



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“La Geopolítica Energética Mundial y su Impacto en la Legislación Petrolera Mexicana”

TESIS PROFESIONAL

Para obtener el título de

INGENIERO PETROLERO



PRESENTA

HOSANNA GUEVARA RODRÍGUEZ

DIRECTOR DE TESIS

ING. CARLOS RÍOS RAMÍREZ

Ciudad Universitaria, México, Junio de 2014

Podría llenar más de cien ocasiones las hojas de este trabajo enumerando todas y cada una de las razones por las cuales estar agradecida con Dios, la vida, familia y amigos. Pero considero que el simple hecho de vernos hoy realizados en este trabajo, reflejo de 24 años de esfuerzo, agradecen de manera general.

No obstante me gustaría que estas líneas se sirvieran para expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a quienes directa e indirectamente han influido y participado en el desarrollo de este trabajo.

En primer lugar, quisiera agradecer enormemente a mi director de tesis. Quien como persona es ejemplo del balance de conocimientos, profesionalismo y entrega. Un modelo a seguir. **Ingeniero Carlos Ríos**, su invaluable dedicación en este trabajo me coloca en deuda.

A mis padres

Que les puedo decir o pedir; si todo lo que necesitaba, me lo han otorgado. Su amor, paciencia, educación y sacrificios encuentran por fin su respuesta. Recuerden que las acciones que he emprendido a lo largo de mi vida ustedes han sido y serán mi motor.

A mi hermano

Como hermana mayor asumí la responsabilidad de guiarte en el camino. Pero para mi sorpresa aquel pequeño creció cuando lo necesite, aconsejando y cuidando, mejor de lo yo lo hice. Gracias

A mi familia

Su cariño y formación son parte de los ejes que me sostienen día a día.

A mis cofrades

Omar y Arturo; sus retos, corajes y alegrías me han enseñado a ser la persona fuerte y tenaz que el futuro me demanda.

A todos ustedes, muchas gracias. Finalmente lo logramos. ¡Lo logramos amigos!, ¡lo logramos familia!... ¡¡lo logramos Hosanna!!!.

¿Hay algo que pueda sorprender en un país donde la luz es eterna?...Puede que allí encuentre la maravillosa fuerza que mueve la brújula. ...Saciaré mi ardiente curiosidad viviendo una parte del mundo jamás hasta ahora visitada y pisaré una tierra donde nunca antes ha dejado su huella el hombre.

Mary Shelley. Frankenstein o el moderno Prometeo



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**Facultad de Ingeniería
División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

**“La Geopolítica Energética Mundial y su Impacto
en la Legislación Petrolera Mexicana”**

TESIS PROFESIONAL
Para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

Jurado asignado:

Presidente	Dr. Guillermo Pérez Cruz
Vocal	Ing. Carlos Ríos Ramírez
Secretario	M.I. Ulises Neri Flores
1^{er.} suplente	M.I. Jesús Aguirre y Osete
2^{do} suplente	Lic. Norma A. Ocampo Mendoza

Ciudad Universitaria, México, Junio de 2014

Resumen

El veloz crecimiento de la sociedad durante los últimos siglos, fue génesis del uso excesivo e inmensurable de energía fósil. A la par de su desarrollo, la colectividad moderna se vio en la necesidad de obtener más energía mientras que las reservas de energéticos no renovables menguaban. Durante este proceso nuevas potencias han emergido, como una fuerza movilizadora en los mercados internacionales y en la geopolítica mundial. Dependientes y exigentes de una parte del botín, como ente de seguridad y liderazgo.

El trabajo analiza el aumento del consumo energético en el mundo dentro el periodo 2010-2035, con prospectiva enfocada al uso y explotación de gas natural y petróleo. Así como sus implicaciones en la relación geopolítica para cada región y país. Incluyendo

Para la situación, México se ve influenciado principalmente, por los movimientos y posturas tomadas por los países pertenecientes a Norte América (EE.UU. y Canadá). Por lo que su legislación energética, principalmente del sector hidrocarburos, será cuestión prioritaria para encaminar a México a un desarrollo incluyente, estable y competitivo.

Palabras clave: México, industria petrolera, legislación energética, demanda energética, competitividad, energía, Norte América.

Abstract

The work analyzes the energy projections in the world, the increase in energy consumption (focused on gas and oil), with a prospective to 2035.

Consistent with the pattern of recent decades, the population growth is assumed to remain the main engine of global energy consumption. Is a key driver of future energy trends, has a direct effect on the size and composition of energy demand and an indirect effect by influencing economic growth and development.

Mexico is mainly influenced by geopolitics, taken in North America (U.S. and Canada). Certainly the energy, primarily the hydrocarbons legislation, represents a major problem, to route to Mexico to an inclusive, stable and competitive development.

Key words: Mexico, oil industry, economic policies, energy, energy demand, Competitiveness, North America.

Contenido

Mapa mental.....	8
Justificación	9
Introducción	10
Capítulo I: Contexto internacional de la energía del petróleo y del gas natural.....	12
El vínculo <i>inminente</i> entre energía y geopolítica.....	13
Demanda energética.....	14
Panorama Mundial	19
Perspectiva del mercado del gas natural	30
Conclusiones	37
Capítulo II: México y la situación petrolera	39
Historia nacional de los hidrocarburos	39
Panorama nacional actual	53
El atractivo petrolero (petróleo).....	54
Gas natural	57
Gas natural licuado (GNL)	60
Yacimientos transfronterizos	63
La postura Presidencial y la nueva reforma energética	64
Implicaciones para México	67
Conclusiones	68
Capítulo III: Legislación petrolera en México.....	70
Legislación	71
Conclusiones	90
Capítulo IV: Caso de estudio.....	92
Aplicación del Índice de Especialización Productiva (IEP) para el análisis de la competitividad regional del mercado de gas natural en América del Norte.....	92
Conclusiones generales	103
Anexos	106
Anexo 1: OCDE	106
Anexo 2: Intercambios Comerciales de Exportaciones de Petróleo	106
Anexo 3: Greenfield	106
Anexo 4: Cantarell.....	106
Anexo 5: Shale Oil y Shale Gas.....	107
Anexo 6: Contratos de Servicio Técnico (TSCs).....	107
Anexo 7: Proyecto Kuwait.	107
Anexo 8: Campo Norte de Qatar	107
Anexo 9: Acto Positivo. Acuerdos De Bucareli Compromiso General	107
Anexo 10: Tratado de Bucareli.....	107
Anexo 11: Panorama nacional en el sexenio Cardenista.....	107
Anexo 12: Contratos riesgo	108
Anexo 13: Pidiregas	108
Anexo 14: Provincias con potencial petrolífero de México	108
Anexo 15: Ductos y procesamiento en México	108
Anexo 16: Convenio de San José	109
Anexo 17: Ciclo Combinado	109
Anexo 18: Glosario	109
Bibliografía.....	114

