2gyqHse>

²*With Oil Revenue Dropping, Mexico Announces Budget Cuts* de Elisabeth Malkin publicado por *The New York Times* disponible en <http://nyti.ms/2gBoEow>

³*Bloomberg*.

⁴Pemex. www.pemex.com, 30/07/2016.

⁵A julio 2016.

⁶Volume of Crude Oil Exports de Pemex disponible en <http://bit.ly/2fWh1I6>

⁷US Imports by Country of Origin publicado por la EIA disponible en <http://bit.ly/2gyAGxR>

⁸US approves landmark crude oil export swaps with Mexico de Timothy Gardner publicado por Reuters disponible en <http://reut.rs/2frPMt1>

3.1. Determinantes globales del precio internacional del petróleo

La teoría establece, en un mercado de competencia perfecta que, en un mercado libre, la cantidad de productos ofrecidos por los productores y la cantidad de productos demandados por los consumidores dependen del precio de mercado del producto. La ley de la oferta indica que la oferta es directamente proporcional al precio; cuanto más alto sea el precio del producto, más unidades ofrecerán a la venta los productores. Por el contrario, la ley de la demanda indica que la demanda es inversamente proporcional al precio; cuanto más alto sea el precio, menos demandarán los consumidores. Por tanto, la oferta y la demanda hacen variar el precio del bien, producto o servicio. En nuestro caso el petróleo crudo, el gas natural y los derivados de ambos.

En ese mercado de competencia perfecta, la ley de la oferta y la demanda, el precio de un bien se sitúa en la intersección de las curvas de oferta y demanda. Si el precio de un bien está demasiado bajo y los consumidores demandan más de lo que los productores pueden poner en el mercado, se produce una situación de escasez, y por tanto, los consumidores estarán dispuestos a pagar más. Los productores subirán los precios hasta que se alcance el nivel al cual los consumidores no estén dispuestos a comprar más si sigue subiendo el precio. En la situación inversa, si el precio de un bien es demasiado alto y los consumidores no están dispuestos a pagarlo, la tendencia será a que baje el precio, hasta que se llegue al nivel al cual los consumidores acepten el precio y se pueda vender todo lo que se produce. Lo que se puede observar en la figura 3.1.

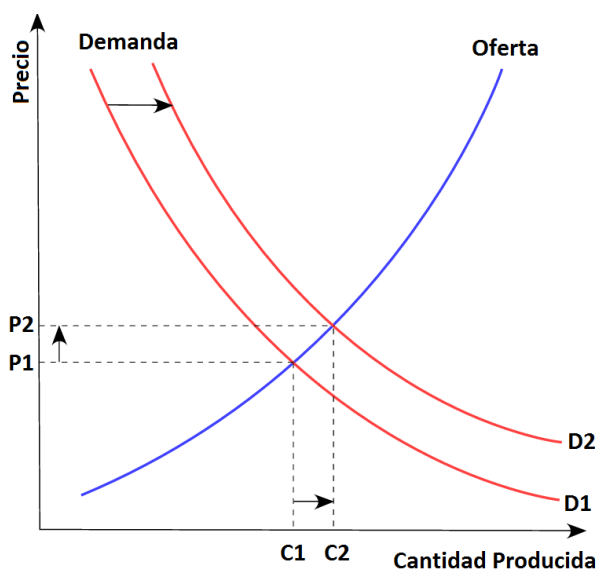


Figura 3.1: Curva de la oferta y la demanda.⁹

⁹Oferta y Demanda, *Enciclopedia Financiera* disponible en <http://bit.ly/2IEEP8Q>

3.1.1. Oferta

La oferta es la cantidad de bienes ofrecidos por los productores y vendedores del mercado actual. Gráficamente se representa mediante la curva de oferta. Debido a que la oferta es directamente proporcional al precio, las curvas de oferta son casi siempre crecientes. Además, la pendiente de una función curvilínea de oferta suele ser también creciente.

Sin considerar que el mercado del petróleo no es de competencia perfecta, existe un gran abasto por los países productores como Estados Unidos, Arabia Saudita, Rusia, Canadá, Irán e Irak, como podemos apreciar en la figura 3.2.

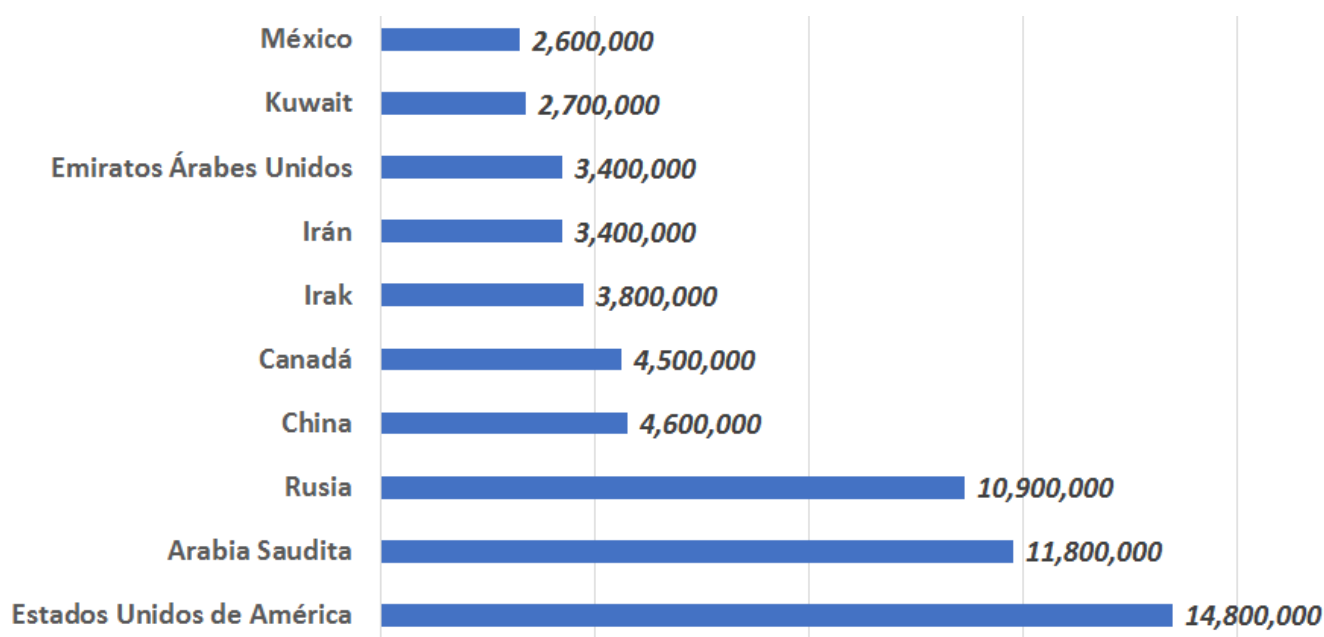


Figura 3.2: Principales productores de petróleo en barriles por día, 2015.¹⁰

3.1.2. Demanda

La demanda es la relación de bienes y servicios que los consumidores desean y están dispuestos a comprar, depende de su poder adquisitivo. La curva de demanda representa la cantidad de bienes que los compradores están dispuestos a adquirir a determinados precios, suponiendo que el resto de los factores se mantienen constantes (*ceteris paribus*). La curva de demanda es por lo general decreciente, es decir, a mayor precio, los consumidores comprarán menos. Los determinantes de la demanda de un individuo son el precio del bien, el nivel de renta, los gustos personales, el precio de los bienes sustitutivos, y el precio de los bienes complementarios.

¹⁰Presentación de Carlos del Solar Simpson con datos de la EIA disponible en <http://bit.ly/2fWmCOE>

La demanda es otro factor importante en el mercado del petróleo, y de igual manera es muy dinámica en los usos y aplicaciones que tiene el petróleo.

Uno de los factores que afecta la demanda es la oferta, si hay altos volúmenes disponibles de hidrocarburos, el precio tiende a bajar. Como se verá en el apartado siguiente, el cual corresponde a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC por sus siglas en inglés), el acuerdo de los países en la disminución de la producción, es decir de la oferta, tiene efectos al alza en el precio del petróleo.

La mayor parte del crecimiento de la demanda global de petróleo siguen siendo China y Estados Unidos, como podemos apreciar en la figura 3.3, donde se observa que el principal país consumidor de petróleo es Estados Unidos, seguido por China.

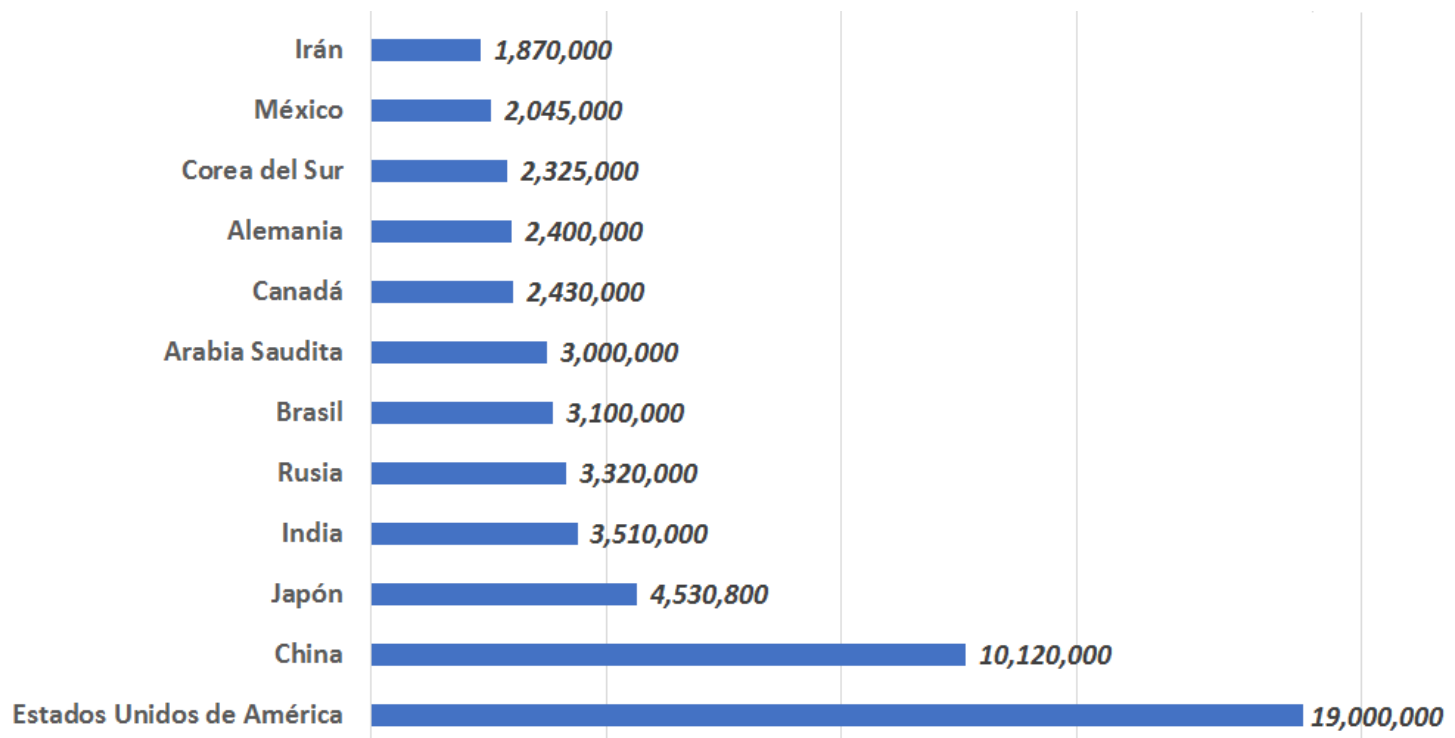


Figura 3.3: Principales consumidores de petróleo en barriles por día, 2015.¹¹

Estados Unidos en los últimos años se ha convertido en un país autosuficiente con respecto a su consumo de petróleo.

¹¹Oil Consumption by Country de Global Firepower disponible en <http://bit.ly/2gyCGWX>

Los riesgos al suministro en Oriente Medio y el Norte de África, sobre todo en Irak y Libia, siguen siendo muy altos por los diferentes conflictos armados que predominan en estos países.

3.1.3. Organización de Países Exportadores de Petróleo

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP, en inglés OPEC), debe su origen a la unión de siete compañías petroleras conocidas como las Siete hermanas, un grupo que dominó el negocio petrolero y cuya unión provocó que no se fomentara la libre competencia, perjudicando a otras empresas emergentes en el negocio que no podían competir contra ellas.

Las Siete hermanas fueron las siguientes empresas:

- Standard Oil de New Jersey (Esso) que al fusionarse con Mobil formó ExxonMobil (Estados Unidos)
- Royal Dutch Shell (Países Bajos, Reino Unido)
- Anglo Iranian Oil Company (AIOC), conocida como BP (Reino Unido)
- Standard Oil of New York, después conocida como Mobil. Ahora se encuentra fusionada y es parte de ExxonMobil (Estados Unidos)
- Standard Oil of California, luego conocida como Chevron. Se fusionó posteriormente con Texaco para formar ChevronTexaco. Actualmente su nombre es Chevron Corporation (Estados Unidos)
- Gulf Oil Corporation que en 1985 fue adquirida casi totalmente por Chevron y la otra parte se quedó en manos de BP (Estados Unidos)
- Texaco, que se fusionó con Chevron en 2001. Ahora es una marca de Chevron Corporation (Estados Unidos)

Esto orilló a la creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo en 1960, en la actualidad hay 13 países miembros de la OPEP: 1. Argelia, 2. Angola, 3. Irán, 4. Iraq, 5. Kuwait, 6. Libia, 7. Nigeria, 8. Qatar, 9. Arabia Saudita, 10). Venezuela, 11. Emiratos Árabes Unidos, 12. Ecuador y 13. Gabón.

Esta organización presenta una gran influencia en el mercado petrolero, ya que controla el 43% de la producción mundial y además controla el 75% de las reservas, en cuanto a comercialización de crudo, su dominio es de 51%.

En la figura 3.4 se puede apreciar la producción de la OPEP por cada país miembro, en donde se muestra a Indonesia como un país miembro de esta organización, se debe a que fue miembro de esta organización hasta noviembre de 2016, en la actualidad Indonesia no es miembro de la OPEP.

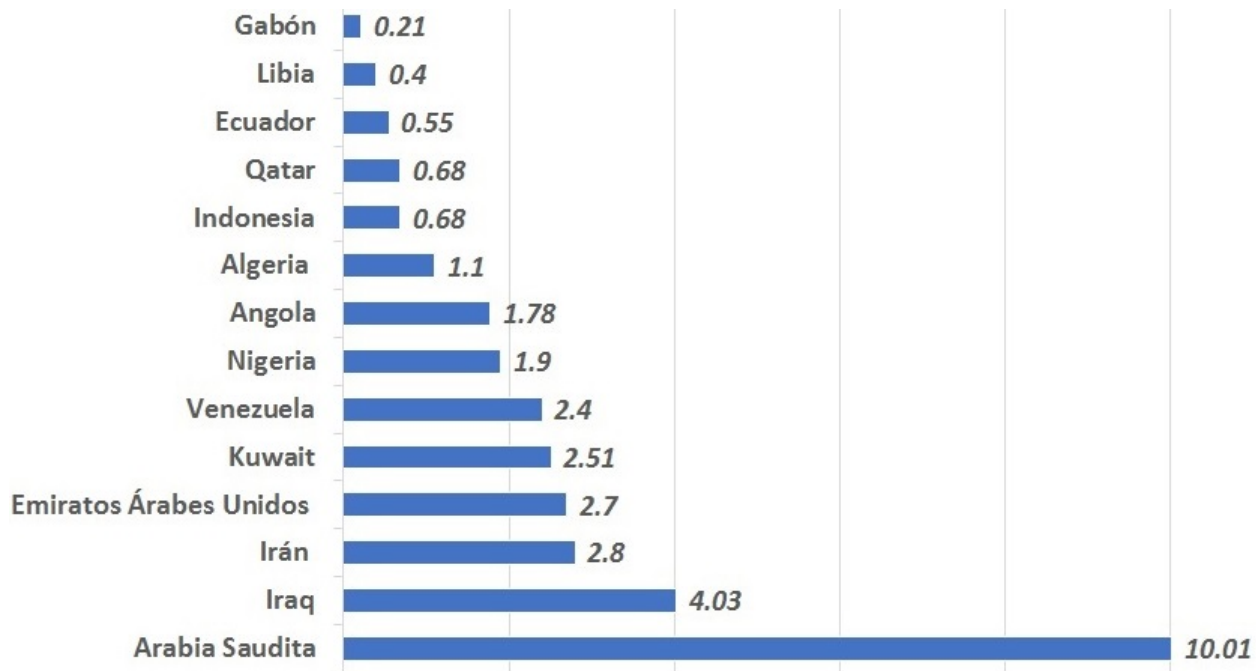


Figura 3.4: Producción por país en mmbd de la OPEP, 2015.¹²

La OPEP influye en el precio del crudo y en la producción de estos países, esto lo explicaremos más adelante. Pone una cuota fija de producción según el país. Arabia Saudita es el miembro con la mayor cuota de producción, mientras que Libia es la que tiene la cuota más pequeña.

La OPEP busca la prosperidad del negocio petrolero para beneficio de los productores y consumidores, algunas veces reduce de manera voluntaria el petróleo que se produce y, en otras, lo aumenta, cuando hay escasez de crudo en el mercado.

Consideraciones en el mercado petrolero

Como ya hemos mencionado, el mercado del petróleo no es un mercado de competencia perfecta donde funcionen las leyes de la oferta y la demanda de manera estricta. Debe considerarse que el precio del petróleo, tal como lo conocemos, se establece realmente en el mercado de futuros del petróleo, donde se establecen *a priori* tanto el volumen comercializado como su precio. También influyen la inestabilidad política de las zonas

¹²Short-Term Energy Outlook. Retrieved de la EIA disponible en <http://bit.ly/2frPP8c>

petroleras, los costos de producción, los grandes desastres naturales, pero quien ejerce el mayor poder en el control de precios es la OPEP, que controla más del 40 % de la producción mundial.

Los precios del crudo en el mercado internacional son determinados por factores políticos, económicos, climatológicos, de políticas energéticas, regulaciones, oferta-demanda y competencia.¹³

En la figura 3.5 se muestran los eventos sociopolíticos más relevantes y su influencia en el precio del petróleo.



Figura 3.5: Precio del barril *Brent* en dólares, dato del día primero de cada mes¹⁴

Los operadores de futuros más frecuentes son los siguientes: los operadores de cobertura y los especuladores. Las aerolíneas pueden ser un operador de cobertura al comprar futuros de petróleo para protegerse contra las fluctuaciones en los precios. Por otro lado, un especulador puede ser cualquier inversionista con capacidad de análisis de mercados y de compra, que vea el sentido de los precios del crudo y compre barato para poder aprovechar la subida de precios al vender caro.

Los especuladores absorben la mayor parte del mercado ya que, según la Bolsa de Valores de Chicago, menos del 3 % de las transacciones son de compradores de futuros.

¹³Catálogo de Petróleo Crudo de PMI disponible en <http://bit.ly/2gPbJCo>

¹⁴Bloomberg Index.

Otro factor clave es la manipulación del “sentimiento del mercado” *en* que las “ideas” sobre el comportamiento del precio del petróleo pueden determinar compras o ventas de pánico, generalmente por especuladores.