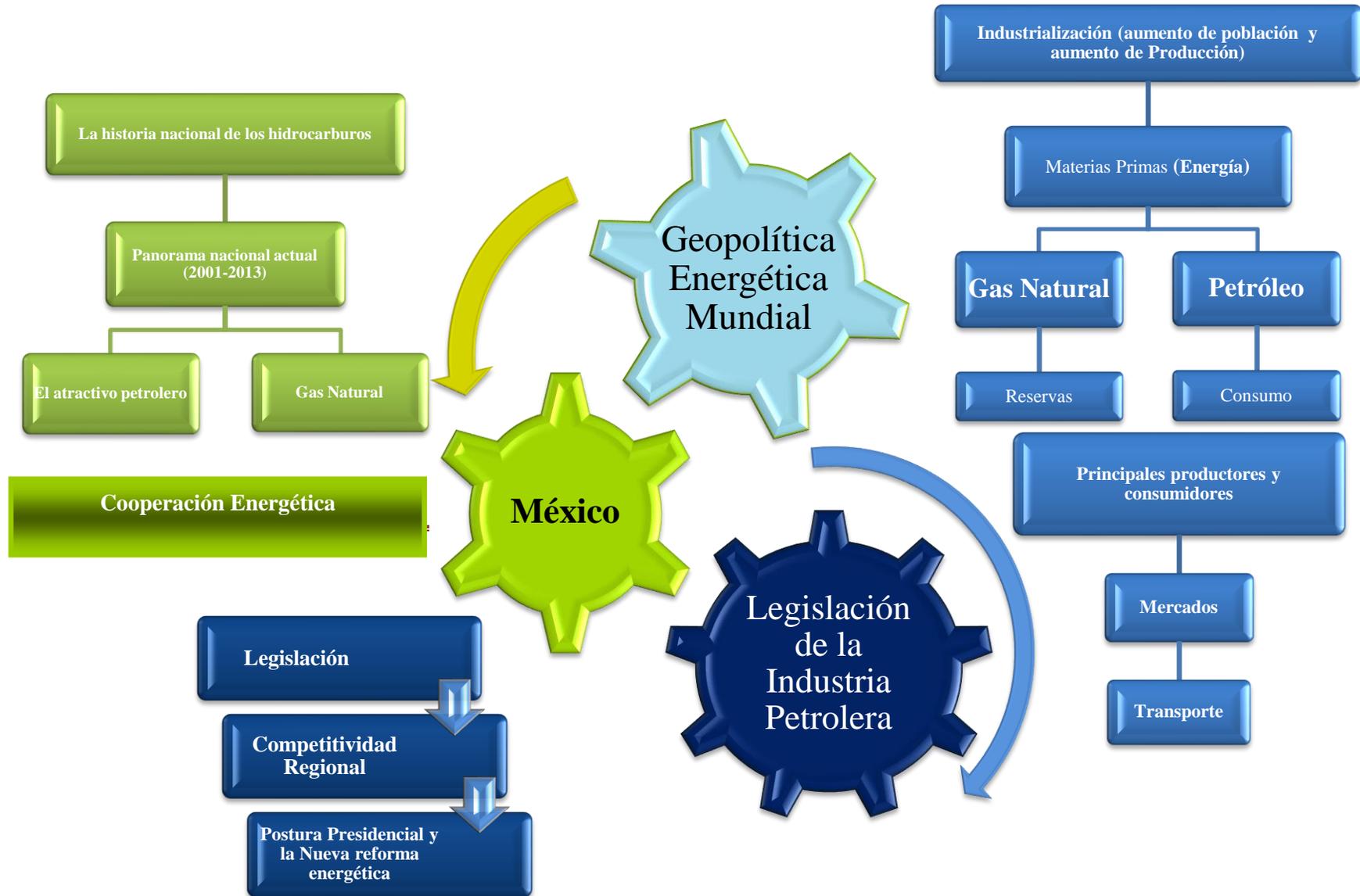
Índice de tablas

Tabla 1: Elaboración propia con información de IEA.....	14
Tabla 2: Elaboración propia con información tomada de: “Deciding the Future: Scenarios to 2050”, Officers of the World Energy Council.....	14
Tabla 3: Elaboración propia con información de la IEA WEO 2011 y BP Statistical review 2013. Panorama Mundial 2012-2035.	18
Tabla 4: Elaboración propia, información de IEA WEO 2011 y BP Statistical review of world energy 2013 “Perspectiva crudo: OCDE 2012-2035” MMb/d.....	19
Tabla 5: Elaboración propia, con información de IEA WEO 2011 y BP. “Producción de petróleo, por origen OPEP 2012-2035” MMb/d.....	19
Tabla 6: Elaboración propia, información de WOE -2011 y BP statistical review of world energy-2013; “Perspectiva gas natural 2012-2035” MMMm3.	20
Tabla 7: Tomada de: U.S. Energy Information Administration, WEO-2011 “Producción de petróleo, indicador de actividad desarrollada e inversión en los Estados Unidos, Rusia y Arabia Saudita, 2010	27
Tabla 8: Tomada de: U.S. Energy Information Administration, WEO-2011 “Inversión en la infraestructura de gas y petróleo” en millones de dólares.	29
Tabla 9: Tomada de: WEO-2011 “Producción de gas natural por región en el escenario de Nuevas Políticas (MMMm ³)”33	
Tabla 11: Elaboración propia con información de SENER, “Destino de las exportaciones de crudo por país 2012” Mb/d.56	
Tabla 12: Elaboración propia con información de U.S. Energy Information Administration, “panorama de producción, consumo y exportación de crudo en México 2000-2012”	56
Tabla 13: Elaboración propia con información de BP Statistical review of world energy	57
Tabla 14: Elaboración propia con información de SENER, “Prospectivas del Sector, 2013-2027”	58
Tabla 15: Elaboración propia con información de SENER, “volúmenes remanentes de reservas” 2012	61
Tabla 16: Elaboración propia con información de “Las Exploración Petrolera en las Aguas Profundas del Golfo de México”, A. Barreda; Universidad Nacional Autónoma de México.	64
Tabla 17: Elaboración propia con información de Instituto Mexicano del Petróleo; “Pemex a Grandes Rasgos”.	71
Tabla 18: Elaboración propia con información de Instituto Mexicano del Petróleo; “Pemex a Grandes Rasgos”.	75
Tabla 19: Elaboración propia con información de IMCO, “Índice de la competitividad de la competitividad internacional 2013”.....	76
Tabla 20: Elaboración propia con información de Instituto Mexicano del Petróleo; “Pemex a Grandes Rasgos”.	79
Tabla 21: Elaboración propia con información de Diario Oficial de la Federación “Presupuesto de Egresos de 2012”. ...	80
Tabla 22: Elaboración propia con información de Diario Oficial de la Federación “Presupuesto de Egresos de 2014”.	80
Tabla 23: Elaboración propia con información de Diario Oficial de la Federación “Presupuesto de Egresos de 2014”. ...	80
Tabla 24: Elaboración propia con información de: DOF “Presupuesto de Egresos” y Secretaria de Hacienda y Crédito Público	81
Tabla 25: Elaboración propia con información de: DOF “Presupuesto de Egresos” y Secretaria de Hacienda y Crédito Público	81
Tabla 26: Tomada de de IMCO, “Índice de la competitividad de la competitividad internacional 2013”	88
Tabla 27: Tomada de de IMCO, “Índice de la competitividad de la competitividad internacional 2013”	90
Tabla 28: Tomada de: IMCO, “Índice de la competitividad internacional 2013	93
Tabla 29: con información tomada de IEA y EIA “Importación de gas natural por país: EE.UU.” en miles de millones de metros cúbicos y dólares (2011).	98
Tabla 30: Elaboración propia, con información de: U.S. Energy Information Administration, Gas Natural 2001-2012 Miles de millones de metros cúbicos.....	100
Tabla 31: Elaboración propia, con información de: U.S. Energy Information Administration, Gas Natural 2001-2012 Miles de millones de metros cúbicos.....	100
Tabla 32: Elaboración propia, con información de: U.S. Energy Information Administration, Gas Natural 2001-2012 Miles de millones de metros cúbicos.....	100

Tabla 33: Elaboración propia, resultado del cálculo del índice de especialización. 100

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Elaboración propia, información de BP, Statistical review of World Energy 2013 “Consumo Mundial de energía 1990-2035” (Mtoe).....	18
Ilustración 2: Elaboración propia, información de IEA; “Principales productores de crudo y gas natural en 2012” MMM ³ y MMb/d.....	20
Ilustración 3: Elaboración propia, información de IEA, “Producción y proyección de crudo por grupo” MMb/d	21
Ilustración 4: Elaboración propia, información de BP: statistical review of world energy-2013, “Reservas Mundiales de crudo” MMMb	21
Ilustración 5: tomada de: BP, Statistical review of world energy 2013.....	26
Ilustración 6: Elaboración propia, información de BP: Statistical review of world energy 2013	28
Ilustración 7: Elaboración propia con información tomada de: BP Statistical review of world energy “Gas natural, producción y reservas”	32
Ilustración 8: Tomada de BP: statistical review of world energy 2013 “Movimientos comerciales en 2012” (MMMM ³) .	34
Ilustración 9: Elaboración propia con información de WEO 2011 y BP.“Consumo total de energía en 2012-2035”, en Mtoe	36
Ilustración 10: Elaboración propia con información de “Deciding the Future: Scenarios to 2050”, Officers of the World Energy Council.....	37
Ilustración 11: Elaboración propia con información tomada de " México y los Estados Unidos en el conflicto petrolero: 1917-1942”.....	40
Ilustración 12: Elaboración propia, información de IMCO, “Índice de la competitividad internacional 2013”	48
Ilustración 13: Elaboración propia, información de PEP -2012	54
Ilustración 14: Elaboración propia, con información de: PEP-2013. “Composición de la producción de aceite crudo” en miles de barriles	55
Ilustración 15: Elaboración propia con información de Comisión Reguladora de Energía, “Balance de Comercio Exterior de Gas Natural, 2007-2013 (MMm ³)”	57
Ilustración 16: Tomada de “Visión del mercado de gas natural en América del Norte” Agosto 2005	59
Ilustración 17: Elaboración propia con información de U.S. Energy Information Administration, “panorama de exportación del gas natural de Estados Unidos a México 2000-2012”	60
Ilustración 18: Elaboración propia con información de IMCO, “Índice de la competitividad de la competitividad internacional 2013”	83
Ilustración 19: Elaboración propia con información de: Energy Information Administration “Importación de gas natural por país: EE.UU.”.....	98



Justificación

- Realizar un documento de consulta dirigido al estudiante o egresado de la carrera de Ingeniería Petrolera (o interesados en el tema), para incrementar su conocimiento y contribuir con una visión actual, respecto a la situación energética mundial y su efecto directo en la legislación y competitividad de la industria del petróleo y gas natural en México.

Objetivos

- Analizar los aspectos presentes en el panorama energético mundial, que influyen de manera directa en México y establecer las ventajas competitivas que se pueden presentar en un futuro respecto al mercado regional del gas natural. Así también, escrutar los estados de reservas, producción y consumo de gas natural y petróleo a nivel mundial y nacional, que permitan entender las posturas de los bloques productores y consumidores ante una época de declinación de recursos convencionales.

Alcance

- En el presente estudio trata de un análisis por bloques. En primer lugar, un bloque OPEP correspondiente a la Organización de los Países Exportadores de Petróleo y a la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos), el segundo bloque corresponde a los principales países productores y los países con mayor consumo. Para entender en un principio la posición que ocupa México en el esquema mundial.
- Una vez entendido se analizará como estos aspectos han influido en el desarrollo de legislaciones y planes de explotación para el mismo y finalmente el estudio permitirá realizar una comparativa de la competitividad regional de América del Norte en el ámbito del gas natural.

Limitaciones

- En este estudio se tomaron cifras y datos pertenecientes a los siguientes organismos internacionales: Agencia Internacional de Energía por sus siglas en inglés IEA, la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA) y el documento WEO 2011 (World Energy Outlook) publicado por la IEA. Algunas de las fuentes referenciadas en México presentaron variaciones significativas en las cifras. Ante esto es conveniente aclarar que fue impracticable el desarrollar con detalle algunos aspectos, por ser un tópico complejo y sujeto a continuas variaciones. Con lo que el presente trabajo, queda sujeto a críticas y futuras modificaciones por la evolución del tema.

Introducción

La presente investigación parte de dos incipientes ideas: La problemática por el abasto y demanda continúa de energía y el papel que México logrará jugar ante el devenir energético. La segunda, el incentivo de compartir conocimientos con los estudiantes de la carrera de ingeniería petrolera pero también con cualquier interesado en el tema, pueda vislumbrar la importancia que representa este energético para el mundo y en particular para México.

Hoy el petróleo está nuevamente por encima de los \$100 dólares el barril (\$104.35 junio 2014, referenciado a WTI), el gas natural alcanzó los \$4.66 dólares por millón de BTU (Henry Hub, abril 2014), el cobre, algodón, trigo y maíz siguen estas tendencias de aumento. En conjunto, los precios de las materias primas han aumentado en los últimos años, haciendo énfasis en aquellos correspondientes a los recursos energéticos.

Crear que se puede vivir perpetuamente en un mundo finito con recursos que tienen límites físicos y restringidos, es la condición con la que se ha morado el planeta. Si bien a lo largo de 150 años los recursos energéticos, principalmente el petróleo han sido factor primordial para el desarrollo de la humanidad, permitiendo el acceso a una energía focalizada y de bajo costo, que se presume como el motor de las sociedades del siglo XX y XXI.

Los mercados han hablado en este mundo finito, el crecimiento constante de la población, la emergencia de nuevas economías y la oferta limitada de materias primas, generan picos en el precio de estos, promoviendo sociedades en las que la generación de riqueza se basa en el consumo de grandes cantidades de energía. El mundo se encuentra sesgado. Pues el consumo de energía acompaña al crecimiento de la producción industrial, doméstico y de transporte, reflejado en un aumento en las necesidades económicas y sociales de la población, un desigual abastecimiento de energía, especialmente para países con estructuras económicas incapaces para la explotación de recursos, elevados precios para el petróleo, baja competitividad en el costo del gas natural y crecientes déficits comerciales.

La cotidianidad reescribe muchos de los principios más arraigados del sector energético. Una correcta combinación de formulación de políticas, tecnologías e inversión puede transformar la matriz energética, de modo que las mejoras en calidad de vida sean equitativas para la población mundial, pero que mantenga un desarrollo sustentable y sostenido. Para la situación, México forma parte de este escenario. El tener una historia en la explotación de hidrocarburos es un estigma que lo puede catapultar o abatir.

Este estudio se enfocó al análisis de la influencia política regional, así como panoramas internacionales que influirán en la postura legislativa existente en México, mientras que la aceptación de una reforma a estas jurisdicciones prepara al país para la participación de capital privado nacional e internacional. Que podría desembocar en una integración regional del bloque de América del Norte. Se estructuraron tres capítulos y un cuarto, referente a un caso de estudio.

El primer capítulo se dedica al análisis de las tendencias energéticas actuales y sus perspectivas de acuerdo al World Energy Outlook (WEO-2011), prestando especial interés en el gas natural y petróleo, analizando: recursos, producción, demanda, procesamiento y comercio internacional.

El objetivo de este primer capítulo es describir de manera breve el espectro del balance energético a nivel mundial y las implicaciones que tendrán las tendencias energéticas y climáticas en 2035. Se postularon tres escenarios energéticos que contrastados ofrecen soluciones y orientación en el diseño de políticas que coadyuven el desarrollo sostenible energético y de tecnologías que disminuyan el impacto ambiental, de bajo costo y de procesamiento sencillo. Mientras el petróleo siga como la principal fuente de energía, éste permanecerá en los planes de desarrollo de todos los países cuyo grado de industrialización se encuentre ligado a este.

El capítulo segundo, tiene como finalidad ofrecer una visión general del sector petrolero en México, la situación actual de PEMEX, el contenido y perspectivas de la reforma energética aprobada por el Congreso mexicano en diciembre de 2013. Así también discutir los problemas específicos que enfrenta la industria nacional del petróleo y gas. Fundamentado en la historia de México y su estrecha relación con el petróleo. En éste se tomarán y explicarán los focos rectores en el ámbito petrolero de México, las pautas permisibles que tuvieron lugar para generar el marco regulatorio actual, la inserción de PEMEX en el escenario: su regulación y las condiciones de las reservas nacionales de hidrocarburos.

Uno de los principales problemas al analizar la situación del petróleo en México, al menos del sexenio de López Portillo al actual de Enrique Peña Nieto, es la posición que asumen los diferentes actores y analistas de esta vital industria. Si leemos la posición oficial, los puntos de vista son oficialistas y limitados; si analizamos la posición empresarial (apoyada por el PAN y ahora también por segmentos del PRI), la mayoría se sienten insatisfechos por la apertura del sector al capital privado nacional e internacional; si atendemos las opiniones de los actores de izquierda, prácticamente critican cualquier acción gubernamental en la materia.

Si profundizamos sobre la condición económica y financiera en que ha quedado el país después de varios sexenios desastrosos, llegamos a la conclusión que los espacios de acción cada vez se reducen más. Al margen de ideologías, la realidad nos demuestra que los principales campos que abastecen la producción nacional están en declinación. Bajo estas premisas se analizó lo que en materia de petróleo el país vivió y las reformas jurídicas que se llevaron a cabo a partir del sexenio de Miguel de la Madrid.

El capítulo tres tiene el objetivo de sintetizar la legislación vigente en México y así analizar los escenarios y propuestas de modificación a esta. Para poder vislumbrar el beneficio general del país que conlleva, haciendo énfasis en los modelos de contratación que se exhibirán al surgir una reforma en 2013 que permite la participación de otros actores en el sector petrolero nacional y su contraste con la situación actual, con PEMEX como operador único.

El cuarto capítulo corresponde a un caso de estudio, donde se utilizó el Índice de Especialización en la Producción (IEP), para analizar la competitividad regional del mercado de gas natural en América del Norte. Y así poder estimar las consecuencias de una integración regional entre Canadá,

Estados Unidos y México. En un orbe donde las diferencias regionales en el precio por la energía inciden en la competitividad. ¿México cuenta con lo necesario?

Se prevé que los combustibles fósiles sigan satisfaciendo una parte preponderante de la demanda mundial de energía, por encima de las limitaciones de los yacimientos o de las consecuencias para la conexión energética y ambiental, debidas a su uso.

Como comentario final y muy particular el desarrollo de este trabajo deja un grato sabor, más allá de considerar ser un tema complejo y no tan socorrido. Permitió el vislumbrar los retos que esta y futuras generaciones de ingenieros enfrentarán y se brinda una opinión bien fundamentada respecto a la industria petrolera en México.

La ingeniería petrolera como tal, es una actividad que involucra diversas áreas de conocimientos, no obstante, es usual que el actual egresado de la carrera: Ingeniería Petrolera, prefiera dedicar tiempo a preparar y perfeccionar tesis técnicas, para desempeñar un trabajo en campo. Sin antes entender que el verdadero valor de lo que se extrae se encuentra en situaciones históricas, culturales, legales, económicas y sociales. Que son también parte de los conocimientos que logran por construir el correcto perfil de un ingeniero petrolero.

Capítulo I: Contexto internacional de la energía del petróleo y del gas natural

“En 1859, la especie humana descubrió un enorme cofre del tesoro en su sótano: el petróleo y el gas, unas fuentes de energía que se encontraban con facilidad y a bajo costo. Hicimos, al menos algunos de nosotros, lo que nadie hace con un tesoro en el sótano, sacarlo y despilfarrarlo”. Kenneth Boulding, “Ecodinámica”

Este primer capítulo tiene la gestión de exaltar la importancia social, económica y política que tiene el petróleo, su necesidad de consumo así también el comprender el por qué es un eje rector en la sociedad hoy día. Para lograr este objetivo se analizó a los grandes países productores, a los grandes consumidores y la problemática ante la declinación de reservas y sus actitudes para hacer frente a un pico petrolero inminente y apresurado.

Se analizó la distribución espacial de las reservas, producción y consumo de petróleo y gas natural, con la intención de indicar un futuro y tendencias en el uso. Tomando como fundamento el documento “World Energy Outlook 2011” de la Agencia Internacional de Energía (IEA), el cual contempla proyecciones al año 2035 bajo 3 escenarios:

- **Un escenario con la continuación de políticas actuales**
- **Un segundo escenario denominado 450, que considera la meta de limitar el incremento del calentamiento global a 2° grados centígrados por sobre el nivel de la época pre-industrial.**
- **Y un tercer escenario, (sobre el que mayormente abundaremos en este documento) que se denomina "Nuevas Políticas". En el cual los gobiernos asumen compromisos para implementar las medidas necesarias para diseñar el futuro energético en una forma cautelosa.**

El vínculo inminente entre energía y geopolítica

La historia de la humanidad se cuenta a lo largo de millones de años. La evolución de ésta desde formas muy primitivas de conducta, ha alcanzado el avance presente, debido a que su desarrollo ha ido a la par de las diversas clases de energía de las que se podía disponer. Dicha capacidad energética marcó la sociedad de cada época. Creando un lazo biunívoco en la interacción energía-sociedad. Con el paso del tiempo las formas de energía fueron transformadas y nuevas fueron descubiertas.

El veloz crecimiento de la sociedad durante los últimos siglos, fue génesis del uso excesivo e inmensurable de energía fósil. A la par de su desarrollo, la colectividad moderna se vio en la necesidad de obtener más energía mientras que las reservas de energéticos no renovables menguaban. Durante este proceso nuevas potencias han emergido, como una fuerza movilizadora en los mercados internacionales y en la geopolítica mundial. Dependientes y exigentes de una parte del botín, como ente de seguridad y liderazgo, creando inseguridad y vulnerabilidad ante una mayor dependencia. En consecuencia el hablar de energía es hablar de geopolítica, pues no es posible resolver los problemas globales sin plantear la cuestión energética. Sería netamente especular de expansión regional y mundial, si no se vinculasen los suministros de recursos energéticos. Lo anterior marca la importancia como materias primas a el petróleo y el gas natural. Que han sido y siguen siendo, geopolíticamente, el más importante de los bienes a poseer.

Existe toda una narrativa sobre lo que refleja el petróleo (y futuramente el gas natural). Pero el trascendental significado, es la búsqueda del poder económico y político, una estabilidad para el desarrollo, una impávida postura ante el comercio internacional y como seguridad política en cada país.

Geopolítica

El término geopolítica incluye todo un campo de conocimientos y erudición de diferentes disciplinas: ciencias sociales, geografía, historia, acontecimientos, relaciones interpersonales del ser humano y la interacción de este último con el territorio. La eclosión del vocablo es respuesta a la interrogante de un Estado acerca de su posición en el ordenamiento global, entorno político y económico; una herramienta para el ejercicio de su poder y la creación de proyectos con estrategia y prospectiva a escenarios de mediano y largo plazo.

La importancia del factor energético (tomando relevancia a partir de las crisis mundiales de 1967 y 1973) se consolida en la época, con el aumento inusitado de los precios del petróleo. En la actualidad, debido a la nueva geopolítica en medio Oriente, a la estrategia del control de la producción de crudo por parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y al incremento de la demanda en economías emergentes como China e India.

El tema energía representa una paradoja para el mundo. Y uno de los problemas cruciales (si no el más desafiante) que está enfrentando y frenando al actual modelo, es la necesidad de transitar hacia

una nueva matriz energética, más amigable con el medio. Aunado al cambio de los actores principales en el dominio de reservas y consumo.

En un sentido la energía postula una solución: herramienta generadora de estabilidad, bienestar económico, social y tecnológico. Su contraparte: desigualdad, menor desarrollo y problemática ambiental. Si bien al hablar de la necesidad energética se debe realizar por segmentos correspondientes a cada bloque regional, pues se debe entender la cantidad de energía que cada uno consume, sus fuentes y recursos energéticos, así como la densidad poblacional que domina. El mundo se puede dividir en regiones o en bloques económicos de cooperación para el estudio de indicadores financieros, políticos, culturales e incluso energéticos.

África, Asia Pacifico, Europa-Eurasia,
Centro y Sur América y Norte América

OCDE

OPEP

Tabla 1: Elaboración propia con información de IEA.

A pesar de que las diferencias son marcadas en cada región o bloque (cultural, social, económica, geográfica, etc.). La que ha preponderado siempre, ha sido el inequitativo acceso y disposición de energía, esta desigualdad significa que siempre existirá una dinámica para mediar. Históricamente se ha hecho frente a través de un proceso de cooperación en beneficio mutuo entre países, bloques y regiones; el intercambio de bienes-servicios y los acuerdos internacionales son ejemplos de cooperación. Existen casos, también, donde la integración o alianza es impulsada por una problemática común. Caso que se ha remarcado en los últimos años, para el sector energético global.