Hay otros comentarios en relación con la conexión de los precios del petróleo y los ciclos económicos o de mayor demanda de materias primas. No obstante, la oferta, la demanda y el sentimiento tienen prioridad sobre los ciclos en la determinación de los precios del petróleo.

“La oferta, la demanda y el sentimiento hacia los contratos de futuros del petróleo, que se negocian en gran medida por los especuladores, desempeñan un papel dominante en la determinación de los precios. Las tendencias cíclicas en el mercado de materias primas también pueden afectar el precio”.¹⁵

3.2. Crudos marcadores (*benchmark crude*)

Los crudos de referencia o marcadores (en inglés *benchmark crude*) son utilizados como una base para la determinación de los precios de los distintos crudos en el mercado.

Estos crudos deben cumplir con una serie de características ideales: a) calidad similar a los crudos que lo utilizan como referencia, b) poder ser procesado en la mayoría de las refinerías de la región en donde se utiliza, c) en cuanto al mercado físico, debe ser posible el arbitraje geográfico y temporal, d) su cuota (volumen) de mercado debe ser suficiente para reflejar la situación del nivel de los precios en cualquier periodo, además deberá estar respaldado por un mercado de instrumentos financieros; de preferencia contratos a futuro.

En la actualidad la mayor parte de las transacciones de compra-venta de petróleo a futuro son por especulaciones financieras, es por ello que comúnmente se utilizan los crudos WTI y Brent, ya que son los aceptados por las bolsa financieras de New York y Londres respectivamente.¹⁶

Principales crudos marcadores y sus características

Brent

Es el crudo marcador más usado en el mundo, extraído en Reino Unido y en Noruega, en el 2013 representó 1 % de la producción mundial, es usado como referencia para determinar los precios en crudos ligeros y dulces que son extraídos no sólo en el Mediterráneo y África, sino también en Australia y en algunos países de Asia. Tiene 0.37 % de azufre y 38.06° API.

¹⁵What Determines Oil Prices? de Paul Kosakowski publicado en Investopedia disponible en <http://bit.ly/1Gn9Lwg>

¹⁶Wlater Spurrier, W.S. El crudo marcador. [Weblog]. Retrieved 11 January 2017, from <http://bit.ly/2ihop4u>

West Texas Intermediate (WTI)

Es un crudo marcador extraído en Estados Unidos de América, su precio se determina en el centro de comercio (*trading hub*) de Cushing, Oklahoma. Es usado como referencia para la designación de crudos extraídos en el Golfo de México, Canadá, México, Sudamérica y también dentro de EUA, es un crudo dulce ligero con una gravedad de 39.6° y un contenido de azufre de 0.24 %.

Dubái/Omán

Es el tercer crudo marcador más usado. Los precios de los crudos Dubái y Omán, ambos crudos amargos y medianos, son generalmente promediados creando un marcador que es comúnmente usado como referencia en Medio Oriente y Asia, cuenta con 30.96° API y 2.4 % de azufre.

Como resumen, las características de estos tres principales crudos marcadores se encuentran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Características de los principales crudos marcadores.¹⁷

	% Azufre	°API	Origen	Uso
West Texas Intermediate (WTI)	0.24	39.6	EEUU (Cushing, Oklahoma)	Sirve de referencia para crudos livianos de los EUA y el Golfo de México. Se utiliza para producir gasolina y diésel con bajo contenido de azufre.
Brent DTD	0.37	38.06	Mar del Norte (Londres, Inglaterra)	Sirve de referencia para Europa, Asia y el Medio Oriente. Es utilizado en la producción de gasolina y destilados medios.
Dubái	2.0	30.96	Emiratos Árabes Unidos (Dubái)	Sirve de referencia para crudos agrios livianos del Golfo Pérsico.

3.2.1. Precios Platts y Argus

Existen agencias de información como Platts y Argus, las cuales realizan evaluaciones independientes y reportan una serie de precios de diversos crudos que pueden ser utilizados como crudos marcadores.

¹⁷Crudos de referencia: WTI, BRENT, OPEP, Arab Light, Dubai, Venología disponible en <http://bit.ly/2ljLm64>

La agencia Argus se basa en los precios de demanda (*bids*), de oferta (*offers*) y los tratos cerrados a un tiempo determinado (*time stamp*). Estos tiempos determinados del día involucran una evaluación de la información hasta ese momento; los time stamps son: Londres 12:00; Singapur 18:30; Londres 18:30; Londres 20:30 y Houston 17:00.

La agencia Platts reporta una evaluación diaria de precios al cierre de los mercados de Nueva York 16:00 y Singapur 17:30, la cual está basada en promedios. Sólo toma en cuenta los cambios en los precios hasta cinco minutos antes del cierre del mercado, para evitar que se altere la cotización por posiciones agresivas.

México establece los precios de sus crudos mediante la utilización de los precios Platts, lo cual veremos a continuación.

3.3. Fórmulas de precios de exportación de la mezcla mexicana

Los precios de venta de los crudos mexicanos son fijados a través de fórmulas basadas en una canasta de referencias internacionales y un término de ajuste. Los términos de ajuste de las fórmulas de precio son modificados de forma mensual con base en un análisis técnico comercial. La aprobación final del nivel de precio es realizada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Para los precios de referencia se utilizan las mismas fórmulas de exportación para la costa estadounidense del Golfo de México, excepto la variable K.¹⁸

Las siguientes fórmulas fueron obtenidas de la página de PMI.

Costa Estadounidense del Golfo de México

$$\text{Istmo} = 0.40(\text{WTS} + \text{LLS}) + 0.20(\text{BRENT DTD}) + K$$

$$\text{Maya} = 0.40 (\text{WTS} + \text{F.O.No.6 3\%S}) + 0.10 (\text{LLS} + \text{BRENT DTD}) + K$$

$$\text{Olmeca} = 0.333 (\text{WTS} + \text{LLS} + \text{BRENT DTD}) + K$$

¹⁸Es distinta para cada tipo de crudo y región, se modifica mensualmente después de un análisis técnico comercial de PMI. Esta variable no deberá ser mayor a 1.90 dólares por barril, ya sea a la alza o a la baja, el consejo administrativo de PMI puede aprobar que exista un valor mayor de 1.90 para el factor de K en circunstancias extraordinarias.

Costa oeste de los Estados Unidos

$$\text{Istmo} = 0.40(\text{WTS}+\text{LLS})+0.20(\text{BRENT DTD})+\text{K}$$

$$\text{Maya} = 0.40 (\text{WTS}+\text{F.O.No.6 3 \%S}) + 0.10 (\text{LLS}+\text{BRENT DTD}) + \text{K}$$

Europa

$$\text{Istmo} = 0.887 (\text{BRENT DTD}) + 0.113 (\text{F.O.No.6 3.5 \%S}) - 0.16 (\text{F.O.No.6 1 \%S} - \text{F.O.No.6 3.5 \%S}) + \text{K}$$

$$\text{Maya} = 0.527 (\text{BRENT DTD}) + 0.467 (\text{F.O.No.6 3.5 \%S}) - 0.25 (\text{F.O.No.6 1 \%S} - \text{F.O.No.6 3.5 \%S}) + \text{K}$$

$$\text{Olmeca} = \text{BRENT DTD} + \text{K}$$

Lejano Oriente

$$\text{Istmo} = (\text{OMAN} + \text{DUBAI}) / 2 + \text{K}$$

$$\text{Maya} = (\text{OMAN} + \text{DUBAI}) / 2 + \text{K}$$

Donde:

- WTI es el promedio aritmético de los precios Platts para el petróleo crudo tipo West Texas Sour durante el período de valoración.
- LLS es el promedio aritmético de los precios Platts para el petróleo crudo tipo Light Louisiana Sweet durante el periodo de valoración.
- K, constante que será determinada por el Grupo de Trabajo de Precios e informada al GICEH para ser aplicada a todos los cargamentos del mes.
- Dubái es el promedio aritmético de las cotizaciones diarias de Platts para el crudo Dubái durante el período de valoración.
- F.O.No.6 1 %S, es el promedio aritmético de los precios Platts para el combustóleo No.6 con un contenido de azufre de 1 % durante el periodo de valoración.
- F.O.No.6 3 %S, es el promedio aritmético de los precios Platts para el combustóleo No.6 con un contenido de azufre de 3 %, durante el periodo de valoración.
- F.O.No.6 3.5 %S, es el promedio aritmético de los precios Platts para el combustóleo No.6 con un contenido de azufre de 3.5 %, durante el periodo de valoración.

3.3.1. Ejemplo de la determinación del precio del crudo de exportación

Para este breve ejemplo utilizaremos la variable K de septiembre de 2014, para el crudo tipo Istmo exportado a la Costa del Golfo de los EUA. En la figura 3.6 se pueden apreciar los diferentes valores que tuvo la variable K durante agosto y septiembre de 2014.

<u>Costa del Golfo de los EUA</u>				<u>Europa</u>			
	<u>Agosto</u>	<u>Septiembre</u>	<u>Cambio</u>		<u>Agosto</u>	<u>Septiembre</u>	<u>Cambio</u>
Maya	+ 0.25	+ 0.30	+ 0.05	Maya	- 0.40	- 0.40	0.00
Istmo	+ 1.25	+ 1.50	+ 0.25	Istmo	- 0.10	+ 0.15	+ 0.25
Olmeca	+ 2.35	+ 2.60	+ 0.25	Olmeca	-1.90	- 1.75	+ 0.15

<u>Costa Oeste de los EUA</u>				<u>Lejano Oriente</u>			
	<u>Agosto</u>	<u>Septiembre</u>	<u>Cambio</u>		<u>Agosto</u>	<u>Septiembre</u>	<u>Cambio</u>
Istmo	+ 2.40	+ 2.45	+ 0.05	Maya	- 9.35	- 8.80	+ 0.55
				Istmo	- 0.55	- 0.30	+ 0.25

Figura 3.6: Valores del factor K en los meses de agosto y septiembre de 2014 en dólares por barril.¹⁹

Al ser de difícil acceso los precios Platts, en este ejemplo se utilizarán el precio promedio de los crudos para el mes de septiembre de 2014.

Los precios del WTI y el BRET fueron de 93.167 y 98.570 dólares por barril respectivamente,²⁰ mientras que el precio promedio mensual del mismo mes para el LLS fue de 95.53 dólares por barril.²¹

Recordemos la ecuación para el precio de exportación del crudo tipo Istmo.

$$\text{Istmo} = 0.40(\text{WTS} + \text{LLS}) + 0.20(\text{BRENT DTD}) + K$$

Al sustituir los valores antes mencionados:

$$\text{Istmo} = 0.40(93.167 + 95.53) + 0.20(98.570) + 1.50$$

Al realizar la operación obtuvimos que:

$$\text{Istmo} = 96.6928 \text{ dólares por barril}$$

¹⁹Figura tomada de PMI disponible en <http://bit.ly/2km1pnL>

²⁰Seguimiento precio del petróleo, SGM disponible en <http://bit.ly/1yp6AnM>

²¹Petroleum and other liquids, EIA disponible en <http://bit.ly/2IKXJJK>

3.4. PMI Comercio Internacional

PMI es un conjunto de empresas que se encargan de realizar las actividades comerciales en el mercado internacional de crudo, productos petrolíferos y petroquímicos. También está encargado del desarrollo de proyectos estratégicos, como construcción de infraestructura.

Las empresas de PMI permiten contar con más flexibilidad para el desarrollo de estrategias comerciales para Pemex. Desde los años 80 Pemex tenía operaciones comerciales, principalmente en exportaciones e importaciones de petróleo y sus derivados. Por esto tenía oficinas en Estados Unidos, Europa y Asia que servían para monitorear el mercado internacional. PMI tiene a su cargo dos actividades fundamentales: la comercialización del crudo mexicano en el exterior y la prestación de servicios a un conjunto de empresas instrumentales que junto con PMI Comercio Internacional conforma el grupo PMI, el cual se encarga del suministro del mercado internacional para cubrir la demanda nacional.

Los principales países exportadores del mundo son los siguientes:

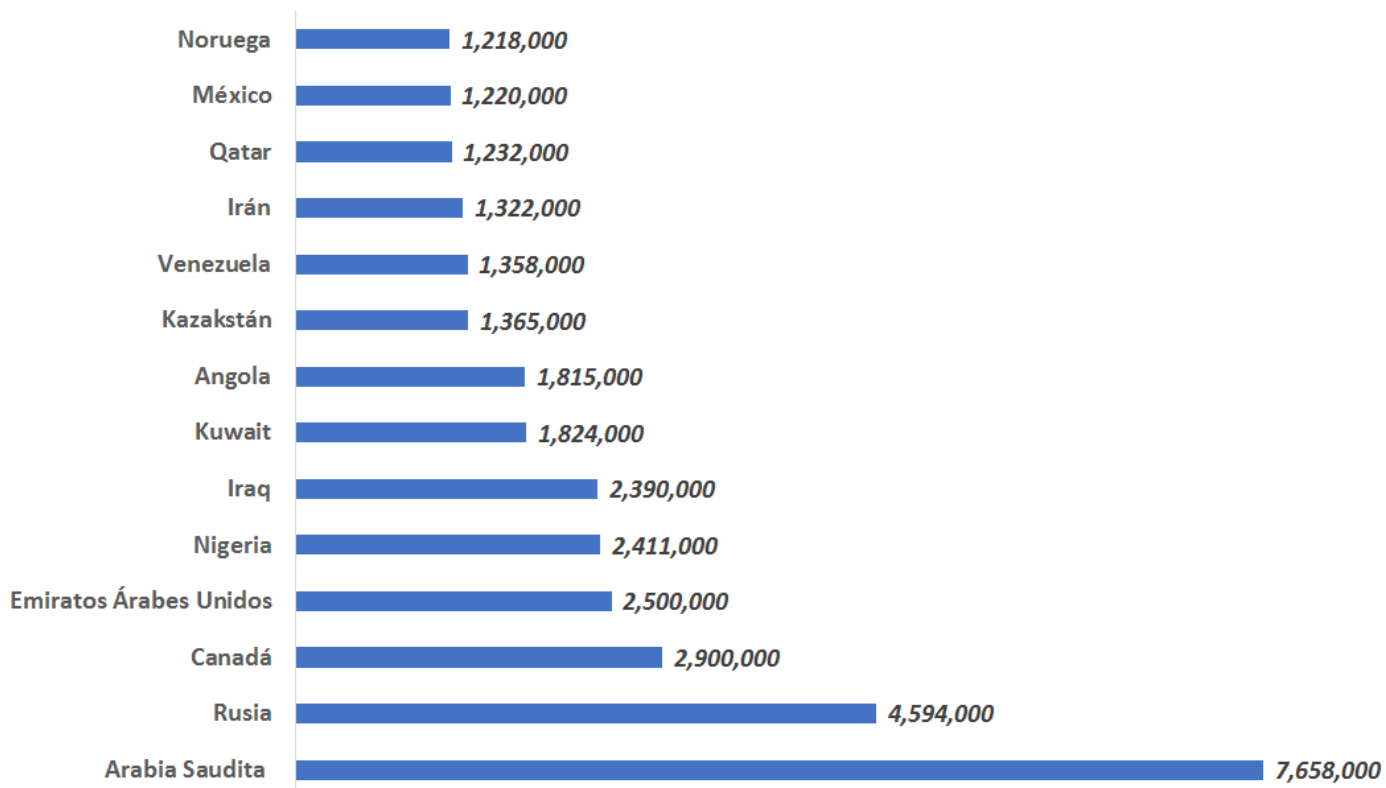


Figura 3.7: Principales países exportadores del mundo en barriles por día, 2014.²²

²²The World Factbook, CIA disponible en <http://bit.ly/2j8qEI8>

México tiene diferentes destinos para sus ventas al exterior del mundo como, por ejemplo: Canadá, Estados Unidos, Portugal, Francia, Holanda, España, Italia, China, India, El Salvador, República Dominicana y recientemente Japón.

3.4.1. Políticas de comercialización de petróleo crudo de PMI

La empresa PMI tiene como misión contribuir a la maximización del valor de los hidrocarburos mexicanos mediante la operación eficiente y competitiva en la comercialización internacional y otras actividades vinculadas a la cadena de valor de Petróleos Mexicanos, y está alineada a las líneas de acción del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos: crecimiento, eficiencia operativa, responsabilidad corporativa y modernización de la gestión.²³ En la tabla 3.2 se puede observar la relevancia que tiene PMI en la exportación de los diferentes tipos de crudos mexicanos.

Tabla 3.2: Volumen de las exportaciones de petróleo crudo (miles de barriles diarios), el crudo Maya incluye crudo Altamira y Talam, Lejano Oriente incluye otras regiones.²⁴

	2014	2015	2016
Total	1142.240742	1172.482293	1099.940923
Estados Unidos	792.2998904	691.1026603	528.2250082
Otros	35.20952055	15.36375342	31.47483607
Europa	214.6445699	246.8063589	253.0186831
Lejano Oriente	100.0867616	219.2095205	287.2223962
Olmeca	91.22473425	124.2483781	101.1396339
Estados Unidos	34.98756164	41.30612877	4.089606557
Otros	5.303676712	8.249150685	19.72055191
Europa	46.8208	74.69309863	72.81462842
Lejano Oriente	4.11269589	0	4.514846995
Istmo	133.682937	193.9844795	147.6965765
Estados Unidos	84.3915726	78.13198082	3.150360656
Otros	12.4372	5.909279452	10.67539071
Europa	31.20710137	29.72291507	17.10536612
Lejano Oriente	5.647063014	80.22030411	116.765459
Maya a	917.3330712	854.2494356	851.1047131
Estados Unidos a	672.9207562	571.6645507	520.985041
Otros	17.46864384	1.205323288	1.078893443
Europa	136.6166685	142.3903452	163.0986885
Lejano Oriente	90.32700274	138.9892164	165.9420902

²³¿Qué es PMI? de PMI disponible en <http://bit.ly/2gbATds>

²⁴Sistema de Información Energética, Sener, disponible en <http://bit.ly/RnUJCi>

Los clientes son los que ponen los términos y condiciones del contrato, deberán contar con un buen estado financiero. Los contratos pueden ser de duración indefinida (*evergreen*) o pueden tener un mínimo de tiempo obligatorio (contratos de plazo). También puede tener ventas ocasionales (*spot*), incrementales o de prueba. Las ventas se realizan procurando evitar la reventa.

PMI siempre ha buscado tener relaciones comerciales estables y duraderas para la comercialización de crudo en el mercado internacional. También PMI puede realizar ventas estratégicas de países con los que México mantiene relaciones diplomáticas. PMI nombra a un inspector independiente para que certifique cantidad y calidad en el puerto en el que esté destinada la carga. También puede hacer contratos de servicios con consultorías, laboratorios especializados, agentes navieros, transportistas y empresas de almacenamiento, así como con cualquier otro prestador de servicios requeridos para realizar sus actividades.²⁵

3.5. Importancia del precio de la mezcla mexicana de petróleo crudo de exportación

Como es sabido, el precio de la mezcla mexicana de petróleo crudo de exportación varía constantemente, debido a diversos factores, en esta sección analizaremos su importancia no sólo para la industria petrolera, sino también para nuestro país. En la figura 3.8 podemos observar las variaciones del precio que ha tenido la mezcla mexicana en los últimos 15 años.