Ante un aumento excesivo y desigual uso de energía, se debe cuestionar, ¿El planeta cuenta con la capacidad natural para abastecer la demanda?, ¿Dónde y quienes contarán con energía? ¿Cómo se va a distribuir? ¿Cuánto costará producirla? ¿Cuáles son los mejores aliados, frente a un impacto negativo? Estas son preguntas que los esquemas sociales tienen que responder, sin prescindir de 3 variables:

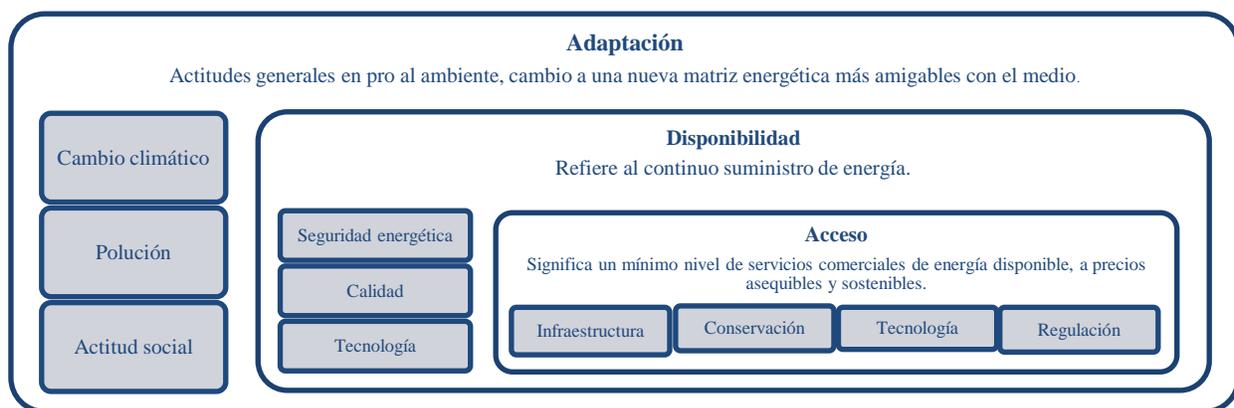


Tabla 2: Elaboración propia con información tomada de: “Deciding the Future: Scenarios to 2050”, Officers of the World Energy Council

Demanda energética

La sociedad moderna ha permitido desplegarse a través de un régimen energético fósil. En un principio: el carbón, permitió la revolución industrial, seguido por el petróleo y posteriormente gas

natural. Esta segunda era energética, se finco en la existencia de oferta y demanda pues existían principalmente 2 bloques: países productores OPEP -países consumidores OCDE (Véase Anexo 1) y en años más próximos la existencia de consorcios petroleros que han caracterizado esta industria.

Desde 1990 la expectativa energética se ha encontrado sometida a nuevas y constantes suposiciones sobre la población mundial, los precios del petróleo y el gas, cambio climático y el desarrollo de tecnología. Haciendo evidente que los verdaderos problemas que se presentaran en un escenario futuro, dependerán principalmente de la aparición masiva de nuevas economías con altas demandas de energía, el mercado internacional poseerá cada vez menos proveedores de recursos y la explotación de estos tendrá costos más altos.

A pesar de la incertidumbre sobre las perspectivas de crecimiento en el corto plazo, la demanda de energía aumentará en gran medida. Intensificándose en un 40% adicional en el periodo 2010-2035 (consumo en 2012: 12,476.6 [Mtoe] millones de toneladas equivalentes de petróleo). Con el supuesto de que la población mundial se incrementará en 1 700 millones (población actual cercana a los 7, 235 millones de personas) y el promedio de crecimiento del PIB (general), será a una tasa anual del 3.6%, generando cada vez una mayor demanda de energía para servicios y movilidad.

África

A pesar de ser una región rica en recursos naturales, continua como el bloque menos desarrollado en el mundo; resultado de la falta de inversión en infraestructura, marcos institucionales endebles y poca participación del sector privado en la producción de energía y servicios. La seguridad de suministros y venta de energéticos a un costo aceptable (económico y ambiental); es elemento clave para el desarrollo en África.

- **Acceso:** Alrededor de un tercio de su población tiene acceso a servicios modernos de energía (países del norte y sur de África).
- **Disponibilidad:** El crudo domina la mezcla de energía primaria y seguirá siendo la principal fuente comercial durante los próximos años. Existe un panorama de acercamiento a gas natural e hidroeléctrico pero la inversión requerida es significativa.
- **Adaptación:** Altas emisiones de carbono, desertificación y la deforestación; relacionadas con el uso de energía, provenientes de la generación térmica, transporte y de la quema de biomasa.

De acuerdo con el escenario “Nuevas Políticas”, África presentará un aumento poblacional de 2.1% de 2009-2035, constituyendo el mayor crecimiento demográfico mundial en el periodo. Su consumo energético se prevé alcance los 915 Mtoe, donde 4MMb/d de petróleo y 161 MMMm³ de gas natural conforman parte de la mezcla energética de la región. Las producciones de países No OCDE fluctuarán cercanas los 1.8 MMb/d y 442 MMMm³, obteniendo la mayor aportación de países OPEP-África (3.6 MMb/d).

Asia Pacifico

La región asiática es diversa económica, social y geográficamente pero el problema energético es común, variando de intensidad en cada sub-región. Su nivel de desarrollo, se valora en un rango medio, lo que demuestra la necesidad de mejoras incluyentes.

- **Acceso:** Los países desarrollados tienen acceso a energía de manera segura, eficiente y en su totalidad; el resto de las economías (no desarrolladas), presentan inconsistencias y desabasto de energía. Por lo que las tendencias, serán medidas enfocadas a proporcionar acceso confiable para la mayoría de la población.
- **Disponibilidad:** El crecimiento de la región presenta un reto mayor, ya que la demanda y oferta de energía, dependerá de China, India y Japón, principalmente.
- **Adaptación:** Hay grandes esperanzas para la difusión de fuentes de energía renovables con poca carga ambiental, como la energía hidroeléctrica, geotérmica y en algunos países, nuclear. Sin embargo, es difícil estar a la par con los recursos fósiles, debido a mayores costos e inversiones para su aplicación.

La necesidad de energía en Asia es ahora de 4753.2 Mtoe (2011), con la más alta cuota de consumo en carbón (2464.2 Mtoe), seguido por petróleo (1336.6 Mtoe) y gas (534.2 Mtoe). La prospectiva plantea un aumento en el consumo para 2035 a 7623 Mtoe, consecuencia del incremento poblacional (0.7% en el periodo). El consumo de crudo alcanzará los 35.8 Mb/d en 2035. Mientras el gas natural los 1282 MMMm³, contrastado con los mínimos márgenes de producción para gas natural y petróleo, estimados en 932 MMMm³ y 5.2 MMb/d para 2035.

Medio Oriente

Una de las regiones más convulsas del mundo en las últimas décadas y con un nivel de desarrollo moderado. Forja un panorama árido y a la vez ventajoso para los próximos años, por dos factores: la no estabilidad social y política, resultado de conflictos internos y la riqueza petrolera que pondera en su subsuelo.

- **Acceso:** Estadísticamente se muestra un incremento en el número de personas que han recibido acceso a energía durante los últimos años (dicha evolución no es clara). Aun en la región hay países que no cuentan con total abastecimiento.
- **Disponibilidad:** El crudo y gas natural dominan la mezcla energética interna (98%-2011) y seguirán siendo fuente comercial y de consumo durante los próximos años.
- **Adaptación:** Se está aceptando con lentitud, el uso de energías renovables. En especial en países que no cuentan con reservas de combustibles fósiles, generando un cambio a favor de tecnologías para desarrollo de otras energías (solar, eólica, nuclear, etc.).

Se espera que el uso de energía en la región incremente de 727.4 Mtoe (2011) a 1000 Mtoe en 2035, consecuencia del crecimiento poblacional (1.6% en el periodo). Teniendo mayor participación en la producción de crudo de hasta 36 MMb/d y 773 MMMm³ de gas natural en 2035.

Europa y Eurasia

Integración de economías de un alto nivel de desarrollo, con un agudo consumo de energía, diferentes tendencias y estructuras económicas. Consecuentemente existen amplias discrepancias en metas y objetivos, incluyendo la definición de seguridad energética.

- **Acceso:** La mayoría de los países de Europa occidental (Rusia es el proveedor mayoritario) tienen acceso al 100% de su demanda energética, mientras que economías más al este, muestran menor accesibilidad.
- **Disponibilidad:** Interdependencia entre Rusia y la región. La experiencia con interrupciones en el suministro energético ha demostrado la inconveniencia de la relación (nuevo capital de inversión y diversificación de abastecimiento).

- **Adaptación:** La búsqueda y aplicación de nuevas fuentes de energía (renovables) y tecnologías más eficientes, pretende romper el ciclo de dependencia a la que se han orientado. Una regulación fuerte, basada en la disponibilidad del mercado; es garantía para el capital social y el ambiente.

Para el periodo Europa y Eurasia no presentan significativas fluctuaciones en su nivel poblacional, pero si su demanda energética (2928.5 Mtoe-2012). Alcanzando los 3275 Mtoe en 2035, donde el uso de gas natural (1083.3 MMMm³) y crudo (14 MMb/d-2012) crecerán a una tasa de 1.1% y .7% anual, respectivamente.

Centro y Sur América

La inequitativa distribución de energía se extiende en toda la región (desarrollo medio); apenas el 79% (2009) de su población vive en zonas urbanas.

- **Acceso:** Alto grado de acceso a energía comercial, pero no se difunde de manera uniforme. Principalmente por las diferencias económicas entre países. Los gobiernos sinérgicamente han buscado bajar tarifas y costos para incluir cada vez a más población.
- **Disponibilidad:** Cuenta con importantes fuentes de energía, pero su distribución está lejos de ser equitativa, razón por la que se ha continuado el uso de carbón vegetal en zonas marginadas.
- **Adaptación:** La región cuenta con una serie de logros en el uso de biocombustibles para transporte y en energía hidroeléctrica, resultando en años anteriores (2009) en emisiones de CO₂ relativamente bajas.

El consumo de energía regional, se prevé llegue a los 829 Mtoe (665.3 Mtoe-2012) en 2035, consecuencia del crecimiento poblacional en 0.8%, de la misma forma el consumo en gas natural se especula tome valores de 233 MMMm³.

América del Norte

Presenta un desarrollo promedio alto; no obstante una de las economías integrantes debe hacer esfuerzos que lo dirijan a estándares económicos similares al resto de sus integrantes.

- **Acceso:** En los 3 países integrantes los recursos energéticos son extensivos, lo que ha contribuido a un desarrollo económico promedio, particularmente en EE.UU. y Canadá. En México hay una mayor preocupación, cerca de un 5 % (2009) de la población no tiene acceso a electricidad. Para Canadá y Estados Unidos, los casos (son menores) donde el acceso es un problema que refiere a cuestiones de aislamiento o costo.
- **Disponibilidad:** Hay 2 problemas con respecto a la seguridad del abastecimiento energético: el primero es en relación con el grado de dependencia de importaciones de petróleo de otras regiones en Estados Unidos; el segundo es la vulnerabilidad de los sistemas energéticos (la demanda ha continuado creciendo, mientras la oferta no se ha mantenido).
- **Adaptación:** La proyección a futuro es la explotación de recursos no convencionales, metodologías para la recuperación mejorada y secundaria intrusivas, plantas de energía nuclear y el acercamiento a zonas de veda ecológica.

En términos de valores, se espera que América del norte consuma en 2035-2864 Mtoe (23040 Mtoe-2012), donde el consumo de crudo será reducido a una tasa promedio de 0.6% anual alcanzando en el cierre del periodo 19.3 MMb/d en contraste con los 23.04 MMb/d en 2012. Para el gas natural la situación es contraria, fluctuando a 951 MMMm³ en 2035 en comparación de los 906.5 MMMm³ en 2012.

Región	Petróleo					Gas Natural				
	Consumo (MMb/d)		Producción (MMb/d)		Reservas (MMMb)	Consumo (MMMm ³)		Producción (MMMm ³)		Reservas (Bm ³)
	2012	2035	2012	2035	2012	2012	2035	2012	2035	2012
América del Norte	23.04	19.3	15.55	16.6	220.2	906.5	951	896.4	932	10.8
C. y S. América	6.533	5.9	7.359	10.3	328.4	165.1	233	177.3	269	7.6
Europa y Eurasia	18.54	16	17.21	16.9	140.8	1083.	1501	1035	1401	58.4
Medio Oriente	8.35	9.2	28.27	37	807.7	411.8	622	548.4	773	80.5
África	3.52	4	9.442	10.3	130.3	122.8	161	216.2	442	14.5
Asia Pacífico	29.78	35.8	8.313	5.2	41.5	625	1282	490.2	932	15.5
Total	89.77	103.7	86.152	96.4	1668.9	3314.4	4750	3363.9	4750	187.3

Tabla 3: Elaboración propia con información de la IEA WEO 2011 y BP Statistical review 2013. Panorama Mundial 2012-2035.

Para el mismo periodo se estima que el 90% del crecimiento de la demanda de energía se concentrará en países no miembros de la OCDE; China (no miembro) consolida su posición como mayor consumidor de energía y el mayor importador de petróleo en el mundo. En 2035 se prevé tenga un consumo mayor al doble del presentado por Estados Unidos (consumo energético: EE.UU.= 2208.8 Mtoe, China= 2735.2 Mtoe en 2012), aún cuando el consumo per cápita en China será por debajo de la mitad del consumo de los norteamericanos.

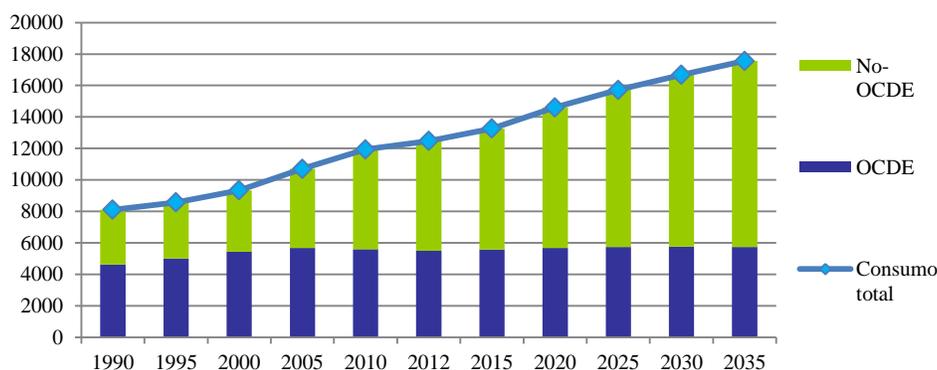


Ilustración 1: Elaboración propia, información de BP, Statistical review of World Energy 2013 “Consumo Mundial de energía 1990-2035” (Mtoe).

La era de los combustibles fósiles está lejos de terminar, pero su preponderancia declinará de una participación en el consumo de combustibles del 85.15% en 2012 (32.7% corresponde a crudo, el carbón superó al gas natural consumiéndose un 29.08% del total, mientras que el gas solo representó un 23.35%), al 75% en 2035. El gas natural será el único combustible fósil que incrementará su participación en el periodo.

El escenario supone que el precio promedio del crudo permanecerá alto, siendo del orden de \$120 (dólares de 2011) dólares por barril en 2035. Aunque la práctica dicte una probable volatilidad del precio (el costo de llevar petróleo al mercado crece al enfrentarse con fuentes más difíciles y costosas para restituir la capacidad operativa y satisfacer el crecimiento de la demanda). La demanda de petróleo subirá de 89.77 millones de barriles diarios (MMb/d) en 2012 a 99 (MMb/d) en 2035, siendo los países con mayor demanda: China, Estados Unidos, Japón e India, mientras que para el gas natural: Japón, Italia, Alemania y Estados Unidos, despuntarán en la lista.

La producción de crudo convencional se espera permanezca en los niveles actuales, antes de declinar a 68 MMb/d en 2035. Para compensar la declinación en la producción de los campos existentes se requerirá adicionar 31 MMb/d, que provendrán de fuentes no convencionales y condensados de gas natural; dimanando de Venezuela, Brasil, y Canadá, principalmente.

Panorama mundial

En los últimos años el petróleo ha presentado grandes e importantes fluctuaciones en el mercado internacional, debido a la dinámica que se vive en cada nación y sus economías. Pues su gama casi infinita de productos derivados, le convierten en uno de los factores más importantes del desarrollo económico y social.

OCDE

El uso de petróleo en los países OCDE decrecerá; a consecuencia del incremento del consumo en el sector transporte de economías emergentes. La dependencia de importaciones de petróleo en diversas regiones incrementará las preocupaciones sobre el costo y seguridad de los suministros.

	2012		2035	
	OCDE	No OCDE	OCDE	No OCDE
Consumo	45.58	44.187	35.8	54.5
Producción	19.49	66.65	18.9	28.8

Tabla 4: Elaboración propia, información de IEA WEO 2011 y BP Statistical review of world energy 2013 “Perspectiva crudo: OCDE 2012-2035” MMb/d.

OPEP

La necesidad de traer nueva capacidad de producción en el escenario “Nuevas Políticas” es mucho mayor que el incremento en la producción proyectado; como resultado, en números duros la capacidad adicional requerida para mantener el nivel de producción actual (89.7 MMb/d-2012) será de 5 MMb/d en 2020 y de 14 MMb/d en 2035. Dicha capacidad adicional provendrá en gran medida de campos ya descubiertos pero aún no desarrollados, principalmente de países miembros de la OPEP (proyección derivada del análisis de perfiles de producción de diferentes tipos de campos en cada región).

Producción (MMb/d)	2012	2035			
	Total	Total	Convencional	LGN	No convencional
OPEP	37.4	48.7	34.7	11	3
No OPEP	35.08	47.7	33.1	7.5	7

Tabla 5: Elaboración propia, con información de IEA WEO 2011 y BP. “Producción de petróleo, por origen OPEP 2012-2035” MMb/d

La mayoría de países OPEP acrecentarán su producción en el periodo, cuyos destinos de uso se reflejara en países No-OPEP. Las regiones con decremento en su producción serán Asia pacifico y Europa.

Hay mucha menos incertidumbre en la perspectiva del gas natural, tanto en la oferta como en la demanda. La producción de gas se proyecta alcance los 4,750 MMMm³ en 2035 (3,363.9 MMMm³ 2012), teniendo su mayor consumo en países No-OCDE.

MMMm ³	2012		2035	
	Producción	Consumo	Producción	Consumo
OCDE	1211	1588.3	1296	1841
No OCDE	2152.5	1726.1	3454	2909

Tabla 6: Elaboración propia, información de WOE -2011 y BP statistical review of world energy-2013; “Perspectiva gas natural 2012-2035” MMMm³.

- **China:** La promoción de políticas de diversificación de combustibles sustenta una mayor expansión del uso de gas en China; lo cual es satisfecho mediante una mayor producción interna y a través de un incremento en las importaciones de gas natural licuado (GNL), por medio de gasoductos que provenientes de Eurasia. El comercio mundial se duplicará en el periodo, y un tercio del total en el incremento es resultado del mercado chino.
- **Rusia:** Aparece como el mayor productor de gas en 2035 y aporta la mayor parte del suministro global, seguido por Qatar, Estados Unidos y Australia. La prospectiva de una significativa demanda internacional y altos precios de combustibles, parecieran garantizar una posición privilegiada para Rusia. Sin embargo, los retos no serán menos impresionantes que el tamaño de sus recursos. Los campos del Oeste de Siberia, que constituyen la parte medular de sus recursos de petróleo y gas, declinarán y será necesario el desarrollo de una nueva generación de campos de alto costo.

El pico de producción de petróleo para este país llegará en años inmediatos al cierre del periodo (2035), alcanzando apenas los 9.1 MMb/d (10.64 MMb/d en 2012). Su producción de gas incrementará a 860 mil millones de metros cúbicos en 2035, convirtiendo a la Península de Yamal en el nuevo pilar del suministro ruso. En cuanto a los socios comerciales, actualmente (2012) la mayor parte de las exportaciones rusas son para países del occidente de Europa, tomando fuerza un cambio hacia mercados asiáticos. Del total de las importaciones que realiza China, la de Rusia, se estima crecerá un 20% en 2035, mientras que para la Unión Europea, disminuirá del 61% al 48%. (Véase Anexo 2)

- **Estados Unidos:** Las importaciones de petróleo por Estados Unidos, el mayor importador actual (19.1% del total mundial, 10.5 MMb/d-2012), disminuirán conforme al mejoramiento en eficiencia y nuevas provisiones (como el shale oil).

Globalmente, la dependencia crecerá respecto a un número pequeño de productores, principalmente de la región del Medio Oriente y Norte de África (MENA), con petróleo embarcado a lo largo de rutas de suministro vulnerables.

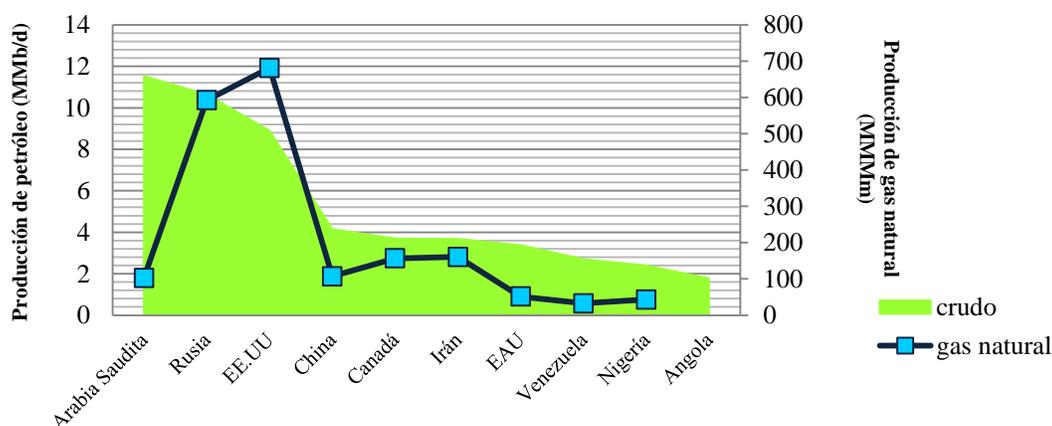


Ilustración 2: Elaboración propia, información de IEA; “Principales productores de crudo y gas natural en 2012” MMMm³ y MMb/d

Perspectiva del mercado del petróleo

La producción de petróleo alcanzará los 99 MMb/d en el periodo proyectado, un crecimiento de 12.85 MMb/d aproximadamente con respecto a 2012. La aportación a la producción global será creciente para condensados del gas natural y de las fuentes no convencionales.