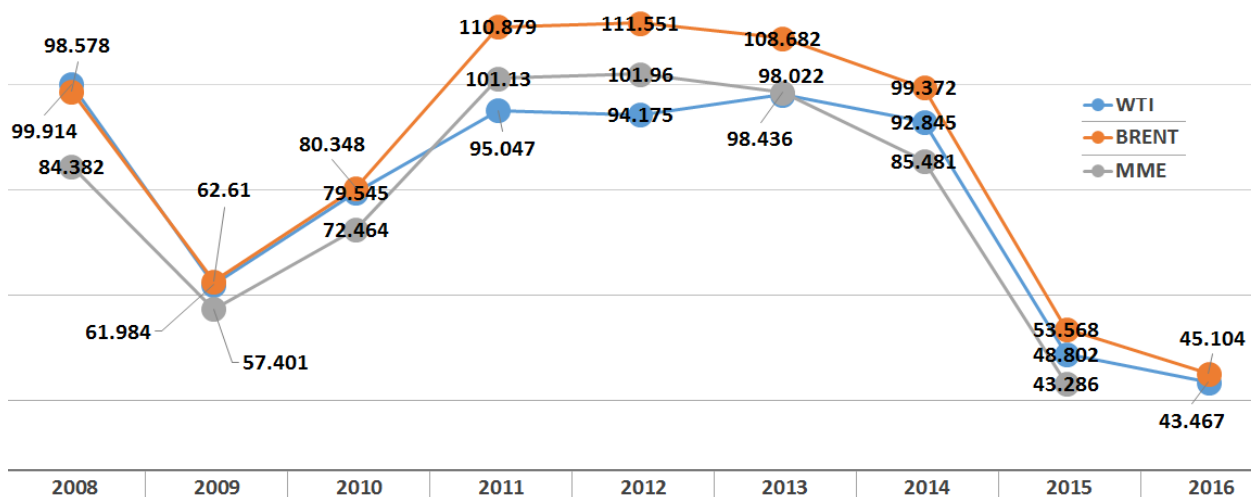


Figura 3.8: Precio diario de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) en dólares por barril, comparado con el WTI y el Brent.²⁶

²⁵Tipos de Clientes de PMI disponible en <http://bit.ly/2fF8qZB>

²⁶Seguimiento precio del petróleo Mezcla Mexicana (MME) SGM, disponible en <http://bit.ly/1vkrDXz>

El precio de la mezcla es un factor de suma importancia, ya que determina las posibles ganancias de las exportaciones petroleras, pero también si cada exportación será o no rentable. Si la mezcla se encuentra por debajo de sus costos de exploración, desarrollo y producción, los cuales totalizan en 26.19 dólares por barril, distribuidos en costos de exploración y desarrollo de 17.97 dólares y 8.22 dólares por costo de extracción por barril²⁷ ya no sería rentable, no se lograría el precio de equilibrio y generaría pérdidas.

Para evitar esta incertidumbre se fija un promedio del precio de la mezcla en el presupuesto de ingresos, para el 2016 se fijó un precio promedio de 50 dólares por barril, y se contrató un seguro de cobertura por 49 dólares por barril.

Los cálculos más recientes de Pemex señalan que considerando la producción y precio actual de la mezcla mexicana²⁸ de exportación, si el precio del crudo disminuye un dólar por barril, tendrá un impacto en los principales rubros devengados de Pemex, por una reducción de 164 millones de dólares, lo que ocasionaría graves problemas a México, ya que Pemex no sólo tendría que hacer recortes, también tendría que reorganizar los costos involucrados en cada barril de petróleo.

También es importante señalar como se dijo, que hay diversos factores sociopolíticos y climáticos que afectan el precio del petróleo a nivel mundial, en la actualidad el *fracking*, el cual posicionó a EUA como el primer productor mundial de petróleo; el exceso de oferta de petróleo; la falta de demanda, y las altas temperaturas en el planeta, han ocasionado el desplome del precio del petróleo. Es importante mencionar el centro Cushing en Oklahoma, ya que el precio del petróleo a nivel mundial tiene una relación directa con la cantidad de crudo que se almacena en dicho centro y también ahí se establece el precio del petróleo WTI (*West Texas Intermediate*).

Cushing es el centro de almacenamiento de aceite más grande del mundo, tiene una capacidad de 73 millones de barriles lo que representa 13% de la capacidad de almacenamiento de EUA, con 300 tanques enormes de almacenamiento que se encuentran al límite de su capacidad de almacenamiento, con tanto petróleo acumulado es complicado que los precios del West Texas rebasen con claridad los 40 dólares por barril, debido al exceso de oferta.

²⁷Precio del petróleo, 208 dólares debajo de su costo de producción de Israel Rodríguez publicado en *La Jornada* disponible en <http://bit.ly/1PNAOGi>

²⁸Precio de 24.11 dólares por barril, jueves 7 de enero de 2016.

Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2016

“Ordenamiento jurídico propuesto por el poder Ejecutivo y aprobado por el poder Legislativo que contiene los conceptos bajo los cuales se podrán captar los recursos financieros que permitan cubrir los gastos de la federación durante un ejercicio fiscal. La ley de ingresos tiene vigencia de un año y debe presentarse ante el Congreso de la Unión a más tardar el 8 de septiembre de cada año (a partir de las reformas del 2004). De acuerdo con la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, la ley de ingresos será aprobada por la Cámara de Diputados a más tardar el 20 de octubre y por la Cámara de Senadores a más tardar el 31 de octubre.” Sistema de información legislativa.

En la *ley de Ingresos* se estima un precio de la mezcla mexicana de crudo para el año siguiente inmediato, será determinado por el precio de referencia que resulte del promedio entre los métodos siguientes:²⁹

1. El promedio aritmético de los siguientes dos componentes:
 - El promedio aritmético del precio internacional mensual observado de la mezcla mexicana en los diez años anteriores a la fecha de estimación;
 - El promedio de los precios a futuro, a cuando menos tres años del crudo denominado Crudo de Calidad Intermedia del Oeste de Texas, Estados Unidos de América, cotizado en el mercado de Intercambio Mercantil de Nueva York, Estados Unidos de América ajustado por el diferencial esperado promedio, entre dicho crudo y la mezcla mexicana de exportación, con base en los análisis realizados por reconocidos expertos en la materia, o

2. El resultado de multiplicar los siguientes dos componentes:
 - El precio a futuro promedio, para el ejercicio fiscal que se está presupuestando del crudo denominado Crudo de Calidad Intermedia del Oeste de Texas, Estados Unidos de América, cotizado en el mercado de Intercambio Mercantil de Nueva York, Estados Unidos de América, ajustado por el diferencial esperado promedio, entre dicho crudo y la mezcla mexicana de exportación, con base en los análisis realizados por los principales expertos en la materia;
 - Un factor de 84 %.

²⁹Artículo 31, Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, <http://bit.ly/2d6aWc7>

3.6. Exportación de crudos mexicanos

La exportación ha llegado a ser un proceso muy importante que se realiza para la venta de bienes de un país a otro. El petróleo es uno de los energéticos más importantes en el mundo y por lo mismo tiene mucha demanda. En México, cerca del 88 % de la energía se obtiene del petróleo. Antiguamente Estados Unidos era el principal comprador de petróleo mexicano, en los últimos siete años esto se ha reducido de 85.3 a 53.2 %, ³⁰ esto es de vital importancia debido al impacto que genera en la pérdida de ingresos para Pemex, ya que ahora el costo de transporte se incrementara. En la primera mitad del 2016, España adquirió 13.4 % de las ventas de crudo de Pemex, seguida de Japón (7.9. %), Corea del Sur (6.2 %), India (5.8 %), Italia (3.9 %) y República Dominicana (3 %).³¹ La razón principal por la que Estados Unidos ya no importa la misma cantidad de crudo, es como ya se mencionó, porque es autosuficiente.

México exporta petróleo a tres regiones que son las siguientes: Europa, América y Lejano Oriente. Exportar el petróleo que se produce en el país genera un alto ingreso de recursos económicos y como puede verse en la tabla 3.3 el valor de las exportaciones ha disminuido.

Es importante mencionar que las exportaciones de crudo hacia Japón reiniciaron en febrero de 2016, con un embarque de un millón de barriles tipo Istmo³² (al ser la distancia tan grande entre México y Japón el embarque mínimo para que sea rentable debe ser de un millón de barriles³³). Ese mismo mes iniciaron por primera vez las exportaciones de crudo Olmeca a India.

De todo el volumen de crudo hasta marzo de 2016, 45 % de la producción total se destina a las terminales de exportación, y 55 % se destinó a refinerías para consumo nacional. La refinería de Salina Cruz es la que procesa mayor volumen de petróleo seguida de Tula, Cadereyta y Salamanca.

Las divisas de la exportación de crudo para 2016 es de 2,679 millones de dólares para lo que va del año, como se puede observar en la tabla 3.3.

³⁰EU ya sólo compra 53 % del crudo que exporta México de Roberto Morales publicado en el Economista disponible en <http://bit.ly/2c2PyaI>

³¹EU ya sólo compra 53 % del crudo que exporta México de Roberto Morales publicado en el Economista disponible en <http://bit.ly/2c2PyaI>

³²La mexicana Pemex alista el envío de mayor cantidad de crudo a Japón de *El Universal* disponible en <http://bit.ly/2gp0qNO>

³³La mexicana Pemex alista el envío de mayor cantidad de crudo a Japón de *Expansión* disponible en <http://bit.ly/2gp0qNO>

Tabla 3.3: Valor de las exportaciones de petróleo crudo (millones de dólares), el crudo Maya incluye crudo Altamira, Lejano Oriente incluye otras regiones.³⁴

	Total	Por tipo			Por Región		
		Istmo	Maya	Olmeca	América	Europa	Lejano Oriente
2011	49,380	3,849	37,398	8,133	41,745	4,888	2,747
2012	46,852	3,904	35,194	7,754	37,051	6,611	3,190
2013	42,711	3,926	34,902	3,884	32,125	6,472	4,114
2014	35,638	4,557	27,967	3,115	26,188	6,555	2,895
2015	18,524	3,490	12,701	2,334	11,625	3,764	3,135
2016	2,679	411	1,821	447	1,516	708	455
Enero	830	99	547	184	421	244	165
Febrero	881	178	599	105	523	234	124
Marzo	968	135	675	158	573	230	165

En 2015 las exportaciones de petróleo crudo promediaron un valor de 50.8 millones de dólares diarios, lo cual representó una gran pérdida para Pemex, ya que en 2014 promedió un valor de 97.6 millones de dólares diarios, esto equivale a que tuvo una disminución en sus ingresos de 48 %.

En la figura 3.9 se pueden observar cuáles fueron los lugares de destino de las exportaciones de 2015, así como el tipo de crudo que se exportó.

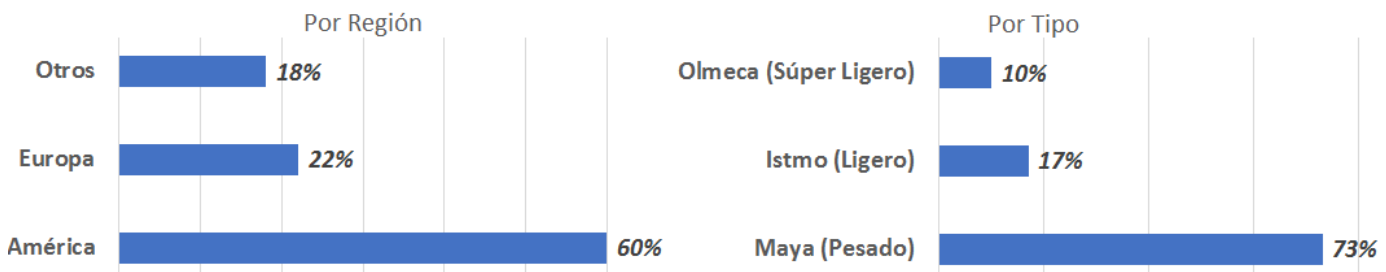


Figura 3.9: Exportación de petróleo crudo en porcentaje, 2015.³⁵

Como mencionamos en la introducción de este capítulo, actualmente existen importaciones de petróleo a nuestro país, se sabe que México importará crudo ligero proveniente de EUA por el orden de 75,000 barriles diarios, con la idea de mejorar sus productos en las refinerías, México a cambio, le dará a EUA crudo pesado.³⁶

³⁴Valor de las exportaciones de petróleo crudo de Pemex disponible en <http://bit.ly/2gbAOGu>

³⁵Exportaciones de petróleo crudo 1974-2016 disponible en <http://bit.ly/2lTsX3Q>

³⁶US Opens Oil Export Gateway to Mexico as Shale Supplies Build de Dan Murtaugh, Andrea Navarro y Adam Williams de Bloomberg disponible en <http://bloom.bg/1N9bCdW>

3.6.1. Terminales Marítimas de Exportación

Las Terminales de Almacenamiento y Servicios Marinos, comúnmente conocidas sólo como *Terminales Marítimas*, son un conjunto de muelles de Pemex de embarque y desembarque de crudo y sus derivados, las cuales deben tener la infraestructura y permisos necesarios para su correcta operación. Pemex cuenta con cinco Terminales Marítimas, tres de ellas ubicadas en el litoral del Golfo de México (Pajaritos, Madero y Tuxpan), y dos ubicadas en el litoral del Pacífico (Salina Cruz y Guaymas).

Los permisos necesarios para que las Terminales Marítimas operen son expedidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), hasta diciembre de 2015 la CRE ha otorgado siete permisos de almacenamiento a Pemex Logística, uno de petroquímicos³⁷ a la Terminal Marítima Pajaritos, cuatro de petrolíferos³⁸ las Terminales Marítimas Madero, Tuxpan, Pajaritos y Salina Cruz, uno de gas licuado de petróleo a la Terminal Marítima Pajaritos y por último el más relevante para nosotros, un permiso de petróleo a la Terminal Marítima Pajaritos.³⁹

La capacidad de almacenamiento de crudo de la Terminal Marítima Pajaritos determina el aforo de surtimiento de los petroleros de exportación y, por tanto, es un factor para el cumplimiento de contratos de surtimiento por buques. En la tabla 3.4 se muestra la capacidad de almacenamiento de crudos de los 13 tanques que constituyen el almacenamiento de crudo de la Terminal Marítima Pajaritos.

Tipo de Crudo	Capacidad (barriles)	
	Nominal	Operativa
Olmeca	1,600,000	1,446,443
Istmo	1,160,000	1,056,997
Maya	200,000	190,265
Totales	2,960,000	2,693,705

Tabla 3.4: Capacidades de almacenamiento de crudo de la terminal marítima Pajaritos.⁴⁰

³⁷Aquellos fluidos obtenidos del procesamiento del gas natural o la refinación del petróleo y su transformación, se utilizan generalmente como materia prima para la industria.

³⁸Productos obtenidos de la refinación del petróleo o procesamiento del gas natural, tales como gasolinas, diésel, querosenos y combustóleo, entre otros.

³⁹Permisos de Pemex disponible en <http://bit.ly/2gouCbN>

⁴⁰Cobertura de Servicios de Petroleos Mexicanos disponible en <http://bit.ly/2gzRTH9>

Incoterms(*International Commercial Terms*)

Incoterms es el acrónimo de *International Commercial Terms*, en español son los llamados *términos de comercio internacional*, fueron introducidos por primera vez en 1936 por la Cámara Internacional de Comercio (ICC por sus siglas en inglés), la última publicación hasta ahora fue en 2010.

Tanto para el comprador como para el vendedor es importante predefinir las responsabilidades y obligaciones en las transportaciones de bienes. Es aquí cuando entran los Incoterms, ya que son los términos en donde se establecen todas las maneras posibles de distribuir estas obligaciones y responsabilidades entre ambas partes.

Las obligaciones y responsabilidades de los Incoterms son las siguientes:

- **Punto de entrega**, definen el punto de entrega en donde el vendedor entregará los bienes al comprador, en este caso significa transferir el riesgo y las responsabilidades del vendedor al comprador.
- **Costos de transporte**, determinan quién pagará los costos de transporte; en el caso de transporte por mar, también definen quién será el transportista de la carga.
- **Formalidades de exportación e importación**, determinan quién pagará por los trámites de exportación e importación.
- **Seguro**, determinan quién pagará los costos del seguro.

Son términos de tres letras y en total hay 11 Incoterms definidos por la ICC. Los Incoterms se pueden clasificar de dos maneras diferentes, ya sea por el tipo de transporte que se emplea o por el punto de entrega, a continuación, explicaremos brevemente estas clasificaciones.

Clasificación por el tipo de transporte que se emplea

Se pueden clasificar en Incoterms usados en cualquier transporte y los que son usados solamente en el mar o cualquier otra vía fluvial, ya que en los últimos el punto de entrega y de destino son puertos marítimos, como se puede apreciar en la figura 3.10.

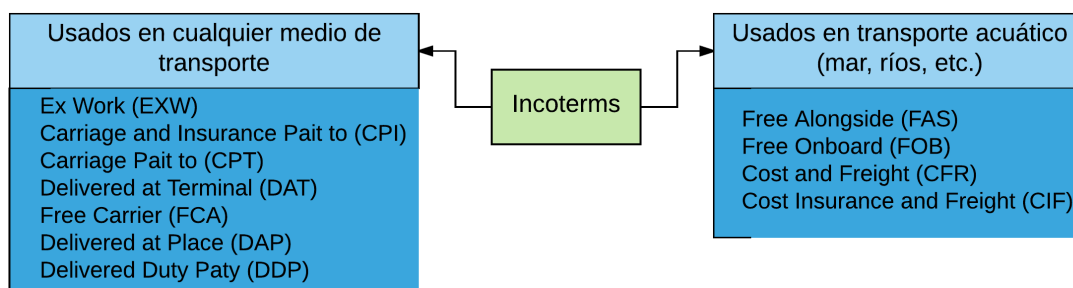


Figura 3.10: Clasificación por el tipo de transporte que se emplea.⁴¹

⁴¹TradePortal, *Santander* disponible en <http://bit.ly/2e100gU>

Clasificación por el punto de entrega

Los Incoterms también se pueden agrupar en cuatro categorías basadas en su punto de entrega. Las cuales se explican en la tabla 3.5.

Grupo	Punto de entrega
E	Lugar del vendedor
F	Al transportista principal, el cual no es pagado por el vendedor
C	Al transportista principal pagado por el vendedor
D	Al destino final

Tabla 3.5: Clasificación de los Incoterms por el punto de entrega.⁴²

Después de explicar los Incoterms y sus clasificaciones, explicaremos de manera más detallada acerca de los usados en el mar (FAS, FOB, CFR, CIF) y los CPT, CPI, DAP y DAT ya que son los más utilizados en la comercialización de crudo.

FAS (*Free Alongside Ship*) Libre junto al barco

El vendedor entrega el crudo a un costado del barco, una vez hecho esto pasa el riesgo al comprador. El comprador paga todo después de este punto.

FOB (*Free Onboard*) Libre a bordo

El vendedor entrega la mercancía, en nuestro caso el crudo, al transportista elegido por el comprador directamente en el navío designado, una vez realizada esta acción, el vendedor pasa el riesgo al comprador.

CFR (*Cost and Freight*) Costo y flete

El vendedor paga el costo del transporte y entrega el crudo en el destino final, sin embargo, el riesgo es del comprador, ya que el vendedor le pasó el riesgo al momento de cargar el buque.

CIF (*Cost, Insurance and Freight*) Costo, seguro y flete

Es igual que el Icoterm CFR, sólo que el vendedor deberá pagar también por el seguro de la mercancía.

CPT (*Carriage paid to*) Transporte pagado hasta

El vendedor paga por el transporte hasta un lugar acordado, sin embargo, el riesgo se pasa al comprador en el momento en que el crudo se encuentra en el buque, a partir de este momento el comprador también deberá pagar por el seguro.