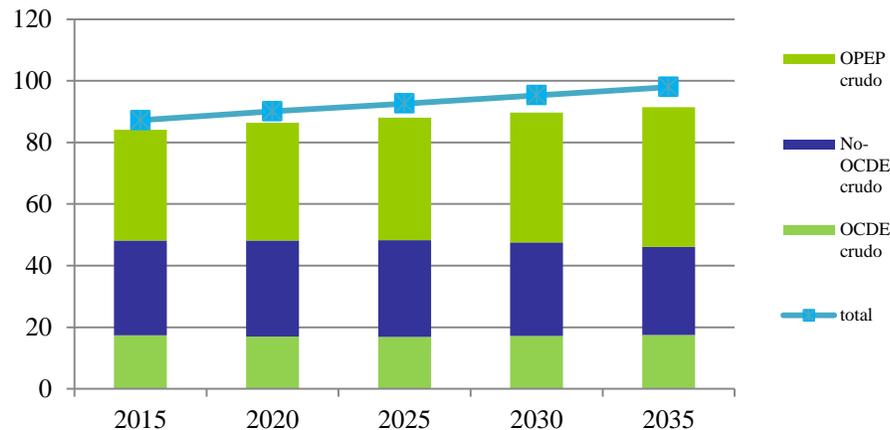


Ilustración 3: Elaboración propia, información de IEA, “Producción y proyección de crudo por grupo” MMb/d

Suministro recursos y reservas

En el año 2012 las reservas probadas mundiales de petróleo se ubicaron en 1,668.9 miles de millones de barriles (MMMb), se incrementaron casi 1% respecto al 2011 (1,654.1 MMMb). Teniendo una producción mundial de 86.152 millones de barriles diarios (MMb/d-2012). Aportando Medio Oriente 32.5% del total, Europa y Eurasia un 20.3% y Estados Unidos 9.6% del total de acuerdo al BP Statistical Review of World Energy (BP, 2013).

En el mundo la extracción, producción, distribución y manejo de reservas de estos recursos se encuentra regulada y a cargo de los países que cuentan con las mayores reservas, o por diversas sociedades internacionales que con el paso del tiempo se formalizaron y crearon bloques de acuerdo a intereses similares.

Reservas mundiales de petróleo (MMMb)

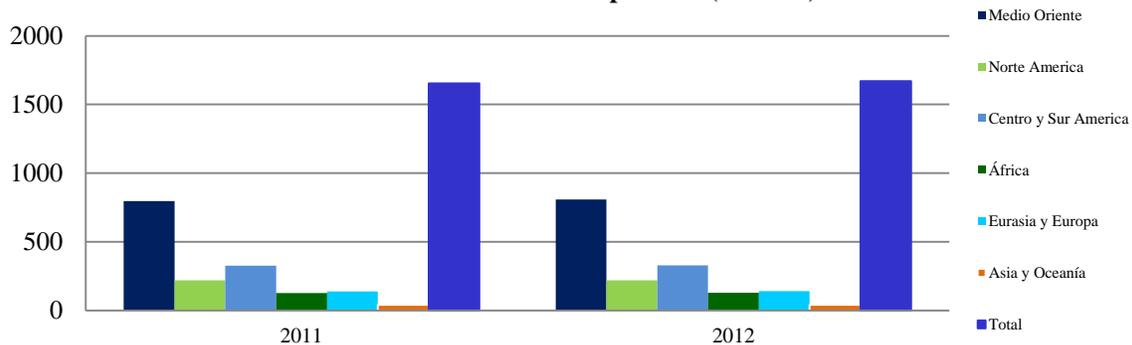


Ilustración 4: Elaboración propia, información de BP: statistical review of world energy-2013, “Reservas Mundiales de crudo” MMMb

Si bien para el año 2011 los países con mayores reservas probadas de crudo eran Venezuela (297.6 MMMb), Arabia Saudita (265.4 MMMb), Canadá (174.6 MMMb), Irán (137.62 MMMb), seguidos por Iraq (154.6 MMMb) y Kuwait (101.5 MMMb). En 2012 la distribución geográfica de las reservas probadas permaneció prácticamente sin cambio, conservando la primera posición Venezuela, secundado por Arabia Saudita, Canadá, Iraq e Irán.

El incremento de reservas registrado por Venezuela (17.8% del total de reservas mundiales), refleja los resultados recientes del proyecto Magna Carta, liderado por Petróleos de Venezuela (PDVSA), que revaloró la reservas de la franja de petróleo extra pesado del Orinoco.

Perspectivas de producción

Una de las preguntas más comunes en la retórica petrolera es sobre la capacidad de la geografía global, ¿esta será tan abundante para poder afrontar el futuro consumo energético?

La producción total de petróleo, junto con las adiciones de condensados (LGN) producidos conjuntamente con el gas natural y otros líquidos obtenidos del procesamiento, se empata con la demanda en el escenario definido en esta tesis y es por supuesto siempre menor que la capacidad de producción instalada.

El petróleo no convencional, tal como el que se obtiene de las arenas bituminosas de Canadá, el aceite extra pesado de Venezuela, los líquidos obtenidos de carbón (CTL, siglas en inglés) y los condensados resultado del crecimiento en la producción de yacimientos de gas húmedo, en algunos países, juegan también un creciente importante rol. Los biocombustibles serán también un colaborador importante al total de líquidos; con Estados Unidos produciendo casi la mitad de los biocombustibles en el mundo, particularmente en la fase final del periodo de proyección.

La producción en Sur y Centro América decrecerá conforme las cuencas maduras declinen y será compensada parcialmente por el incremento en la producción de las formaciones Pre-Sal en Brasil y la franja del Orinoco. La región del Caspio fortalecerá su rol como un productor y exportador clave a través del periodo proyectado. Kazakstán será importante en la capacidad de producción de petróleo, con un incremento en la producción de 1.72 MMb/d en 2012 a casi 4 MMb/d en 2035. Aunque las continuas disputas sobre el desarrollo de proyectos, generalmente plagados de sobrecostos y retrasos debido a complejidades técnicas podría reducir la expectativa.

Por país, Iraq suministra gran parte del incremento de la producción de crudo, esperado en la proyección. De la misma forma la mayoría de países OPEP acrecentarán su producción en el periodo, cuyos destinos de uso se reflejara en países No-OPEP.

Canadá presentará un crecimiento rápido en la producción de petróleo, a través del periodo, principalmente por medio de las arenas bituminosas (producción que crecerá de 3.7 MMb/d en 2012 a 5.3 MMb/d en 2035). Esto podría ser dificultado por los continuos debates acerca de los efectos ambientales ocasionados por su. Sin embargo, la industria canadiense del petróleo y los gobiernos provincial y federal, continúan en la búsqueda de formas de minimizar la huella ambiental y técnicas de extracción menos intrusivas.

Rusia y Arabia Saudita mantendrán su posición como sobresalientes productores de petróleo en el mundo por unos cuantos años más. Para Rusia, de una producción de 10.64 MMb/d en 2012 tendrá una ligera declinación a 9.1 MMb/d en 2035, en tanto se desarrollan proyectos denominados greenfield (Anexo 3) para mantener el ritmo de producción de campos maduros. La política fiscal rusa es un factor determinante para cuándo y que tan rápido su producción declinará; los términos actuales limitan el incentivo a la inversión cuando los precios de los recursos crecen (mayor participación al Estado).

La proyección en la producción de México indica que la declinación continuará en el periodo, debido al lento desarrollo de nuevos proyectos (producción en 2012-2.911 MMb/d y para 2035-2.5 MMb/d). Situación que se puede corregir conforme se integre el potencial de recursos en el sector de aguas profundas. Por muchos años la producción de nuestro país descansó sustantivamente en el campo súper gigante costa fuera: Cantarell (Anexo 4), descubierto en 1971. La producción del Activo Cantarell (pico de producción 2.136 MMb/d-2004) ha declinado en alrededor de 1.6 MMb/d (454.1 Mb/d-2012) en la última década. Esto ha sido parcialmente compensado por la producción del complejo adyacente Ku-Maloob Zaap.

La legislación petrolera en México ha tenido 2 reformas sustanciales en los últimos años (2008-2013). La primera buscó permitir a PEMEX, la compañía estatal mexicana de petróleo, la firma de contratos de servicios integrados (incentivados) con otras compañías petroleras, para reactivar el potencial de campos maduros en tierra (agosto-2011). La segunda reforma y más reciente, espera la licitación de contratos de mayor envergadura y diversidad de modalidades en el futuro, que podría tener un impacto trascendente en la producción del país.

En los Estados Unidos, la declinación en la producción de cuencas maduras convencionales de Alaska y en los 48 estados contiguos del territorio, será efímeramente compensada por el crecimiento en los suministros de shale oil-gas (Ver Anexo 5), la producción creciente de LGN y de aguas profundas en el Golfo de México, que reinicia su crecimiento después del desastre del Deepwater Horizon en abril de 2010.

Habrá un mayor potencial para incrementar la producción de todas estas fuentes, si los productores de shale gas encuentran formaciones con mayor contenido de condensados (LGN), formaciones compactas productoras de crudo ligero (tigh sand) y un mayor número de descubrimientos en el Golfo de México.

La declinación en la producción europea está bien definida; disminuyendo de 1.928 MMb/d en 2012 hasta a los 1.2.MMb/d en 2035. Un balance con la adición de LGN y el posible desarrollo de descubrimientos en la frontera con Groenlandia, el mar de Barents o por la explotación de shale, mediaría la perspectiva.

En la región Asia-Pacífico la producción de aceite convencional, particularmente de Australia permanecerá, entre los 0.5 MMb/d, la producción en 2012 fue de 458 mil barriles al día. La expectativa que China mantenga hasta 2025 una producción de 4.15 MMb/d, se refuerza con el aporte que realizaran los recursos no convencionales.

Hay algunos desarrollos prometedores en los países de África No-OPEP, en particular costa afuera en el Oeste de África (Ghana, Camerún y en forma más especulativa en Liberia, Sierra Leona y Santo Tomás y Príncipe) y en el Este de África (particularmente en Uganda y Tanzania). Colectivamente, su contribución servirá para soslayar la declinación en la región, de 2.07 MMb/d en 2012 a 1.8 MMb/d en 2035.

Producción de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)

De acuerdo con el escenario “Nuevas Políticas”, los países pertenecientes a la OPEP, en forma agregada, sustentarán el incremento en la producción global para el periodo 2010-2035. En consecuencia, la participación de la OPEP, crecerá constantemente de 37.4 MMb/d en 2012 a 48.7 MMb/d en 2035. Donde el incremento emanará principalmente de países de Medio Oriente, con una producción por arriba de los 36 MMb/d (26.79 MMb/d-2012).

El potencial en la producción de crudo en Iraq es inmenso, pero su explotación depende de que se consolide la paz y estabilidad del país, incluyendo la resolución del debate acerca del estatus legal de los contratos otorgados por el Gobierno Regional del Kurdistan (KRG por sus siglas en inglés). Permanecerá como uno de los países con mayores recursos y menos explorados, alrededor de 80 campos han sido descubiertos y sólo 30 se encuentran en producción. Sus reservas probadas eran de 150 mil millones de barriles en 2012, pero el potencial de recursos es mucho mayor.

La producción Iraquí ha crecido de 2.49 MMb/d en 2010 a 3.11 MMb/d en 2012, esperando producciones de 7 MMb/d en 2035. Por otro lado; sí se aceptan todos los Technical Support Contracts –TSCs- (Véase Anexo 6) propuestos y operan de acuerdo a su calendarización, la capacidad alcanzaría más de 12 MMb/d en 2017. Sin embargo, dados los retos de infraestructura, logística y seguridad, el objetivo originalmente definido, no será alcanzado y se discute una aspiración más realista de entre 6 y 7 MMb/d para 2017.

Arabia Saudita también participará en el balance con producciones de 11.53 MMb/d en 2012 a 13.9 MMb/d en 2035. La compañía nacional de petróleo, Saudí Aramco, será la responsable de la mayor parte de la inversión requerida para levantar la producción en las décadas siguientes, en tanto que las compañías internacionales de petróleo estarán involucradas en la producción, exclusivamente en la parte compartida con Kuwait (Zona Neutral Particionada) y en la exploración de gas.

La producción de petróleo de los Emiratos Árabes Unidos (EAU) se ha incrementado durante la última década, de 2.43 MMb/d en 2002 a 3.38 MMb/d en 2012. El principal productor de petróleo de los EAU, Abu Dhabi, ha manifestado su intención de acrecentar su capacidad de producción a 3.5 MMb/d en 2018. Por lo que reconoce que los nuevos desarrollos se están volviendo más complejos y requerirán el soporte continuo de las compañías de petróleo internacionales.

La tendencia de la producción de petróleo en Kuwait ha sido creciente, de 2.03 MMb/d en 2002 a 3.12 MMb/d en 2012, con pequeñas reducciones en 2009 (2.72 MMb/d) por restricciones de la OPEP. Este prominente país petrolero, tiene intensiones de aumentar su capacidad operativa por lo que examina la necesidad de inversión internacional. Al final de los 90’s, Kuwait ofreció contratos a las compañías petroleras internacionales para desarrollar y operar varios campos de crudos

pesados en su frontera al norte con Iraq. En un proyecto conocido como "Proyecto Kuwait"(Ver Anexo 7). La tendencia en su capacidad productora se dispara a los 3.6 MMb/d en 2035.

Irán es actualmente el segundo mayor productor de petróleo en Medio Oriente y tiene el potencial para intensificar su volumen de producción. No obstante, el actual aislamiento político y términos fiscales del país, desalientan la inversión extranjera y hacen improbable que el potencial se vuelva efectivo pronto. La inversión en el sector petrolero Iraní es escasamente suficiente para mantener la capacidad de producción, en tanto los campos maduros decaen. La mayoría de los ingresos por exportación de petróleo son destinados a financiar otros programas estatales, dejando a la compañía nacional, con escasos fondos para desarrollar nuevos campos e infraestructura.

La producción de crudo en Qatar ha crecido en forma modesta, principalmente por el desarrollo de campos costa afuera. El Campo Norte de Qatar (Ver Anexo 8)-el mayor campo gasero en el mundo- tiene grandes reservas de condensados, que probablemente van a alimentar el futuro crecimiento en la producción regional. Se proyectan tasas de explotación de 2.5 MMb/d para 2035 (1.96 MMb/d-2012).

La producción de petróleo en Venezuela ha declinado en la mayor parte de la década pasada, debido a la falta de inversión. Esto ha sido, en parte a la política nacionalista, la cual ha forzado a las compañías internacionales ya sea a ceder una cantidad significativa de su participación a la compañía nacional PDVSA o a dejar el país completamente; como es el caso de Exxon Mobil y Conoco Phillips. Se percibirá una leve caída en la producción de crudo convencional a través del periodo. Pese a esta declinación, se compensará con la explotación de petróleo no convencional, extra pesado de la franja del Orinoco, que ha atraído inversión de compañías extranjeras, en asociación con PDVSA. Pese a este interés, la política hermética y nacionalista sigue siendo un factor temerario para la inversión privada. La producción crecerá de 2.72 MMb/d en 2012 a 4 MMb/d en 2035.

Nigeria es el mayor productor de petróleo en África, produciendo del orden de 2.41 MMb/d en 2012 del Delta de Río Níger y costa afuera. Promedio que se afecta esporádicamente por conflictos civiles. La inversión también ha sido lenta dada la incapacidad de la Compañía Petrolera Nacional Nigeriana (NNPC) para solventar su parte de los proyectos desarrollados, con el modelo contractual de riesgo compartido. Con esta inquietud en mente, se proyecta una tasa de inversión lenta en el corto plazo y por tanto una ligera caída en la producción en el periodo. Se espera un repunte en el término del mismo, bajo el supuesto de que el clima de inversión mejore (2.8 MMb/d-2035).

El crudo de Libia es generalmente de calidad "ligero y dulce" (lo que significa que tiene una densidad de 34°API aproximadamente y bajo contenido de azufre), haciéndolo ideal para refinarlo a combustibles para transporte, de bajo contenido de sulfuro. Las proyecciones asumen una inversión antes de 2015, que permita que la producción se incremente gradualmente a los 2.1 MMb/d en 2035 (1.5 MMb/d-2012).

Se espera que otros países OPEP mantengan en mayor o menor medida, niveles estables de producción durante una parte importante del periodo, con variaciones que reflejen los recursos

individuales con los que están dotados. El potencial de producción tanto en Angola como en Ecuador está limitado, nuevos descubrimientos podrían modificar el panorama.

Comercio

El comercio internacional de petróleo (incluyendo crudo, LGN, petróleo no convencional, aditivos y productos refinados) está destinado a continuar con su crecimiento en el escenario de “Nuevas Políticas”. El comercio entre las principales regiones crece de 55.314 MMb/d en 2012 a más de 70 MMb/d en 2035; un incremento de más de 16.68 MMb/d en el periodo.

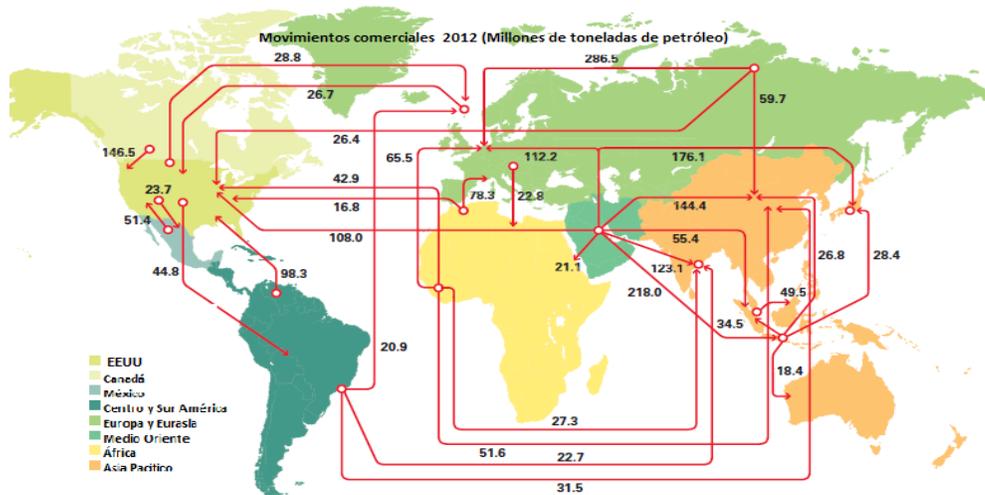


Ilustración 5: tomada de: BP, Statistical review of world energy 2013.

Las importaciones netas de China excederán los 13 MMb/d en 2035 (7.162 MMb/d en 2012). Las importaciones de India crecerán de 3.87 MMb/d a 10.57 MMb/d en 2035. La dependencia en las importaciones para el desarrollo de Asia, en conjunto, incrementará las necesidades de petróleo de un 56% en 2010 a un 84% en 2035.

Las importaciones europeas permanecerán relativamente constantes a 12.48 MMb/d (2012). Las importaciones netas de Norteamérica caerán de 11.89 MMb/d a 7.4 MMb/d en 2035, respaldado por la producción local de nuevas fuentes y la reducción del consumo y uso de petróleo como principal fuente energética.

Entre las regiones exportadoras, Medio Oriente verá el mayor incremento, expandiendo su mercado de 19.69 MMb/d en 2012 a 28.9 MMb/d al final del periodo proyectado. Las exportaciones de Centro y Sur América también progresan, 3.83 Mb/d en 2012 a 7 MMb/d en 2035. Gracias al disparo de la producción en Brasil.

La creciente dependencia en las importaciones de algunos países "No OCDE", particularmente en Asia, aumentan las preocupaciones acerca de la seguridad del suministro, con la dependencia de la región de Medio Oriente y Norte de África (MENA), el cual es embarcado a través de rutas de vulnerables, particularmente como el estrecho de Ormuz en el Golfo Pérsico, el estrecho de Malaca en el sudeste de Asia y el Golfo de Adén (entre Yemen y Somalia).

Tendencias en los costos de producción de petróleo y gas

Los costos de producción de petróleo y gas, tanto para operar la capacidad actual y ampliar suministros, han crecido reciamente y se asume que continúen incrementándose, contribuyendo a la influencia de precios. En los últimos 10 años, los costos en la producción se han duplicado, debido a incrementos en el costo de materiales, personal, equipo y servicios. Tales costos se correlacionan directamente al precio del petróleo como a los niveles de actividad de exploración y desarrollo.

El costo de producción incremental tiende a aumentar conforme los recursos de fácil acceso se agotan y el impulso se mueve a recursos complicados con geología menos favorable o en localidades remotas. El desarrollo de dichos recursos requiere procesos más complejos e intensivos en energía y con frecuencia nueva infraestructura, ya sea para alcanzar el recurso o para extraerlo y exportarlo al mercado. Las nuevas tecnologías y la innovación pueden actuar contra estas presiones, ayudando a disminuir los costos unitarios y facilitar la explotación de nuevas categorías de recursos.