⁴²Incoterms 2010 and the mode of transport: how to choose the right term, *Jonas Malfliet* disponible en <http://bit.ly/2laZSwi>

CIP (*Carriage and Insurance Paid*) Transporte y seguro pagados

El vendedor entrega el crudo al transportista y pasa el riesgo al comprador, el vendedor deberá pagar al transportista el seguro (110 % del valor de la carga).

DAP (*Delivered at Place*) Entrega en lugar

El vendedor se hace cargo de todos los costos (excepto los costos de importación y de descarga) y riesgos, y entrega el crudo en su destino final.

DAT (*Delivered at Terminal*) Entrega en terminal

El vendedor pasa el riesgo hasta que la mercancía es entregada en la terminal deseada. El vendedor maneja las tasas de exportación, el transporte, el seguro, los cargos portuarios de destino y la descarga de las mercancías. La diferencia principal entre DAT y DAP es que en DAT, el vendedor maneja la descarga final de las mercancías.

La función de los Incoterms antes mencionados se puede apreciar en la imagen 3.11.

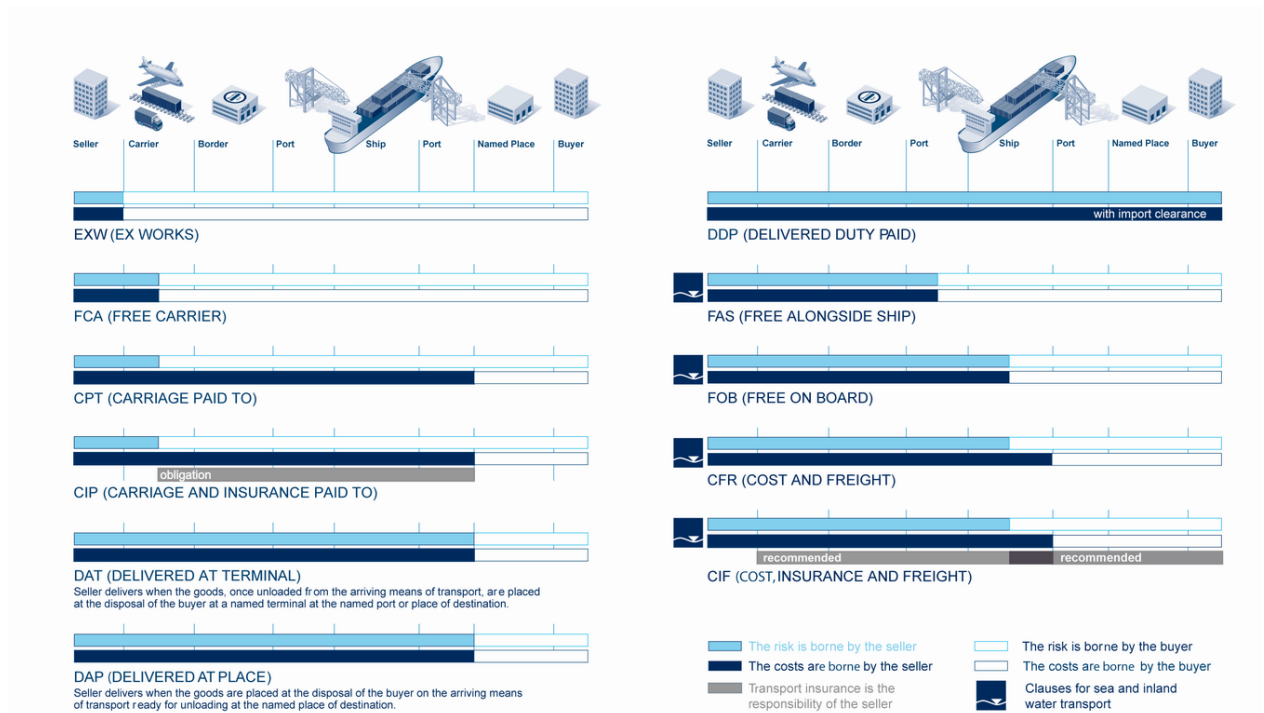


Figura 3.11: Función de los Incoterms en la industria.⁴³

⁴³Incoterms 2010: ICC Official Rules for the Interpretation of Trade Terms, *SeaRates* disponible en <http://bit.ly/2IHefKr>

3.7. Mercado de futuros

Los productos financieros son instrumentos financieros cuyo valor deriva de la evolución de los precios de otros activos denominados *activos subyacentes*. Los subyacentes utilizados pueden ser muy variados: acciones, canasta de acciones, valores de renta fija, divisas, tipos de interés, índices bursátiles, materias primas y productos más sofisticados, incluso la inflación o los riesgos de crédito.⁴⁴

En las operaciones comunes de contado o spot, el intercambio del producto por su precio se realiza en el momento del acuerdo, pero un derivado es un pacto cuyos términos se fijan hoy, y la transacción se hace en una fecha futura. Los productos derivados tienen la ventaja de que el comprador y el vendedor conocen con certeza la cantidad que se pagará y recibirá por el producto en la fecha acordada.

Forward y futuros

Son acuerdos entre dos partes para compraventa un bien subyacente en una futura fecha especificada a un precio ya acordado.

La diferencia entre un forward y un futuro es que en éste se cotiza en una bolsa organizada, en la cual se especifica la calidad, cantidad y la entrega del producto, así como la vigencia del acuerdo.

El forward es un pacto bilateral fuera de la bolsa, por tanto, las características de operación se determinan únicamente entre ambas partes.

Los contratos de futuros sirven como un mecanismo de protección para ambas partes y son atractivos instrumentos de inversión, ya que puede presentar una alta rentabilidad sobre los valores invertidos.

Las personas que participan en los mercados de futuros se dividen en dos categorías:

1. *Hedgers*. Son las personas que desean protegerse de los riesgos que se derivan de fluctuaciones eventuales en el aumento de los precios.
2. Inversionistas en general. Están dispuestos a asumir los riesgos motivados por las expectativas de realizar una ganancia de capital. Las características principales de los contratos de futuros son las siguientes:
 - a) Se negocian en mercados organizados, por lo que pueden ser comprados o vendidos en cualquier momento de la sección de negociación sin necesidad de esperar la fecha de vencimiento.

⁴⁴Opciones y Futuros Cnmv disponible en <http://bit.ly/2fIMWy8>

- b) Para comprar o vender futuros los intervinientes deben aportar garantías al mercado, es decir, un importe, de forma que evite el riesgo de contrapartida.

Las garantías que ofrece un contrato de futuro son pago, localidad, calidad y cantidad. Uno de los beneficios es que se protege la inversión frente a movimientos adversos del mercado.

Futuros flexibles

Son acuerdos de compra venta de dólares contra la moneda nacional a una fecha futura. Entre los beneficios se elimina el riesgo de fluctuación cambiaria, permite una planeación a corto y largo plazo y garantiza la entrega de los recursos al vencimiento de la operación.

Swaps

Contrato por el cual dos partes se comprometen a intercambiar una serie de cantidades de dinero en una fecha futura.

Contratos de opción

Son instrumentos diseñados para que el comprador de la opción se beneficie de los movimientos del mercado en una dirección, pero que no sufra pérdidas en la otra dirección. Para estos contratos de opción hay dos opciones: opciones de compra y opciones de venta.

La opción de compra es el derecho de comprar en una fecha futura a una cantidad específica un bien denominado *subyacente*, a un precio previamente acordado, denominado (*precio de ejercicio*), durante la vigencia del contrato. La opción de venta es el derecho de vender a una fecha futura a una cantidad específica de un bien denominado *subyacente*, a un precio previamente acordado denominado (*precio de ejercicio*), durante la vigencia del contrato.

Mercados físico y financiero de petróleo crudo

Físico. Mercado en el que existe sólo el propósito de envío (vendedor) y recepción física (comprador) de petróleo crudo (aceite) o gas natural.

Financiero. Contratos a futuro (papel) en los que se define volumen, calidad, lugar, precio y fecha, en/o los que se entregará físicamente el aceite. El riesgo financiero es transferido de una parte a la otra (comprador y vendedor).

Capítulo 4

Reforma Energética (diciembre 2013)

Debido a la necesidad de incrementar los ingresos, producto de la explotación del petróleo, que es una fuente importante de recursos del Gobierno. en nuestro país, el 21 de diciembre se logró promulgar la Reforma Energética propuesta por el Ejecutivo Federal, con la cual se busca atraer el capital extranjero, así como nueva tecnología, y de esta forma incentivar la industria petrolera mexicana. Los particulares podrán participar en la exploración, explotación, transporte y comercialización del crudo, debido a esto Pemex dejará de ser una empresa paraestatal y se convertirá en una empresa productiva del Estado, otorgándole así la capacidad para competir con las demás empresas privadas.

Por su parte, el Consejo de Administración de Pemex aprobó el 28 de abril de 2016 el nuevo Estatuto Orgánico, en donde se reestructura Pemex para ser una empresa más competitiva, dividiéndose en siete empresas productivas subsidiarias: Exploración y Producción; Transformación Industrial; Cogeneración y Servicios; Etileno; Fertilizante; Logística y Perforación y Servicios, además de tener una filial (PMI).

Sobre la “renta petrolera”

Antes de mencionar los cambios que conlleva la Reforma Energética, explicaremos lo que comúnmente se conoce como *renta petrolera*.

El concepto de renta lo introdujo David Ricardo, economista inglés que vivió de 1772 a 1823, y que pretendía explicar y dimensionar el monto que los empresarios debían pagar a los dueños de la tierra, quienes no la trabajaban directamente. Los empresarios eran quienes invertían para producir y pagaban a los trabajadores el mínimo necesario para su subsistencia. La renta de los terrenos más fértiles podía crecer en función de la mayor demanda de productos agrícolas y por la necesidad de ir explotando tierras menos fértiles, debido al incremento de la población.

La tierra era un bien finito de diversas calidades. Por lo que la renta podía generarse por la necesidad de producir alimentos crecientes para poblaciones crecientes, en las que se requería recurrir a las tierras de menor productividad.

Hasta aquí, la situación parecería ser semejante al ámbito petrolero en el que existe un bien finito, el petróleo, con diversos costos de producción, mayores o menores, en similitud a la productividad de la tierra. Por tanto, la renta petrolera podría haber sido la renta diferencial que se obtuviera al tener que producir mayor petróleo en yacimientos más costosos.

Como se dijo en el capítulo anterior, al hablar de la demanda de petróleo y los precios, la OPEP tiene el poder de determinar unilateralmente el precio del petróleo, con lo que la determinación de ingresos, *ex ante*, es difícil de lograr e implica diversos riesgos ocasionados por la mencionada toma unilateral de decisiones de producción por la OPEP.

Por tanto, no es conveniente hablar de renta petrolera aunque algunos políticos han utilizado el término tratando de referirse, seguramente, a un ingreso mínimo, producto de la producción y venta de petróleo, que debe ser para la Nación. De alguna manera, se ha confundido el término renta con ganancias.

No deja de comentarse, que dado el alto uso del término *renta petrolera* algunos la determinan como “la diferencia entre el valor de los hidrocarburos extraídos del subsuelo a precios de mercado internacional, menos los costos de extracción”,¹ esto se podría entender como las ganancias netas del proceso, pero hay que tomar en cuenta que esta definición no incluye los costos de comercialización y demás procesos que sufre el crudo, ni las expectativas de ingresos de los inversionistas, por lo que no sería aplicable ni razonable su utilización.

En virtud de que las condiciones en las que David Ricardo, explicó el concepto de renta, ya no existen y considerando los actuales *holdings*,² monopolios, oligopolios, oligopsonios, y sobre todo de mercados financieros mundiales, que intervienen en la determinación de precios de venta, compras y ganancias, es por lo que, seguramente, el Gobierno estableció tipos de contrato en los que pudiera negociar según las circunstancias.

4.1. Decreto de Reforma Energética

El Decreto de la Reforma Energética, el cual se publicó el 20 de diciembre de 2013, cuenta con un artículo único, donde explica que se modificaron los artículos 25, 27 y 28 de la *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos* y tiene por objetivo desarrollar la industria petrolera con inversión extranjera bajo la rectoría del Estado, también se promueve el desarrollo de un sistema eléctrico nacional, mismo que no abordaremos en esta tesis.

Como se ha mencionado, los artículos modificados fueron el 25, 27 y 28. A continuación se explica en qué consisten dichas modificaciones.

¹Arnaldo Córdova. (2008). La renta petrolera. 8 de octubre de 2016, de *La Jornada* Sitio web: <http://bit.ly/2e091tC>

²Sociedad financiera que posee o controla la mayoría de las acciones de un grupo de empresas.

■ **Artículo 25**

En este artículo se introduce el término de *empresa productiva del Estado*, figura jurídica que sustituye a la antigua empresa paraestatal. Una empresa productiva del Estado es una empresa como cualquier otra, pero que el dueño de la empresa es el Estado, es decir, se espera que además de un fin social, tenga un fin lucrativo y competitivo ante la competencia exterior.

También nos dice que, en la explotación y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades, en términos de lo dispuesto en el artículo 27 de la *Constitución* con la posible participación de particulares, pero la Nación conserva la propiedad del subsuelo. Será el Estado quien establezca las normas relativas a la administración, organización, fundamento, procedimiento de contratación y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado, así como el régimen de remuneraciones de su personal.

■ **Artículo 27**

El artículo 27 de la *Constitución* trata acerca de la propiedad, lo que se adiciona es lo siguiente:

“Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos”.

Es decir, la Nación mantiene la propiedad del subsuelo, pero en la exploración y explotación pueden participar los particulares.

■ **Artículo 28**

En este artículo se crea el Fondo Mexicano del Petróleo, el cual es un fideicomiso público para la estabilización y desarrollo, cuya institución fiduciaria será el banco central y tendrá por objeto, en los términos que establezca la ley, recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos de la industria petrolera con excepción de los impuestos.

Además, se introdujeron los órganos reguladores coordinados en materia energética, los cuales son la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía; mismos que más adelante se detallan.

■ Artículos transitorios

El Decreto de Reforma Energética tiene 21 artículos transitorios que señalan acciones que deberían concretarse en 120 días, a partir del día siguiente de la publicación del Decreto de la Reforma Energética. A continuación se explicarán aquellos artículos transitorios que están relacionados con lo que se estudia en esta tesis.

El artículo primero transitorio trata de entrada en vigor de la Reforma Energética. El artículo segundo se refiere a los derechos laborales de los trabajadores de la industria energética; el artículo tercero establece que Petróleos Mexicanos tendrá dos años a partir de la aprobación del decreto para convertirse en una empresa productiva del Estado, es decir, a partir del 20 de diciembre del 2015 Petróleos Mexicanos es una empresa productiva del Estado.

El artículo cuarto transitorio establece 120 días naturales para emitir las leyes secundarias, los tipos de contratación y contraprestaciones del Estado. Las modalidades de contratación serán, **de servicios, de utilidad o producción compartida, de licencia de exploración y extracción de los hidrocarburos**, en cada caso el Estado definirá el modelo contractual que más le convenga a la Nación. Estos modelos contractuales serán explicados con más detalle en la sección de “Rondas de licitación”.

La ley establecerá las modalidades de las contraprestaciones mediante las que pagará el Estado a las empresas productivas o a los particulares por virtud de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que realicen a cuenta de la Nación. Entre otras modalidades de contrataciones deberán regularse las siguientes: I) en efectivo para los contratos de servicios, II) con un porcentaje de utilidad para los contratos de utilidad compartida, III) con un porcentaje de la producción obtenida para los contratos de producción compartida, IV) con la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos de subsuelo, para los contratos de licencia, o V) cualquier combinación de las anteriores.

El artículo quinto transitorio trata acerca de que las empresas productivas del Estado y particulares que participen, podrán reportar contable y financieramente las asignaciones o contratos y sus beneficios esperando, aclarando que el petróleo e hidrocarburos son propiedad de la Nación.

El artículo sexto transitorio establece, que la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos serán las instancias encargadas de adjudicar a Petroleos Mexicanos las asignaciones según demuestre ser productivo y competitivo para explotarlo.

El artículo séptimo transitorio establece que para promover cadenas productivas, la Ley establecerá los contenidos mínimos de contenido nacional para la proveeduría de contratos y asignaciones.

En el artículo octavo transitorio se establece que la exploración y explotación de hidrocarburos son de interés social, por lo que su explotación es prioritaria. Se preverán las contraprestaciones por ocupación o afectación superficial o las indemnizaciones respectivas.

En el artículo noveno transitorio establece que los contratos que el Estado suscriba para exploración y explotación de hidrocarburos, serán por mecanismos que garanticen máxima transparencia, para lo que las bases y reglas deberán ser debidamente difundidas y públicamente consultables.

El artículo décimo transitorio establece que deberán establecerse las atribuciones de la Secretaría de Energía y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, a la Comisión Reguladora de Energía y a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Dependencias que deberán trabajar de manera coordinada.

En el artículo décimo primero transitorio se establece que se regularán las modalidades de contratación para que los particulares realicen el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para la industria eléctrica; lo que se incluye sólo para referencia.

El décimo segundo transitorio establece que la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía sean órganos reguladores coordinados en la materia, con personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión y podrán disponer de ingresos por aprovechamientos y contribuciones por sus servicios y por los del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

El artículo décimo tercero transitorio establece que los Comisionados de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía sólo podrán ser removidos de sus cargos por causa grave y que podrán ser designados para un segundo periodo escalonado.

El artículo décimo cuarto transitorio establece que el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo será un fideicomiso público donde el Banco de México será el fiduciario, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público realizará las acciones de constitución de dicho fideicomiso. Este fondo recibirá todos los ingresos con excepción de impuestos que correspondan al Estado mexicano. Este artículo también establece la forma de operación del Fondo y el artículo décimo quinto transitorio establece su forma de funcionamiento.

El artículo décimo sexto transitorio establece los plazos para publicar los decretos de creación y funcionamiento del centro Nacional de Control del Gas Natural, el cual administrará los contratos actuales de Pemex en esta materia. Asimismo este Centro dará a Pemex apoyo hasta por 12 meses para operar la infraestructura de gas.

El artículo décimo séptimo transitorio establece un año para determinar las bases para protección del medio ambiente en la explotación energética.

El artículo décimo octavo transitorio dice que, a más tardar en un año, la Secretaría de Energía deberá incluir una estrategia de transición para el uso de tecnologías y combustibles más limpios.

El artículo décimo noveno transitorio establece la creación de Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, como órgano administrativo desconcentrado de la SEMARNAT.

En el artículo vigésimo transitorio se establece que las modificaciones al marco jurídico para las empresas productivas del Estado sean con equidad y responsabilidad social y ambiental, cuenten con autonomía presupuestal y balance financiero; tenga las mejores prácticas administrativas a nivel internacional, cuenten un régimen especial en materia de contrataciones, arrendamientos y obra pública.

El artículo vigésimo primero transitorio establece los mecanismos para investigar y sancionar a toda persona física y moral, pública o privada, nacional o extranjera, que participe en el sector energético cuando realicen actos u omisiones contrarios a la ley.

4.2. Leyes secundarias

La Reforma Energética aprobada en diciembre de 2013 es la más ambiciosa y con mayor potencial de las que se han intentado en la materia. Esta Reforma termina con el monopolio de Pemex y permite la inversión privada en la exploración, producción y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados.

Esta Reforma conllevó 21 leyes secundarias, las cuales establecen las reglas, límites y las diversas formas en las que se llevarán a cabo los diferentes procesos de la industria petrolera, incluida la comercialización de crudos, fueron aprobadas en junio de 2014.

Las nuevas leyes secundarias del sector energético deben incluir los principios legales para normar el desarrollo de proyectos, pero con transigencia para adaptarse a una industria cambiante y compleja.

A continuación se mencionan las principales leyes secundarias referentes en materia de comercialización o necesarias para su entendimiento.

4.2.1. *Ley de Hidrocarburos*

La *Ley de Hidrocarburos* fue aprobada el 11 de agosto de 2014, y es la *Ley Reglamentaria* de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución en materia de hidrocarburos.

Establece el marco regulatorio que se aplica a las actividades de la industria petrolera durante toda la cadena de valor, desde *upstream* hasta *downstream*, incorpora también las obligaciones y responsabilidades de los reguladores (el Estado) y participantes (empresas privadas y/o del Estado), al igual que las sanciones por incumplimiento.

Para las actividades de upstream, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) hará licitaciones y será la encargada de elegir a las empresas ganadoras y posteriormente contratarlas mediante alguno de los tipos de contratos ya mencionados en el artículo cuarto transitorio de la Reforma Energética.

Es importante recordar el contrato de “Producción Compartida”, ya que las empresas operadoras que opten por este tipo de contratos tendrán que transportar el crudo para poderlo comercializar, lo tendrán que hacer utilizando la infraestructura de Pemex por lo menos hasta el 31 de enero de 2017, puesto que la CNH le otorgó un contrato a Pemex para el transporte, la distribución por medio de ductos, al igual que el almacenamiento de hidrocarburos, el cual le da la exclusividad de dichas actividades.

A partir del primero de enero de 2018, el estado podrá contratar a terceros para realizar estas actividades, mediante una licitación pública realizada por la CNH.

Las empresas que presten estos servicios tendrán la obligación de dar acceso abierto a sus instalaciones y servicios, y no podrán enajenar o comercializar dichos hidrocarburos, que hayan sido transportados o almacenados en sus sistemas permisionados, a menos que sea realmente necesario, debido a fuerzas de causa mayor.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos, a petición del Fondo Mexicano del Petróleo para la estabilización y el desarrollo, podrá contratar mediante una licitación pública a Pemex o cualquier otra empresa para los servicios de comercialización de hidrocarburos.

Las actividades para el tratamiento y refinación de petróleo, el procesamiento de gas natural, y la exportación e importación de hidrocarburos y petrolíferos necesitaran un permiso, mismo que otorgará la Secretaria de Energía.

Por su parte, la Comisión Reguladora de Energía otorgará los permisos para el transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y expendio al público de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos, según corresponda, así como la gestión de sistemas integrados.

El otorgamiento de los permisos estará sujeto a que el interesado demuestre que cuenta con:

- Un diseño de instalaciones o equipos acordes con la normativa aplicable y las mejores prácticas, y
- Las condiciones apropiadas para garantizar la adecuada continuidad objeto del permiso.

Se contempla la creación de los sistemas integrados,³ los cuales serán autorizados por la Comisión Reguladora de Energía, y serán operados por un gestor.⁴

4.2.2. Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

Mediante esta *Ley* se constituye el Fondo Mexicano del Petróleo, el cual como mencionamos será un mecanismo de recepción y ejecución de los pagos en las asignaciones y los contratos de exploración y producción.

También administrara los ingresos de la Nación derivados de los hidrocarburos, haciendo así que las ganancias sean administradas de manera clara e invirtiéndolas de la mejor manera.

³Son los sistemas de transporte por ducto y de almacenamiento de gas natural, petroquímicos y petrolíferos que se encuentren interconectados.

⁴Podrán ser entidades públicas, privadas o público-privadas

4.2.3. *Ley de Órganos Reguladores en Materia Energética*

Debido a la gran importancia que presentan los órganos reguladores en materia energética, la legislación secundaria de la reforma energética incluyó esta *Ley*, la cual desbancó a las leyes de la Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Esta *Ley* es reglamentaria del artículo 28 constitucional y tiene por objeto regular la organización y funcionamiento de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y establecer sus competencias.

Se cuenta con dos órganos reguladores, los cuales tendrán su respectivo Órgano de Gobierno, mismo que será integrado por siete comisionados, los cuales se nombrarán por periodos escalonados para evitar cambios bruscos en su composición, cada comisionado y el presidente de cada Órgano, serán nombrados por el Senado con base en una terna propuesta por el Presidente de la República, y podrán ser removidos sólo por causas graves que la propia Ley lista. Los órganos reguladores son:

1. La comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).
2. La Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Estos órganos reguladores presentan autonomía técnica, operativa y de gestión. Son los medios por los cuales el Ejecutivo Federal desempeñará sus habilidades de regulación técnica y económica en materia de hidrocarburos.

Los órganos reguladores deberán trabajar en conjunto entre ellos y la Secretaría de Energía, así como las demás dependencias del Ejecutivo Federal, es por ello que se creó el Consejo de Coordinación del Sector Energético, el cual está integrado por:

- El Secretario de Energía (quien lo presidirá).
- La totalidad de los comisionados de la CRE y la CNH.
- Los subsecretarios de la Sener.
- El Director General del Centro Nacional de Control del Gas Natural.
- El Director General del Centro Nacional de Control de Energía.

Las funciones de dicho consejo serán: i) dar a conocer a los Órganos Reguladores la política energética establecida por la Secretaría de Energía; ii) emitir, en su caso, recomendaciones sobre los aspectos de la política energética y programas del Ejecutivo Federal a incluir en los programas anuales de trabajo de los Órganos Reguladores Coordinados; iii) analizar, en su caso, las recomendaciones y propuestas de los Órganos Reguladores sobre la política energética y programas del Ejecutivo Federal; iv) establecer las reglas para su operación;

v) implementar sistemas de información compartida y de cooperación institucional, y vi) analizar casos específicos que puedan afectar el desarrollo de las políticas públicas del Ejecutivo Federal en materia energética y proponer mecanismos de coordinación, para lograr esto esta *Ley* establece que deberán reunirse cuatro veces al año.

Veamos a continuación las atribuciones generales de cada uno de los órganos reguladores.

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Regular el reconocimiento y la exploración superficial, así como la investigación y extracción de hidrocarburos hasta que éstos sean entregados al sistema de transporte y almacenamiento.

Cabe recordar que este órgano regulador será el encargado de realizar un concurso de licitación pública para comercializar hidrocarburos dentro del territorio nacional, como lo mencionamos en la sección de la *Ley de Hidrocarburos*.

Licitación, adjudicar y firmar los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos. Administrar la parte técnica de los contratos y asignaciones que se hayan otorgado y prestar asesoría técnica a la Secretaría de Energía.

Todas estas responsabilidades son de suma importancia para el correcto desarrollo energético de México y estarán representando un reto muy grande para la CNH, principalmente en el corto plazo. El nivel de actividad en este órgano regulador está creciendo mucho y muy rápidamente, principalmente porque algunas de las responsabilidades mencionadas son nuevas, como es el caso de la administración de las licitaciones. Por otro lado, ya no se trata de regular sólo a Pemex, ya que ahora aparecerán muchos participantes.

La Secretaría de Energía también tendrá mucha actividad relacionada con los contratos que se firmarán para la exploración y extracción de hidrocarburos, pero todas esas actividades cuentan con aspectos técnicos muy importantes, y la CNH fungirá como asesor técnico en esos casos, lo que incrementará también la responsabilidad y nivel de actividad de ese organismo.

La misma *ley* define los objetivos que deberá tener presentes la CNH para llevar a cabo sus funciones: aumentar el conocimiento del potencial petrolero, optimizar la producción y recuperación petrolera, incrementar la recuperación de reservas, fomentar la utilización de tecnologías apropiadas, entre otros.

Comisión Reguladora de Energía

Este órgano regulador será el encargado de normar las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, regasificación y expendio al público de hidrocarburos y sus derivados. El transporte por ductos, almacenamiento, distribución y venta al público de bioenergéticos.

En forma similar a como se estipula para la CNH, también se pide a la CRE que cumpla su responsabilidad fomentando el desarrollo eficiente de la industria, la competencia en el sector y proteja los intereses de los usuarios. Viendo estos factores de manera conjunta es como entendemos la responsabilidad de la CRE.

4.2.4. *Ley de Petróleos Mexicanos*

Como hemos antedicho Pemex dejó de ser una empresa Paraestatal para convertirse en una Empresa Productiva del Estado, esta *Ley* proporciona los instrumentos necesarios para la administración, organización y funcionamiento para lograr este cambio, haciendo que Pemex sea una empresa competitiva internacionalmente.

Pemex ahora cuenta con personalidad jurídica y patrimonios propios, tendrá también autonomía técnica, operativa y de gestión.

La creación, fusión o escisión de empresas productivas subsidiarias,⁵ así como de empresas filiales⁶ en las que Petróleos Mexicanos participe de manera directa, será autorizada por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, a propuesta de su Director General.

Para lograr su objetivo, Pemex podrá trabajar individualmente o con ayuda de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, o mediante contratos, convenios, alianzas o asociaciones, con empresas privadas.

Nueva estructura básica de Pemex

Pemex anteriormente contaba con cinco organismos subsidiarios, en la actualidad⁷ cuenta con siete empresas productivas subsidiarias, que como hemos mencionado anteriormente tendrán personalidad jurídica y patrimonio propio, las cuales estarán sujetas a la conducción estratégica, dirección y coordinación de Pemex.⁸

⁵Las empresas productivas subsidiarias son empresas productivas del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, se sujetarán a la conducción, dirección y coordinación de Petróleos Mexicanos.

⁶Son empresas filiales de Petróleos Mexicanos aquellas en las que participe, directa o indirectamente, en más del cincuenta por ciento de su capital social, con independencia de que se constituyan conforme a la legislación mexicana o a la extranjera, tendrán la naturaleza jurídica y se organizarán conforme al derecho privado del lugar de su constitución o creación.

⁷25 de noviembre de 2016.

⁸Nuestro negocio de Pemex disponible en <http://bit.ly/2gzGIym>

En la figura 4.1 se puede apreciar el cambio que sufrió la estructura de Pemex con la Reforma Energética.

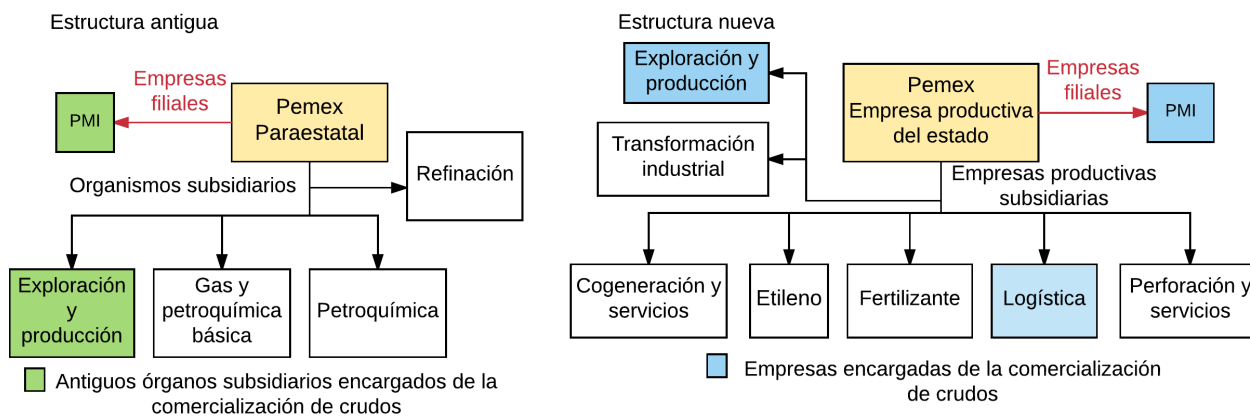


Figura 4.1: Comparativa de la anterior con la nueva estructura de Pemex.⁹

Las funciones de las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de la nueva estructura de Pemex mostradas anteriormente, se explicarán a continuación dando mayor énfasis a la EPS Logística, ya que es la que mayor relevancia tiene en la comercialización de hidrocarburos.

■ Pemex Exploración y Producción

Esta empresa productiva del Estado tiene como objeto exclusivo la exploración y extracción de hidrocarburos en el territorio nacional y el extranjero. Para fines de esta tesis esta empresa es de suma importancia ya que lleva a cabo la recolección y comercialización de hidrocarburos ya sea por su cuenta o mediante terceros.

Esta empresa es la que participará en las licitaciones de la CNH, ya sea por cuenta propia o mediante asociaciones con otras sociedades.

Se divide en i) Coordinación Operativa, ii) Dirección de Desarrollo y Producción, y iii) Dirección de Exploración. Dentro de la Dirección de Desarrollo y Producción se encuentra la Subdirección de Acondicionamiento y Distribución de Hidrocarburos, encargada de atender los temas referentes a la comercialización de hidrocarburos.

La subdirección antes mencionada tiene entre otras funciones las siguientes: i) Coordinar la medición, transporte, acondicionamiento, almacenamiento y distribución de hidrocarburos, y las ventas a empresas productivas subsidiarias que la Dirección

⁹Nuestro Negocio, Pemex disponible en <http://bit.ly/2mildJi>

de Desarrollo y Producción establezca; ii) Diseñar y coordinar estrategias operativas y comerciales en sistemas de mezclado, distribución y compraventa de hidrocarburos; y iii) Coordinar el desarrollo e implantación de sistemas de medición, monitoreo, automatización y control en ductos e instalaciones.

Esta empresa contaba con tres permisos para el transporte de crudos por ductos por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), son los siguientes: i) Altamira, ii) Santuario, y iii) Misión,¹⁰ ahora¹¹ ha traspasado tanto los permisos como la infraestructura, debe utilizar la infraestructura de Pemex Logística para el transporte de hidrocarburos.

■ **Pemex Perforación y Servicios**

Esta empresa productiva del Estado surge de la separación de Pemex Perforación y Servicios de Pemex Exploración y Producción; tiene como labor la perforación, terminación, reparación y servicios a pozos.

Según el Plan de Negocios 2017-2021 de Pemex, esta empresa nace como la octava perforadora del mundo, y cuenta con más de 90 equipos de perforación.

■ **Pemex Cogeneración y Servicios**

Es una empresa productiva del Estado subsidiaria de Pemex, está enfocada en la generación, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica, ya sea para Pemex (incluye subsidiarias y filiales de Pemex) y/o terceros.

También tiene que administrar la planeación, evaluación y desarrollo de los proyectos relacionados con las actividades antes mencionadas.

■ **Pemex Fertilizantes**

Es una empresa productiva del Estado subsidiaria de Pemex, la cual tiene como principal cometido la producción, distribución y comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados, así como la prestación de diversos servicios relacionados a esas actividades.

¹⁰Resolución de la Comisión Reguladora de Energía con numero RES/593/2016, disponible en <http://bit.ly/2jJC5Dw>

¹¹A partir del 1 de mayo de 2016.

■ **Pemex Etileno**

Es una empresa productiva del Estado subsidiaria de Pemex, su principal atribución es la producción, distribución y comercialización de derivados del metano, etano y del propileno, ya sea por cuenta propia, o por terceros y administrar la planeación, evaluación y desarrollo de los proyectos relacionados a esta actividad.

■ **Pemex Transformación Industrial**

Es una empresa productiva del Estado subsidiaria de Pemex, sus principales tareas son las siguientes: refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, Expendio al Público, elaboración y venta de Petrolíferos y Petroquímicos.

Como ya hemos mencionado, en México hay seis refinerías, las cuales pertenecen a los activos de esta empresa, además cuenta con una refinería en Estados Unidos de América en asociación con Shell, y nueve centros procesadores de gas.

A pesar de que el mercado mexicano es el sexto consumidor de gasolinas, el noveno en gas natural y el tercero en gas licuado de petróleo a nivel mundial sólo existen seis refinerías en México.¹²

Esta empresa al igual que Pemex Exploración y Perforación utilizan la infraestructura de Pemex Logística.

■ **Logística**

Esta empresa productiva del Estado, subsidiaria de Pemex, surge al separar las actividades de transporte, tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos y petrolíferos de Pemex Exploración y Producción de Pemex Transformación Industrial.

Es la encargada de suministrar los servicios antes mencionados ya sea a Pemex (filiales y/o subsidiarias) y/o terceros, estos servicios se pueden observar en la figura 4.2.

¹²Plan de Negocios 2017-2021 de Pemex disponible en <http://bit.ly/2jhuRpx>

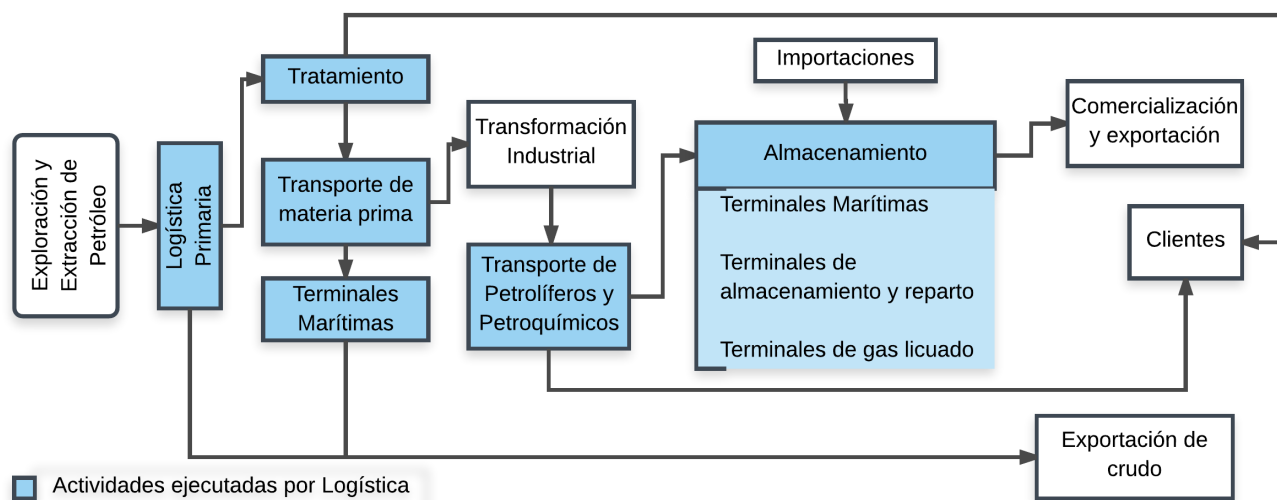


Figura 4.2: Modelo operativo de Pemex Logística con información de Pemex.¹³

Su infraestructura se integra de los activos que conformaban las antiguas Subdirecciones de Acondicionamiento y Distribución de Hidrocarburos (PEP); de Distribución (PR), de Almacenamiento y Reparto (PR) y de Ductos (PGPB).¹⁴

Esta infraestructura está constituida por 17 mil kilómetros de ductos, 89 terminales de almacenamiento, 10 residencias portuarias, 16 buquetanques, 520 carrotanques y 1,485 autotanques.¹⁵

Pemex Logística como ya hemos mencionado será capaz de ofrecer por primera vez los servicios de transporte y almacenamiento a empresas privadas, para el caso de petrolíferos realizará esta actividad mediante las llamadas “Temporadas Abiertas”.

Las Temporadas Abiertas son subastas realizadas por Pemex Logística, en las cuales pueden participar cualquier interesado en estos servicios.

Cabe mencionar que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) autorizó previo a este proceso, reservar la capacidad suficiente para Pemex Transformación Industrial y Pemex Exploración y Producción, asegura así sus operaciones.

¹³Logística, Pemex disponible en <http://bit.ly/2lRqKFh>

¹⁴Petróleos Mexicanos, Informe Anual 2015 disponible en <http://bit.ly/2kFNBnA>

¹⁵Plan de Negocios 2017-2021 de Pemex disponible en <http://bit.ly/2jhuRpx>

■ PMI, Comercio Internacional

Pemex PMI es una filial de Pemex, como hemos mencionado es la encargada de la comercialización de petróleo (exportación) y petrolíferos (importación).

Esta empresa filial se convertirá en un comercializador (*Trading*) capaz de ofrecer servicios no solamente a Pemex, sino también atender a terceros tanto nacionales como internacionales.

En la actualidad¹⁶ y hasta finales de 2017, PMI será el comercializador del Estado en los contratos de producción Compartida,¹⁷ esto no aplica a los contratos de licencia debido a que no es requerida la contratación del comercializador, ya que la empresa privada es la encargada de su comercialización.

Hasta el 15 de diciembre de 2016 las empresas que cuentan con contratos de producción compartida son:

- Sierra Oil & Gas, en consorcio con Talos Energy y Premier Oil
- ENI México
- Hokchi Energy, en consorcio con E&P Hidrocarburos y Servicios, y
- Fieldwood Energy, en consorcio con Petrobal.

En estos casos y en contratos futuros de producción compartida, las empresas tendrán que entregar la producción correspondiente¹⁸ del Estado a PMI para su posterior comercialización en el mercado nacional o internacional.

4.2.5. *Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos*

Esta *Ley* establece el régimen fiscal que le otorgará ingresos al Estado, ya sea con las contraprestaciones establecidas en los contratos, el pago anual que los asignatarios deberán realizar, y mediante el impuesto sobre la renta que causen los contratistas y asignatarios por las actividades que realicen de exploración y producción.

Las contraprestaciones serán establecidas en cada contrato por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y no exime a los contratistas del cumplimiento de las obligaciones tributarias.

Los ingresos que recibe el Estado se pueden observar de manera simplificada en la figura 4.3.

¹⁶A partir del 15 de diciembre de 2016.

¹⁷Boletines Regionales, Pemex disponible en <http://bit.ly/2hZNUnc>

¹⁸Entre 55 y 83 barriles por cada 100, según el contrato.

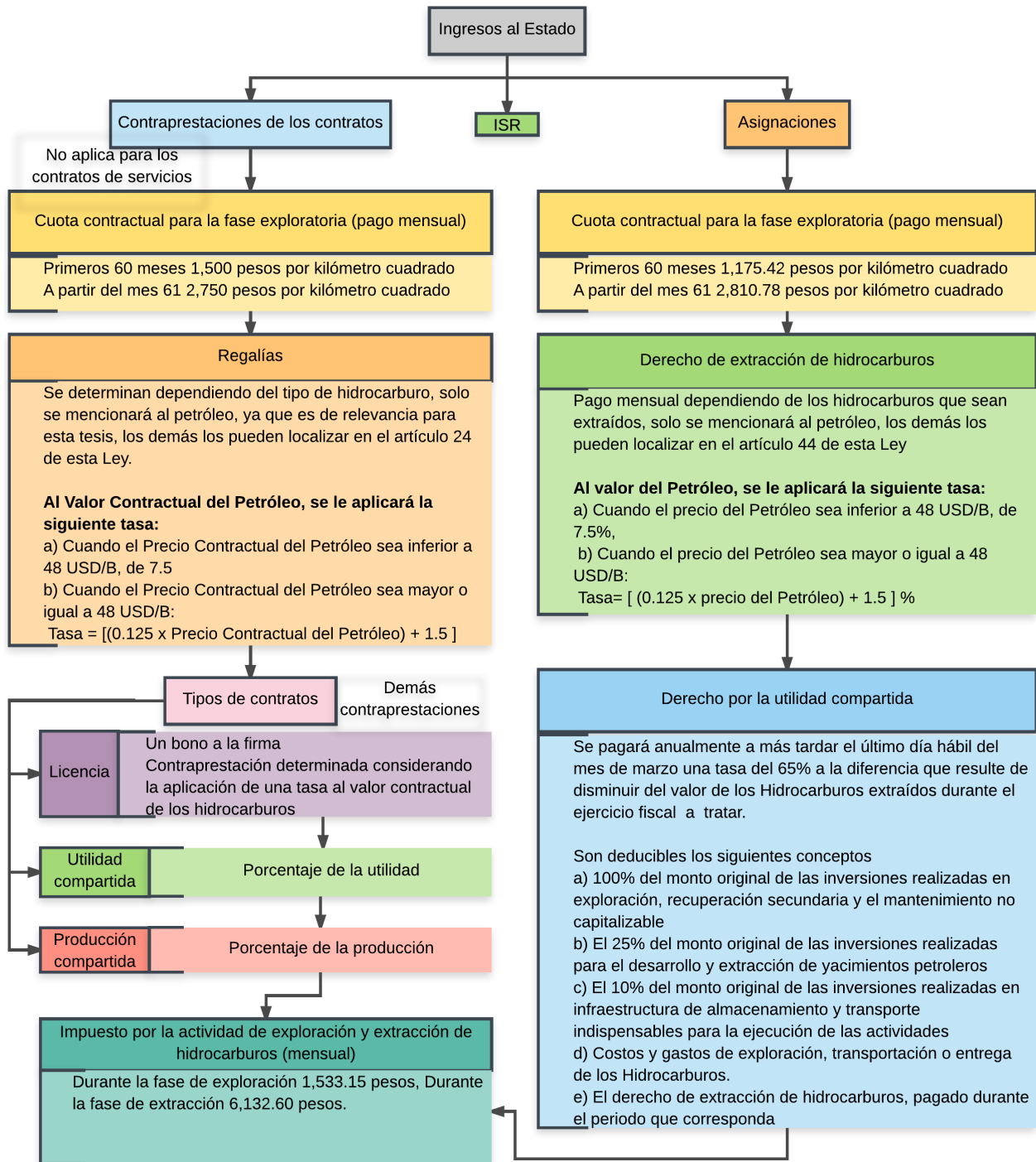


Figura 4.3: Ingresos que recibe el Estado, según la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. ¹⁹

¹⁹Figura basada en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

En los contratos de licencia, el contratista tiene que pagarle al Estado un bono a la firma,²⁰ la cuota contractual de la fase exploratoria, las regalías y una contraprestación.²¹ El contratista recibe a cambio la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez extraídos siempre y cuando haya pagado al Estado lo mencionado.

En los contratos de utilidad compartida, los contratistas deben pagar al Estado la cuota contractual para la fase de exploración, las regalías y una contraprestación que se determinara por la aplicación de un porcentaje a la utilidad operativa. El contratista obtiene la recuperación de los costos²² y una contraprestación que será el remanente de la utilidad operativa (resultado de disminuir del valor contractual de los hidrocarburos las regalías y la recuperación de costos) después de cubrir la contraprestación respectiva del Estado.

En este tipo de contratos los contratistas deberán entregar la producción al comercializador, como ya hemos mencionado será Pemex hasta 2018, el cual entregará los ingresos producto de la comercialización al Fondo Mexicano del Petróleo, el cual le pagará al contratista la contraprestación que le corresponda y administrará la contraprestación del Estado.

Los contratos de producción compartida son muy parecidos a los contratos de utilidad compartida, con la diferencia en que la contraprestación que recibirá el contratista después de cubrir la contraprestación respectiva del Estado será en especie, el contratista también dará en especie la contraprestación del Estado al comercializador, quien entregará los ingresos al Fondo Mexicano del Petróleo.

En los contratos de servicios, el contratista sólo hará actividades relacionadas a este ámbito y la producción le pertenecerá totalmente al Estado.

Con estos tipos de contratos se abre la posibilidad de que las empresas privadas creen su propia infraestructura para poder comercializar hidrocarburos, también por otra parte Pemex podrá rentar su infraestructura para que dichas empresas puedan llevar a cabo la comercialización de dichos hidrocarburos.

Como hemos mencionado en la sección de esta *Ley*, la comercialización de petróleo ya no se implementará como se hizo por mucho tiempo, ha sufrido cambios, los cuales se pueden apreciar en la figura 4.4.

²⁰Será determinado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

²¹La cual se determinará en los contratos considerando la aplicación de una tasa al valor contractual de los hidrocarburos.

²²Será el monto equivalente a los costos, gastos e inversiones reconocidos conforme a SHCP, no podrá ser mayor al Límite de Recuperación de Costos.

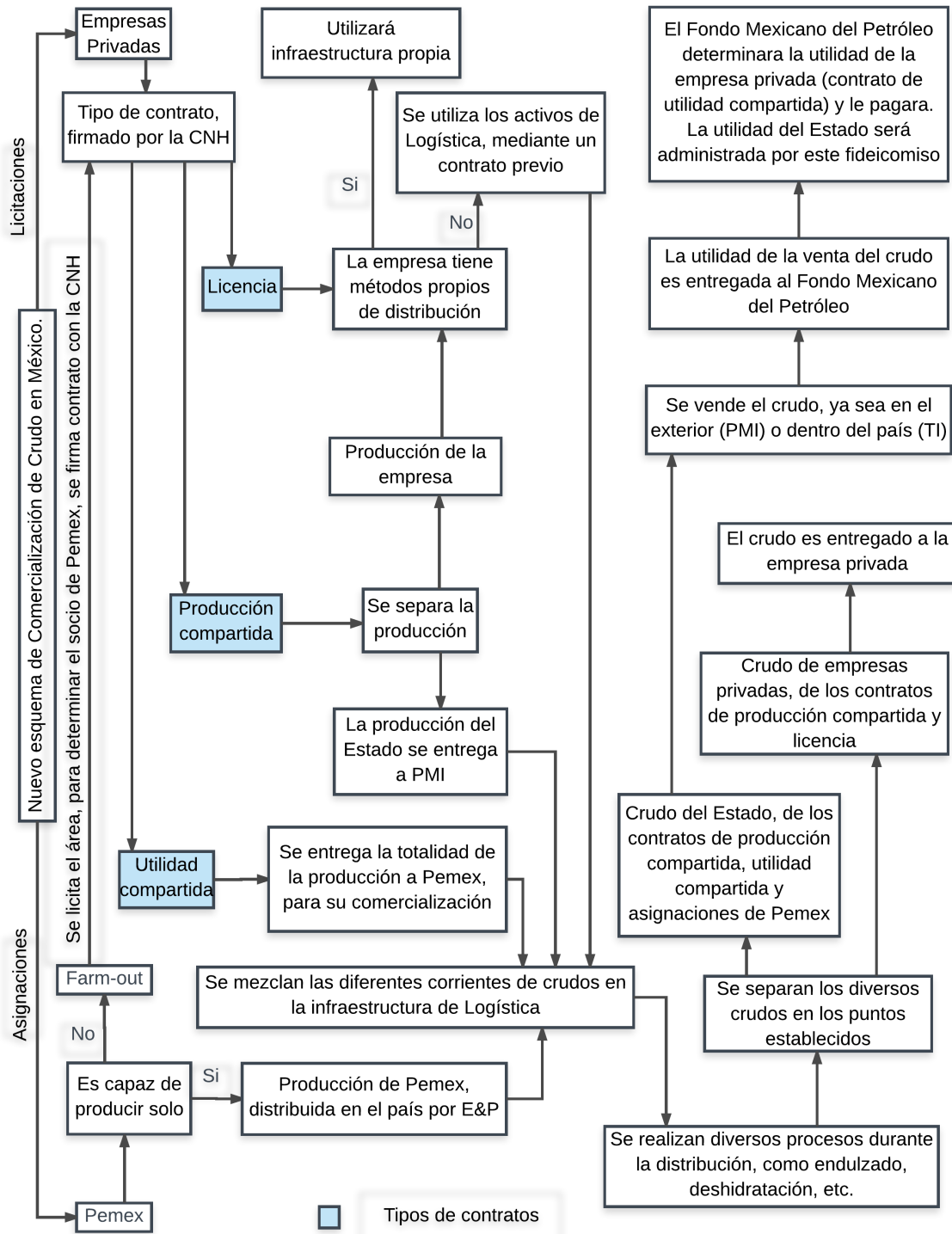


Figura 4.4: Esquema de las posibles opciones de comercialización en México. ²³

²³Figura realizada en basa a nuestro criterio.

4.3. Secretaría de Energía

La Secretaría de Energía es una secretaría del Estado mexicano encargada (como su nombre lo sugiere) de controlar, administrar y regular todos los medios energéticos, tales como los combustibles, energía eléctrica, material radioactivo, entre otros. Además, regula todas las concesiones que se aplican a la explotación y uso de los mismos.

Esta secretaría es la encargada de administrar los hidrocarburos de la Nación, con ayuda de los órganos reguladores antes mencionados.

4.4. Asignaciones a Pemex (*Ronda Cero*)

Antes de la Reforma, Pemex era dueño y productor de todos los yacimientos de hidrocarburos en México, ahora es posible la participación en este ámbito de las empresas privadas. Para que esto sea posible la Sener con asistencia técnica de la CNH asignaron las áreas destinadas a Pemex, a este proceso se le llamó “Ronda Cero” ya que se realizó antes de cualquier otra ronda de licitación.

Este proceso inició con la solicitud por parte de Pemex el 21 de marzo de 2014,²⁴ en donde Pemex establecía las áreas que deseaba conservar, es por ello que este proceso fue de vital importancia. Pemex solicitó 34,800 mmbpce en recursos prospectivos (31 % del total de México) y 20,589 mmbpce en reservas 2P (83 % del total del país).

Los resultados se dieron a conocer el 13 de agosto de 2014²⁵, en los cuales se le asignó a Pemex el 100 % de las reservas 2P solicitadas (20,589 MMbpce) y el 68 % de los recursos prospectivos solicitados (23,447 MMbpce), permitiéndole así tener una producción de 2.5 millones de barriles diarios por los próximos 20.5 años.²⁶ Las asignaciones otorgadas a Pemex se pueden observar en la figura 4.5.

²⁴Ficha Técnica de la Ronda Cero, Sener disponible en <http://bit.ly/2jTz9o3>

²⁵Ronda Cero y migración de contratos de Pemex, Secretaría de Energía disponible en <http://bit.ly/2bWvZzu>

²⁶Ronda Cero Pemex, Sener disponible en <http://bit.ly/2jUBxx6>

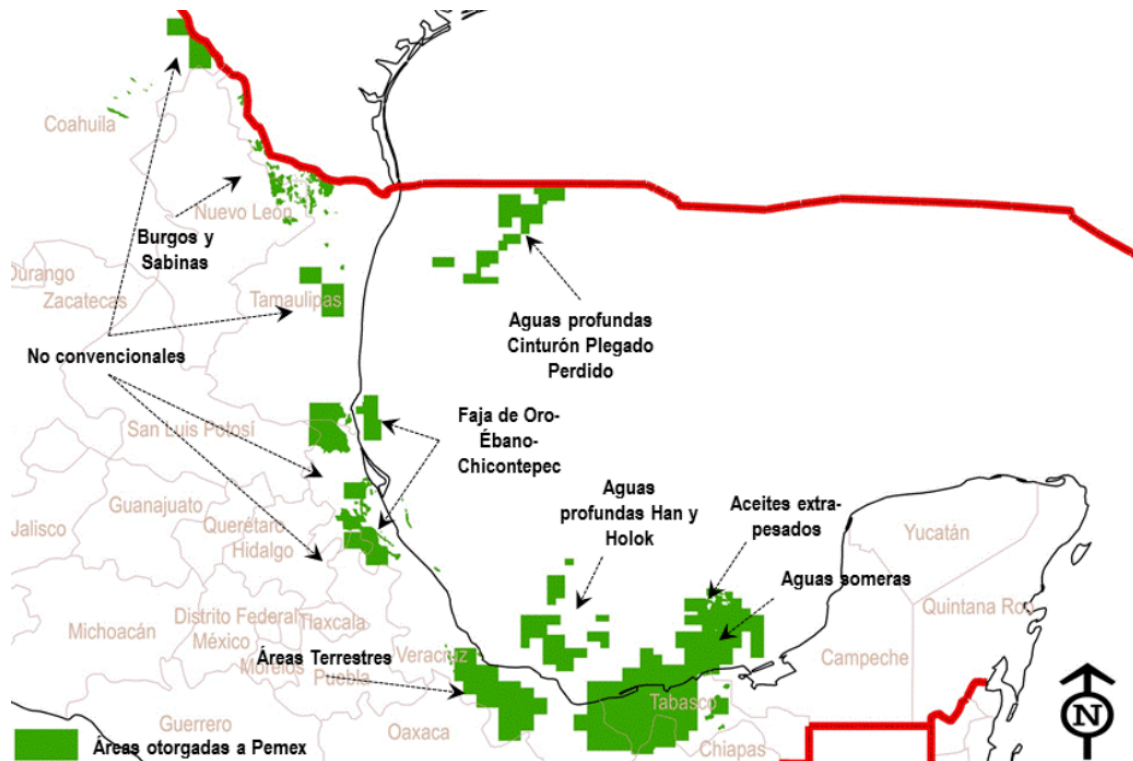


Figura 4.5: Asignaciones otorgadas a Pemex en la Ronda Cero.²⁷

Como hemos visto en el apartado de la *Ley de Hidrocarburos*, Pemex puede solicitar la migración de contratos establecidos en las asignaciones hacia nuevos contratos sin tener que competir por ellos en licitaciones.

Lo anterior lo podrá hacer siempre y cuando la migración presente ventajas. Hasta diciembre de 2015 Pemex ha solicitado la migración a las conocidas *Farm-out*²⁸ de 14 campos asignados hacia ocho nuevos contratos.

4.5. Rondas de licitación

Como vimos en la *Ronda Cero* tuvo por objeto la asignación de áreas a Pemex, las áreas que no fueron asignadas se someterán a un proceso de licitación,²⁹ estas se agrupan en las denominadas *Rondas de Licitación*.

Las Rondas de Licitación son una serie de pasos que se desarrollan ordenadamente durante el proceso de selección de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos en un

²⁷Figura tomada de *Ronda Cero*, Sener disponible en <http://bit.ly/2jUBxx6>

²⁸Determinación de acciones realizadas por terceros bajo algún tipo de los contratos antes vistos.

²⁹Subasta realizada por la CNH para determinar al mejor candidato para las áreas de la subasta.

tiempo determinado, entre la Comisión Reguladora de Hidrocarburos y la empresa ganadora, Pemex puede participar en estas licitaciones.

Se estima que México será capaz de realizar alrededor de 10 rondas de licitaciones, con bloques en tierra y en mar, en aguas someras y profundas, en recursos convencionales y no convencionales.

4.5.1. Ronda Uno

La *Ronda Uno* es un conjunto de cuatro licitaciones públicas internacionales para la adjudicación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Esta Ronda incluye áreas actualmente en producción y áreas poco exploradas, así como recursos de yacimientos convencionales y no convencionales. Esta Ronda incluyó inicialmente 109 bloques de exploración y 60 campos de extracción, los cuales en conjunto abarcan una superficie aproximada de 28,500 kilómetros cuadrados, ilustrados en la figura 4.6.

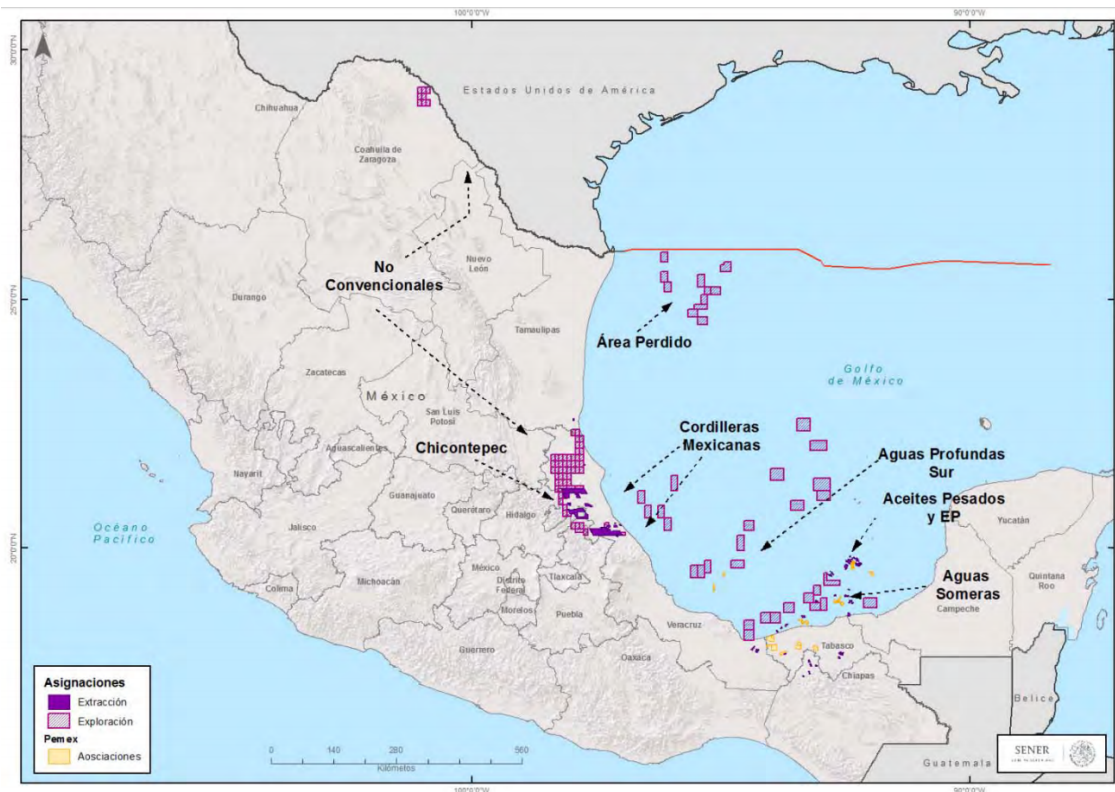


Figura 4.6: Áreas consideradas para la licitación Ronda Uno.³⁰

³⁰Figura tomada de *Sener*.

Licitación 1: Contratos de Producción Compartida para Exploración y Extracción en aguas someras

La primera licitación de la *Ronda 1* o también conocida como *Ronda 1.1*, estuvo integrada por 14 bloques en aguas someras, equivalentes a 1.1 mil millones de barriles de crudo. La CNH dio a conocer los resultados de esta licitación el 15 de julio de 2016.

De los 14 bloques que integran esta licitación, sólo 2 fueron asignados, lo que representa el 14.3%, un resultado bajo que podría ser atribuido a los bajos precios del petróleo, los cuales como ya lo hemos mencionado juegan un papel importante en los incentivos para invertir en la industria petrolera.

Esta licitación la integraban sólo proyectos de exploración con contratos de producción compartida, tiene un área de 4,222 km² de aguas someras, ubicados en el Golfo de México, y de acuerdo con la Sener se espera obtener crudo ligero con bajos costos de extracción. En la figura 4.7, se puede apreciar la localización de los bloques de esta primera licitación.

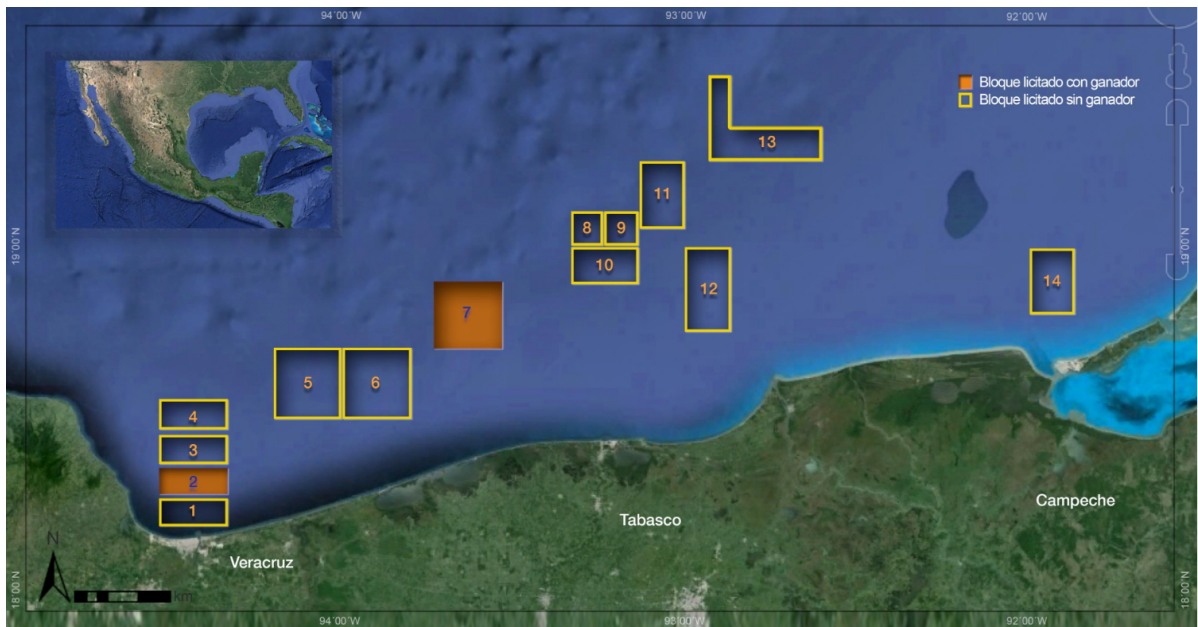


Figura 4.7: Bloques de la primera licitación de la Ronda 1³¹.

Para esta licitación se tuvieron 25 licitantes, de los cuales 18 eran empresas singulares y 7 eran consorcios,³² en esta licitación Pemex decidió no participar.

³¹Imagen tomada de Ronda 1. Aguas Someras, Primera Convocatoria. Licitación CNH-R01-L01/2014, CNH, disponible en <http://bit.ly/2kQ7atJ>

³²Agrupación de entidades para negocios importantes.

Los dos bloques ganadores los obtuvo el consorcio integrado por las empresas Sierra Oil, Talos Energy y Premier Oil, los datos se pueden observar en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Bloques ganadores de la Licitación 1 de la *Ronda 1*.³³

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

Licitación 2: Contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en aguas someras

Los resultados de esta licitación fueron a dados a conocer por la CNH el 30 de septiembre de 2015, estuvo compuesta por 9 campos distribuidos en 5 áreas en aguas someras, equivalente a 2.7 mil millones de barriles de crudo, al igual que la primera licitación, estos bloques también son proyectos de exploración con producción compartida, abarca 2,785 kilómetros cuadrados en el Golfo de México, la Sener determinó que en las aéreas de esta licitación se encontraría crudo ligero.

En esta convocatoria se presentaron 14 licitantes, 10 empresas singulares y 4 consorcios. De las 5 áreas a licitarse sólo se asignaron 3, lo que representa el 60 %, se puede observar a los ganadores en la tabla 4.2.

Tabla 4.2: Bloques ganadores de la Licitación 2 de la *Ronda 1*.³⁴

Área	Empresa ganadora	Campos	Volumen de reservas 3P	Área en km^2
1	ENI International B.V.	Amoca, Mitzon y Teocali	788.1	67.2
2	Pan American Energy LLC/E&P Hidrocarburos y Servicios	Hockchi	419.4	39.6
4	Filldwood Energy LLC / Petrobal, S.A.P.I. de C.V.	Ichalkil y Pokoch	693.3	58

³³Ronda 1, Licitación CNH-R01-L01/2014, CNH disponible en <http://bit.ly/2lGH3x>

³⁴Ronda 1, Licitación CNH-R01-L02/2015, CNH disponible en <http://bit.ly/2lHBunK>

En la figura 4.8 se puede apreciar la ubicación de las áreas que constituyen esta licitación.

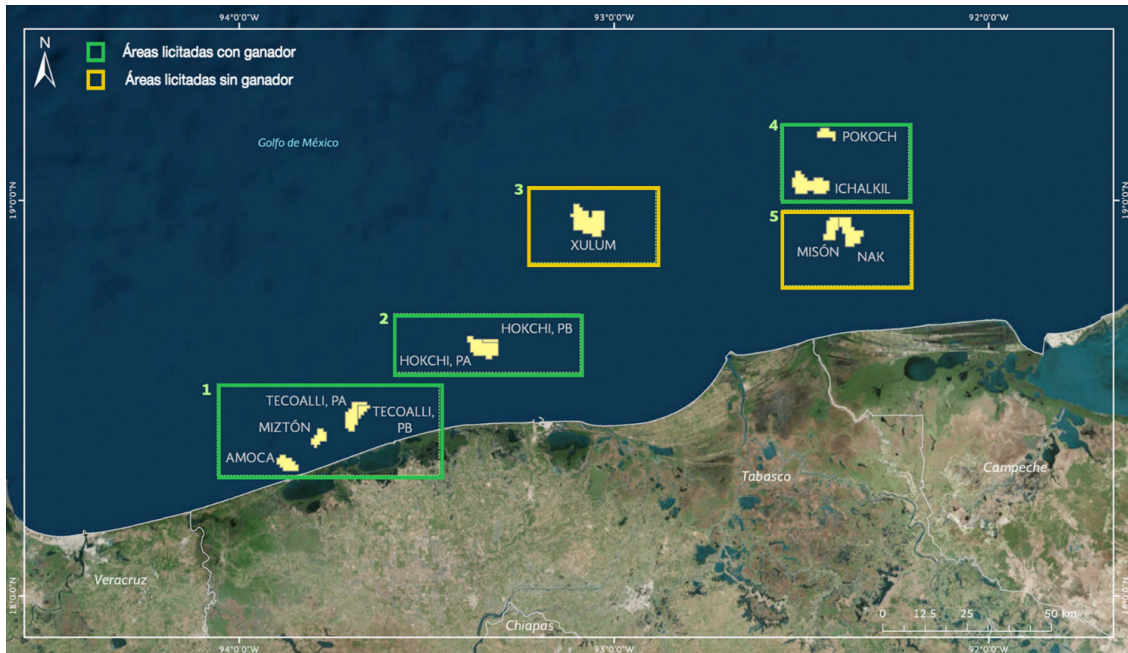


Figura 4.8: Bloques de la segunda licitación de la Ronda 1.³⁵

Licitación 3: Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos en áreas terrestres

La tercera convocatoria es de campos terrestres con un total de 25 contratos de licencia para la extracción. Los bloques se agrupan en tres zonas geográficas: Sur de Veracruz, Tabasco y Norte de Chiapas.

El día 15 de diciembre de 2015, la CNH dio a conocer los resultados de esta licitación, la cual obtuvo muy buenos resultados, ya que el 100% de las áreas de esta licitación fueron asignadas. Las áreas de esta licitación son terrestres e incluyen una superficie total de 7,776 km^2 dentro de los estados de Nuevo León, Tamaulipas, Chiapas, Tabasco y Veracruz.

Estos bloques licitados contienen hidrocarburos como son los siguientes: gas seco, petróleo, gas y condensado. Sólo ejemplificaremos los bloques que contengan petróleo por ser referente del tema de la tesis. Su ubicación se puede apreciar en la figura 4.9.

³⁵ Ronda 1. Aguas Someras, Segunda Convocatoria. Licitación CNH-R01-L02/2015, CNH, disponible en <http://bit.ly/2jVqtA3>

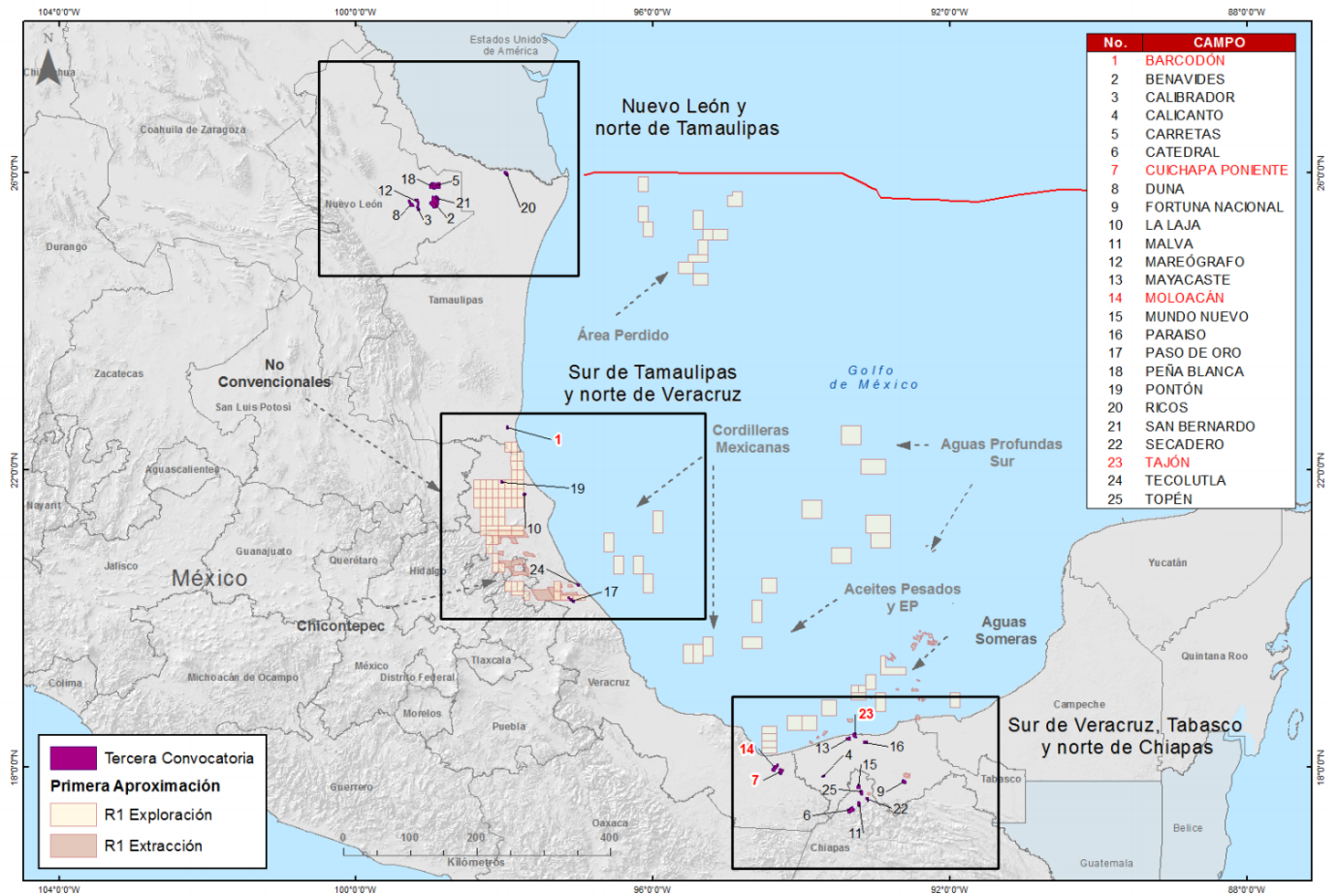


Figura 4.9: Ubicación de las áreas de la licitación 3 de la *Ronda 1*.³⁶

Los resultados de esta licitación se separaron para su mayor apreciación según su ubicación, ya sea en Región Norte o Sur, en las tablas 4.3 y 4.4.

³⁶Ronda 1, Licitación CNH-R01-L03/2015, *CNH* disponible en <http://bit.ly/2IHLWvG>

Tabla 4.3: Bloques ganadores de la Licitación 3 ubicados en la Región Norte.³⁷

Núm. Área	Nombre	Licitante Ganador	Área km^2	N (MMb)	N_p (MMb)
1	Barcodón	Diavaz Offshore	11	165.5	15
10	La laja	Geo Estratos / Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción	10	1.7	0.2
17	Paso de Oro	Geo Estratos / Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción	23	0.5	0.2
19	Pontón	Geo Estratos / Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción	12	7.3	0.8
23	Tajón	Compañía Petrolera Perseus	28	651.6	1.4
24	Tecolutla	Geo Estratos / Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción	7	7.8	2

Tabla 4.4: Bloques de la primera licitación 3 ubicados en la Región Sur.³⁸

Núm. Área	Nombre	Licitante Ganador	Área km^2	N (MMb)	N_p (MMb)
4	Calicanto	Grupo Diarqco	11	0.6	0
6	Catedral	Diavaz Offshore	58	36.9	20
7	Cuichapa Poniente	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México	42	452.6	160
9	Fortuna Nacional	Compañía Petrolera Perseus	22	7.3	2
11	Malva	Renaissance Oil Corp	21	13.2	3
13	Mayacaste	Grupo Diarqco	22	29.6	0
14	Maloacán	Canamex Dutch B.V. / Perfolat de México / American Oil Tools	46	221.7	40
15	Mundo Nuevo	Renaissance Oil Corp	28	86	35
16	Paraíso	Roma Energy Holdings / Tubular Technology / Gx Geoscience Corporation	17	77.6	0.1
22	Secadero	Grupo R Exploración y Producción / Constructora y Arrendadora México	10	6.9	3
25	Topén	Renaissance Oil Corp	25	40.4	8

³⁷Reservas 3P de Aceite y Gas al 1 enero de 2015, con datos de la *CNH*

Como se puede observar en las tablas anteriores, hay áreas contractuales con producción de hidrocarburos, por lo que las empresas que tengan estas áreas tendrán que utilizar la infraestructura de Pemex Logística para lograrlo. Esto lo harán, como ya mencionamos, mediante PMI.

Cabe mencionar que es posible que utilicen sus propios métodos de transporte para la comercialización, pero debido a la premura de la apertura de la Reforma Energética en México, las empresas todavía no cuentan con oleoductos para este fin.

Licitación 4: Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en aguas profundas

La cuarta etapa y última de la Ronda 1 comprende 10 áreas en aguas profundas del Golfo de México, dentro de la Cuenca Salina y el Cinturón Plegado Perdido, las cuales se pueden apreciar en la figura 4.10. Tendrán contratos de licencia y contienen en su mayoría aceite ligero y súper ligero.

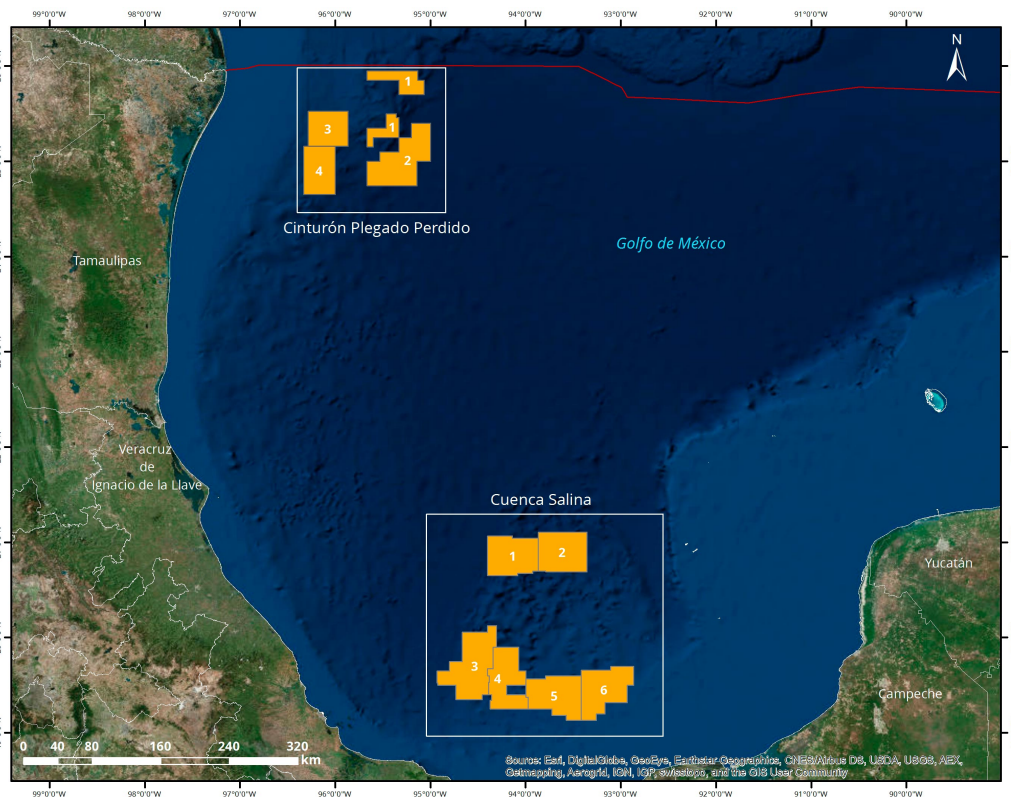


Figura 4.10: Ubicación de las áreas contractuales de la licitación 4 de la Ronda 1.³⁹

³⁸Idem. Reservas 3P de Aceite y Gas al 1 enero de 2015, con datos de la CNH

³⁹Imagen tomada de Ronda 1. Licitación CNH-R01-L04/2015, CNH, disponible en <http://bit.ly/2h9bazz>

En diciembre de 2017 se dieron a conocer los resultados de esta licitación para el Cinturón Plegado Perdido y La Cuenca Salina, se pueden observar en las tablas 4.5 y 4.6 respectivamente.

Tabla 4.5: Bloques ganadores de la Licitación 4 de la Ronda 1, ubicados en Cinturón Plegado Perdido(no se incluyen las áreas que contengan solamente gas).⁴⁰

Núm. área	Licitante Ganador	Área (Km^2)	Crudo Principal
1	China Offshore Oil Corp . E&P Mexico	1,678	Superligero
2	Total E&P México ExxonMobil	2,977	Superligero
3	Chevron Energía de México / Pemex E&P / Inpex Corp.	1,687	Ligero
4	China Offshore Oil Corp. E&P Mexico	1,877	Superligero

Tabla 4.6: Bloques ganadores de la Licitación 4 de la Ronda 1, ubicados en Cuenca Salina (no se incluyen las áreas que contengan solamente gas).⁴¹

Núm. área	Licitante Ganador	Área (km^2)	Crudo Principal
1	Statoil E&P México / BP Exploration México /Total E&P Mexico	2,381	Ligero
4	PC Carigali México Operation / Sierra Oil Corp. Murphy Sur / Ophir México Holdings Limited /	2,359	Ligero
5	PC Calrigali México Operation / Sierra Offshore Exploration	2,573	Ligero

⁴⁰Con datos de la CNH disponibles en <http://bit.ly/2h95yW6>

⁴¹Idem. Con datos de la CNH disponibles en <http://bit.ly/2h95yW6>

4.5.2. Ronda 2

La Ronda 2 no se llevará a cabo hasta el 22 de marzo de 2017, está integrada por 2 procesos de licitación:

- **Licitación 1. Contratos de producción compartida para exploración y extracción en aguas someras**

Esta licitación está integrada por 15 áreas contractuales localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de las provincias petroleras de Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste.

- **Licitación 2. Contratos de Licencia para exploración y extracción en áreas terrestres**

Se encuentra integrada por 12 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia, 9 de estas áreas están ubicadas en la Cuenca de Burgos, 2 en el Cinturón Plegado de Chiapas y 1 en las Cuencas del Sureste.

Capítulo 5

Conclusiones

- La Reforma Energética generó una nueva forma de comercializar el crudo en nuestro país, en la actualidad este proceso empieza prácticamente después de haber hecho producir el yacimiento.
- Gracias a la nueva organización de Pemex, este será capaz de enfocarse mejor en cada área con ayuda de sus empresas productivas, siendo la comercialización de crudos una tarea de Pemex Exploración y Producción, Pemex Logística y PMI.
- Por primera vez Pemex será capaz de ofrecer los servicios de renta de ductos a terceros, mediante Pemex Logística, lo que obligará a Pemex a tener en óptimas condiciones dicha infraestructura, ya que la CRE puede revocar el permiso para esta actividad si detecta alguna anomalía.
- Pemex cuenta con una gran ventaja, ya que cuenta con un permiso único como comercializador del Estado hasta el 31 de diciembre de 2017, esta es una situación que de sacarle provecho podrían mejorar el servicio, disminuyendo los costos, aumentando el volumen de traslado, etc.; haciendo más rentable esta actividad.
- La calidad representa un papel fundamental en la comercialización, ya que no es solamente un determinante en el precio, sino que también es un factor que puede generarle penalizaciones económicas al comercializador (Pemex Logística, PMI) sino cumple con los términos preestablecidos al entregar el crudo.
- Con respecto a la distribución, es necesario realizar una red de ductos que lleguen hasta Estados Unidos de América, para abaratar costos en este ámbito.
- Es indispensable la ampliación de la capacidad de placa de las refinerías del país, además de adecuarlas a crudos pesados, así como la implementación de nuevas refinerías para que en un futuro se tenga la capacidad de refinar la totalidad de la producción del país.
- La industria petrolera en nuestro país se encuentra relativamente estable, ya que mediante la estimación de las reservas se pronostica que el ritmo de producción actual continúe por lo menos 20.5 años, haciendo posibles inversiones referentes a comercialización en el país.
- Las ganancias respecto a las exportaciones de crudo se han reducido abruptamente en los últimos años, debido a los bajos precios del crudo, es más que conveniente considerar reducir la producción en estos casos.

- A partir de enero de 2018, los contratos para la comercialización se llevarán a cabo mediante una licitación pública, el petróleo de la Nación podrá ser transportado por empresas privadas si estas ganan la licitación.
- Los puntos anteriores son de suma importancia, ya que Pemex tiene que estar a la vanguardia, no sólo en producción, sino también en comercialización, de lo contrario el Estado podrá contratar a otra empresa para que realice la comercialización a un menor costo.
- Pemex y las empresas privadas que quieran dedicarse a la comercialización deberán tener un permiso emitido por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, además tendrán que cumplir con las normas de la Agencia de Seguridad, Energía y Medio Ambiente, para bienestar de los trabajadores, personas en general y nuestros ecosistemas.
- Pemex podrá hacer asociaciones con empresas ubicadas estratégicamente, las cuales posean en sus inventarios crudos con similitudes a los exportados por Pemex, de esta manera cuando Pemex tenga que exportar en las regiones en donde se ubican estas empresas, no se vea obligado a transportar el crudo, y la empresa dé su crudo como si fuera el de Pemex. Esto se puede lograr mediante acuerdos previos, lo cual reduciría enormemente los costos de transporte.
- Pemex puede hacer intercambios estratégicos de crudo, con la finalidad de mejorar la calidad de los crudos refinados, como actualmente se hace con Estados Unidos al importar crudo ligero y exportar crudo pesado a cambio.
- Al ser la creación de las refinerías una medida a largo plazo, y al convertirse Estados Unidos en unos de los principales países exportadores de petróleo, cada vez Pemex exportara menos crudo a ese país, viéndose obligado a buscar medidas para abaratar sus costos de transporte, y así poder exportar con las mismas ganancias a países más alejados.

Bibliografía

- [1] Proceso Fischer-Tropsch, Aplicación actual y posibilidades futuras. (2014). [Http://wdbugres/](http://wdbugres/). Retrieved 17 November, 2016, from <http://bit.ly/2bMRvIN>
- [2] Fabio barbosa, F.B & Nicolás domínguez, N.D. (2010). Situación de las reservas y el potencial petrolero de México . *ECONOMÍAUnam*, 3(7).
- [3] Félix Nolasco, F.N. (2011, 18 de marzo). Inicio de Pemex en Tabasco. [Weblog]. Retrieved 17 November 2016, from <http://bit.ly/2cdes5M>
- [4] Manuel Aguirre Botello, M.A. (2009). Pemex, Cronologia, Expropiación y Estadísticas. Retrieved 17 November, 2016, from <http://bit.ly/2crzFH5>
- [5] Colegio de México , Colmex (2016). Fuentes para la Historia del Petróleo en México, 1900-2008, . Retrieved 17 November, 2016, from <http://bit.ly/2bYbSwQ>
- [6] Petróleos mexicanos , Pemex (2002,). Informe Anual 2002, Comercio Internacional . [Weblog]. Retrieved 28 November 2016, from <http://bit.ly/2gxLhJq>
- [7] Comisión Reguladora de Energía, C.R.E. (2001, julio). Los Nuevos Retos de la Industria del Gas Natural 2001-2005. [Weblog]. Retrieved 17 November 2016, from <http://bit.ly/2cddW88>
- [8] Pemex, gas y petroquímica básica, PGPB. (2015). MGI Supply. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2cdqzx5>
- [9] Industria Petrolera. (2012, 27 de marzo). Historia de la Industria Petrolera en la República Mexicana. [Weblog]. Retrieved 17 November 2016, from <http://bit.ly/2bPU4JO>
- [10] Oro negro. (2016, 25 de abril). Hermanos Del Ángel; demonios de la corrupción en Pemex, con todo el apoyo de Benito Maranto, José Luis Fong y José Serrano Lozano. [Weblog]. Retrieved 28 November 2016, from <http://bit.ly/2cgs6Uf>
- [11] Instituto Mexicano del Petróleo, IMP. (2014). Tipos de Petróleo. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2gmJEiq>
- [12] Kurt gallon, K.G. (2015, 9 de abril). MLPs: How They Operate in the Midstream Energy Industry. [Weblog]. Retrieved 28 November 2016, from <http://bit.ly/2fHtAch>
- [13] Secretaria de Energía, Sener (2016). Sistema de Información Energética. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2gAVdmt>
- [14] Adaptada de: Satter,A, y Thakur, G. C; Integrated Petroleum Reservoir Management- A Team Approach; PennWell Books, 1994.

- [15] Oil and Gas Journal, O.G.J. (1998). Eor Oil Production Up Slightly. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2dnz9hs>
- [16] Petróleos Mexicanos, Pemex (2016). Transporte por Ducto. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2dfB6r3>
- [17] Apuntes de Comercialización de Crudo y Gas del M.I, Jesús Aguirre Y Osete.
- [18] Israel Rodríguez, I.R. (2016). Detectó Pemex 12.3 % más tomas clandestinas en su red de ductos. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2dfQrrA>
- [19] Staff Oil and Gas Magazine, S.O.G.M. (2016). Crece 12 % tomas clandestinas en ductos de Pemex. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2cYXdEc>
- [20] Seguridad Marítima en Buques Tanques Petroleros (Oil Tankers Safety) de Dr. Jaime Rodrigo de Larrucea.
- [21] Los buques tanque y su clasificación, Ricardo Gadea, en Petrotecnica
- [22] Petróleos Mexicanos, Pemex (2016). Transporte Buque-Tanque. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2gxXyxe>
- [23] Secretaria de Energía en colaboración con la Agencia Internacional de Energía , Sener y AIE (2011). Indicadores de Eficiencia Energética en México: 5 sectores, 5 retos. : Gobierno Federal.
- [24] International Maritime Organization, IMO (2013). IMO What it is?. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2d4YBE8>
- [25] Organización Marítima Internacional, OMI (2016). Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques (MARPOL). Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2cregiM>
- [26] Oil Companies International Marine Forum , OCIMF (2016). The SIRE Programme. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2cWgLuw>
- [27] Petróleos Mexicanos, Pemex (2016). Transformación Industrial. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2bKnGHM>
- [28] The statistics portal, Statista (2016). Countries with the largest oil refinery capacity worldwide from 2010 to 2015 (in 1,000 barrels per day). Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2bL2Qnk>
- [29] Israel Rodríguez, I.R. (2015, 28 de mayo). Acumula reconfiguración de refinería de Tula inversión de 2.5 mil mdp. [La Jornada]. Retrieved 28 November 2016, from <http://bit.ly/2bTxBtp>

-
- [30] Búsqueda de trámites, información y participación ciudadana, Refinerías <http://bit.ly/2bTxNZF>
- [31] Secretaría de Energía, Sener (2015). Títulos de Permisos para la Refinación de Petróleo. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2bLhFGp>
- [32] Thomas H. Suchanek. Oil Impacts on Marine Invertebrate Populations and Communities. *American Zoologist* 1993 33(6):510-523; doi:10.1093/icb/33.6.510.
- [33] Centro de Derechos Económicos y Sociales (CDES). Violaciones de derechos en la Amazonía Ecuatoriana. *Hombre y Ambiente* 30. Abya-Yala, Quito 1994.
- [34] El Excelsior. (2013). Los accidentes más severos de Pemex desde 1984. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2cG6KUe>
- [35] Expansión en alianza con CNN. (2011). Ascende a 30 el número de muertos por explosión en Texmelucan, Puebla. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2cmdh4Y>
- [36] Petróleos Mexicanos, Pemex (2014). Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero 2014. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2g9U8DX>
- [37] Petróleos Mexicanos, Pemex (2015). Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero 2015. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2bZMec0>
- [38] U.S. Energy Information Administration, E.I.A. (2014). International Energy Statistics. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2gxxx4O>
- [39] Pemex, Indicadores Petroleros . (2016). Producción de hidrocarburos líquidos. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2gBkywy>
- [40] Enrique Parra Iglesias, E.P.I. (2003). *Petróleo y Gas Natural: Industria, Mercados y Precios.* : AKAL.
- [41] Pemex, Comercio Internacional , PMI (2016). Tipos de petróleo crudo. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2fHRlBk>
- [42] José Antonio Wuotto Ramos, J.A.W.R. (2008). Desarrollo de una Metodología para la Estabilización de los Crudos Ligeros y Superligeros. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2gxALp7>
- [43] Modernización del Transporte de Hidrocarburos por vía Marítima en el País. Ing. Arturo Cors de la Fuente
- [44] Banco de México, Banxico (2014). Reporte sobre el Sistema Financiero, octubre 2014. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2gyqHse>

- [45] Elisabeth Malkin, E.M. (2015, 30 de enero). With Oil Revenue Dropping, Mexico Announces Budget Cuts. [The New York Times]. Retrieved 28 November 2016, from <http://nyti.ms/2gBoEow>
- [46] Pemex, Monthly Petroleum Statistics. (2016). Volume of Crude Oil Exports. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2fWh1I6>
- [47] U.S. Energy Information Administration, E.I.A. (2016). U.S. Imports by Country of Origin. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2gyAGxR>
- [48] Timothy Gardner , T.G. (2015,). US approves landmark crude oil export swaps with Mexico. [Reuters]. Retrieved 28 November 2016, from <http://reut.rs/2frPMt1>
- [49] Presentación de Carlos del Solar Simpson con datos de la EIA, <http://bit.ly/2fWmCOE>
- [50] Global Firepower, GFP (2016). Oil Consumption by Country. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2gyCGWX>
- [51] U.S. Energy Information Administration, EIA (2016). Short-Term Energy Outlook. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2frPP8c>
- [52] Pemex, Comercio Internacional, PMI (2016). Catálogo de Petróleo Crudo. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2gPbJCo>
- [53] Paul Kosakowski, P.K. (2016, 5 Junio). What Determines Oil Prices?. [Investopedia]. Retrieved 28 November 2016, from <http://bit.ly/1Gn9Lwg>
- [54] Organization of the Petroleum Exporting Countries, OPEC (2016). Monthly Oil Market Report. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/1E7rI3M>
- [55] Pemex, Comercio Internacional, PMI (2016). ¿Qué es PMI?. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2gbATds>
- [56] Pemex, Indicadores Petroleros, Pemex (2016). Volumen de las exportaciones de petróleo crudo. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2fXClx5>
- [57] Pemex, Comercio Internacional, PMI (2016). Tipos de Clientes. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2fF8qZB>
- [58] S and P Global, Platts. (2016). News and Analysis - Oil . Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2gCtVvX>
- [59] Pemex, Comercio Internacional, PMI (2016). Fórmulas de crudos mexicanos de exportación . Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2fXKZLX>
- [60] Ericka Pedrero, E.P. (2016, 13 enero). Precio de crudo cae más de 80 % en 3 años . [La Razón]. Retrieved 28 November 2016, from <http://bit.ly/2fXJyNo>

-
- [61] Israel Rodríguez, I.R. (2016, 8 enero). Precio del petróleo, 208 dólares debajo de su costo de producción. [La Jornada]. Retrieved 28 November 2016, from <http://bit.ly/1PNAOGi>
- [62] Roberto Morales, R.M. (2016). EU ya sólo compra 53 % del crudo que exporta México. Retrieved 23 November, 2016, from <http://bit.ly/2c2PyaI>
- [63] El Universal . (2016). La mexicana Pemex alista el envío de mayor cantidad de crudo a Japón . Retrieved 23 November, 2016, from <http://bit.ly/2gp0qNO>
- [64] Pemex, Base de datos institucional. (2016). Proceso de petróleo crudo por refinería. Retrieved 23 November, 2016, from <http://bit.ly/2gPpVLS>
- [65] Pemex, Indicadores Petroleros. (2016). Valor de las exportaciones de petróleo crudo. Retrieved 23 November, 2016, from <http://bit.ly/2gbAOGu>
- [66] Dan Murtaugh, Andrea Navarro y Adam Williams, D.M.,A.N.y A.W. (2015, 28 Octubre). US Opens Oil Export Gateway to Mexico as Shale Supplies Build. [Bloomberg]. Retrieved 28 November 2016, from <http://bloom.bg/1N9bCdW>
- [67] Petroleos Mexicanos, Pemex (2016). Permisos. Retrieved 28 November, 2016, from <http://bit.ly/2gouCbN>
- [68] Petroleos Mexicanos, Pemex. (2016). Cobertura de Servicios. Retrieved 12 Agosto, 2016, from <http://bit.ly/2gzRTH9>
- [69] Comisión Nacional del Mercado de Valores, Cnmv. (2006). Opciones y Futuros. Retrieved 17 Marzo, 2016, from <http://bit.ly/2fIMWy8>
- [70] Ignacio López Domínguez, I.L.D. (2015, 10 Agosto). Mercados de Fururos. [Expansión]. Retrieved 28 November 2016, from <http://bit.ly/2gbbMHt>
- [71] Arnaldo Córdova. (2008). La renta petrolera. 8 de octubre de 2016, de La Jornada Sitio web: <http://bit.ly/2e091tC>
- [72] Petroleos Mexicanos, Pemex. (2016). Nuestro negocio. Retrieved 9 Octubre, 2016, from <http://bit.ly/2gzGIym>
- [73] Casa de Bolsa Banorte e Ixe. (2016). Ronda 1 – Un Mejor Resultado de lo que se Aprecia a Simple Vista. Retrieved 19 November, 2016, from <http://bit.ly/2g7xL0e>
- [74] Casa de Bolsa Banorte e Ixe. (2016). Ronda 1.2 – Gran Resultado . Retrieved 19 November, 2016, from <http://bit.ly/2gpCmOf>