Estados Unidos tiene una larga historia de producción y la mayoría de su petróleo fácilmente accesible ha sido producido. Consecuentemente las operadoras se enfocan ahora a recursos más difíciles, tales como el shale gas/oil, el cual requiere muchos más pozos por unidad de producción que los recursos convencionales. Como resultado, este país usa más de la mitad de las plataformas de perforación existentes en el mundo para producir sólo el 9.6% del total mundial (2012) y 20.4% del total de gas. Rusia que produce casi 3.2% más petróleo que Estados Unidos, también tiene una industria de petróleo y gas (17.6% del total de la producción mundial en 2012) amplia. Por lo que ocupa el segundo lugar en empleo de torres de perforación.

	Estados Unidos	Rusia	Arabia Saudita
Reservas probadas (miles de millones de barriles) (2012)	35	87.2	265.9
Producción de Crudo y LGN (MMb/d) (2012)	8.9	10.64	11.53
R/P (años) (2012)	10.7	22.4	63
Pozos Productores (2009)	370,000	127,000	2,900
Producción promedio por pozo (b/d) (2009)	20	80	3,400
Pozos perforados activos (2009)	1,700	850	100
Pozos exploradores perforados (2009)	778	300	27
Total de inversión en Upstream (miles de millones de dólares-2009)	120	30	10

Tabla 7: Tomada de: U.S. Energy Information Administration, WEO-2011 “Producción de petróleo, indicador de actividad desarrollada e inversión en los Estados Unidos, Rusia y Arabia Saudita, 2010

Los recursos petroleros de Medio Oriente permanecen como los más baratos del mundo, aunque las presiones sobre los costos se están incrementando incluso ahí, conforme las operadoras encaran recursos de mayor dificultad. Los países miembros de la OPEP en Medio Oriente tienen por mucho los costos más bajos, seguido por los principales productores del Norte de África.

No obstante, para generar suficientes ingresos que equilibren los presupuestos gubernamentales, en los países de la OPEP, se requiere un precio más alto. En varios de esos países, el precio del barril para un presupuesto equilibrado es de \$80 dólares por barril.

Para los países y compañías en donde el desarrollo y la producción son conducidos principalmente por motivos comerciales más que fiscales, el criterio clave para la inversión sustentable a largo

plazo es con el ingreso por producción. Para cubrir la recuperación de los costos de capital, los costos de operación y los pagos fiscales, junto con un retorno comercial competitivo.

Para los desarrollos donde las compañías petroleras internacionales y otras compañías privadas son las principales operadoras. Los precios por barril necesarios, están en el rango de los \$70 a \$ 90 dólares, estos toman en cuenta los impuestos, regalías y las ganancias requeridas por el riesgo de la inversión. Los costos de equilibrio (excluyen impuestos) varían por características del recurso y promedian alrededor de \$40 dólares por barril.

La región MENA tendrá costos de equilibrio promedio, sobre los \$12 dólares por barril de petróleo equivalente en 2011 a más de \$15 dólares por barril en 2035. Incrementando más en el resto de las regiones, especialmente en Centro y Sur América; donde se estima hasta \$50 dólares por barril en 2035, dado el alto costo de producción en los proyectos en aguas profundas.

La información sobre costos en países específicos es dispersa. En el escenario “Nuevas Políticas”, el precio promedio por importación corresponderá a \$113 dólares el barril (dólares de 2011). Mientras que en el escenario “Políticas Actuales” el precio estimado corresponde a \$135 por barril. A mayor escasez de petróleo mayor es el costo y riesgo económico para los países con consumidores.

Precio historico del petróleo y el consumo mundial

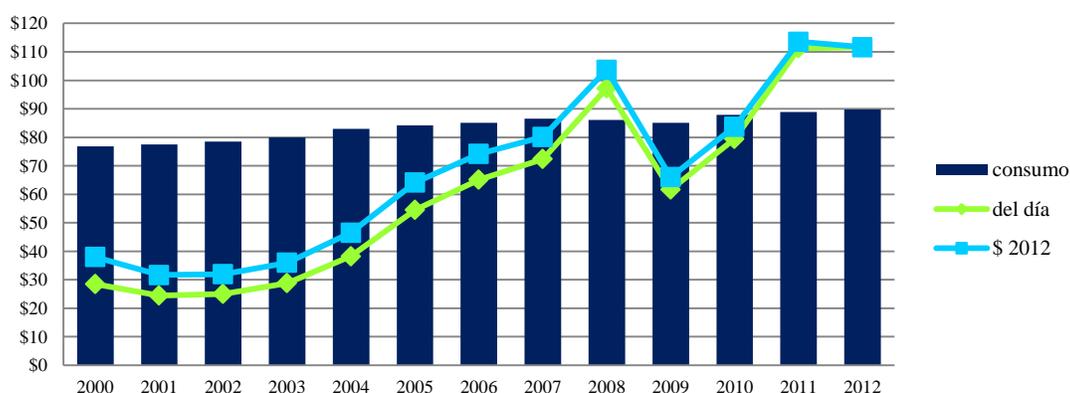


Ilustración 6: Elaboración propia, información de BP: Statistical review of world energy 2013

Inversión en petróleo y gas

La inversión global en el sector upstream ha crecido consistentemente desde 2010, alcanzando un record superior a los \$550 mil millones de dólares (9% superior al gasto de capital en 2010 y casi 10% superior que el pico previo de 2008) en 2011. La inversión anual en el sector upstream se ha cuadruplicado entre 2000-2011. En términos reales, ajustada por el costo de inflación, se incrementó en 120% en este periodo, al cambiar la inversión a proyectos más complejos con mayores costos por barril.

Estas estimaciones están basadas en los planes anunciados de gasto de 70 compañías de petróleo y gas líderes, el incremento en el gasto refleja altos costos operativos. Hay una marcada diferencia en la eficiencia de capital (definida como el capital requerido para mantener el costo por barril de petróleo equivalente producido) entre las compañías nacionales, particularmente aquellas en el Medio Oriente y el Norte de África (acceso preferencial a reservas de bajo costo).

Basado en las proyecciones del escenario de “Nuevas Políticas”, el sector (upstream) necesitará continuar creciendo en el mediano y largo plazo, por 3 razones: demanda progresiva, costos crecientes y una necesidad de combatir las tasas de declinación en los campos existentes.

	Upstream	Refinación	Total	Downstream	Procesamiento	Total
OECD	2438	265	2703	2632	933	3565
América	1975	126	2101	1679	492	2171
Europa	418	93	511	648	354	1002
Asia Pacífico	45	46	91	305	87	392
No OECD	6282	745	7027	4126	1139	5265
Europa/Eurasia	1310	88	1398	1084	380	1464
Asia	526	438	964	1180	385	1565
Medio Oriente	1010	127	1137	257	226	483
África	1522	35	1557	1121	58	1179
C. y S. América	1914	57	1971	483	91	574
Total mundial	8720	1010	9997	6758	2072	9497

Tabla 8: Tomada de: U.S. Energy Information Administration, WEO-2011 “Inversión en la infraestructura de gas y petróleo” en millones de dólares.

La inversión acumulada en el mundo para el periodo 2011-2035 en el sector de petróleo y gas se estima que alcance los \$19.5 billones de dólares. El incremento es explicado por el raudo crecimiento en la producción en el plazo cercano y el suministro de fuentes no convencionales más costosas en los países No OPEP, así como mayores costos de inflación.

Impacto de la inversión en el sector upstream en Medio Oriente y el Norte de África

La perspectiva para los mercados globales de energía es gris por una incertidumbre considerable, debida al ritmo de recuperación económica, la modificación de políticas futuras por el cambio climático, el rol del gas en el suministro de la energía global derivado de la revolución del gas no convencional, las medidas de uso en energía nuclear después de Fukushima y el impacto de los cambios políticos en la región del Medio Oriente y el Norte de África (MENA).

En el escenario de Nuevas Políticas del WEO-2011 se proyecta que MENA contribuirá con la mayor parte del crecimiento requerido en la producción de petróleo a 2035. Para lograr el cometido, la inversión en MENA en el sector upstream necesita promediar 100 mil millones de dólares por año a partir de 2011 a 2020 y 115 mil millones por año de 2021 a 2035 (dólares de 2010), la incertidumbre es si la inversión llegará.

Las consecuencias ante la incertidumbre podrían ser de largo alcance, observándose en los mercados globales de energía. Los resultados ante una menor inversión en uno o más de los países incluyen:

- **Políticas gubernamentales deliberadas para desarrollar a menor ritmo la capacidad de producción con el objeto de resguardar recursos para las futuras generaciones o para sustentar el precio del petróleo en el corto plazo**
- **Restricciones de flujo de capital al desarrollo del sector upstream dando prioridad al gasto en otros programas públicos**
- **Acceso limitado o con alto costo a créditos u otras formas de capital. Restricciones en financiamiento como resultado de un fuerte nacionalismo, particularmente en regímenes que buscan prevenir levantamientos populares**
- **Retrasos debidos a cambios legales o renegociación de acuerdos existentes. Y consecuencia del daño físico a la infraestructura durante conflictos**
- **Incremento en la inestabilidad política y conflictos**
- **Sanciones económicas impuestas por la comunidad internacional**
- **Percepción de alto riesgo a la inversión, ya sea por razones políticas o surgimiento de incertidumbre en la demanda, ya sea por razones políticas o surgimiento de incertidumbre en la demanda**

Perspectiva del mercado del gas natural

Está proyectado que el gas natural jugará un creciente e importante rol en la economía energética mundial. Es el único combustible fósil por el cual la demanda crece en los 3 escenarios. En el escenario de “Nuevas Políticas” la demanda mundial se incrementa a 4.75 billones de metros cúbicos en 2035 a una tasa promedio de 1.7% por año. El crecimiento de la demanda en el escenario de “Políticas Actuales” es 2% superior por año, elevado por una mayor demanda total de energía, y es sólo 0.9% por año en el “escenario 450” cuando la demanda llega a su pico alrededor de 2030, antes de caer en favor de fuentes de energía de cero carbono.

El crecimiento económico y las políticas energéticas en los países No-OCDE será clave determinante, en el consumo futuro de gas. Estos consumirán la mayor parte del crecimiento de la demanda en los escenarios. Su consumo de gas natural, sobrepasó la demanda de los países OCDE desde 2007 y se proyecta que crezca 2.4% anual en el periodo a 2035, comparado con el 0.7% en los OCDE. El sector fuerza requerirá la mayor adición en la demanda de gas en el periodo; la participación del gas en la mezcla para generar electricidad en los países OCDE, crece un 24% en 2035.

La generación de fuerza contribuirá con la mayor parte del consumo global, incrementándose en 1.8% anualmente (1.9 billones de metros cúbicos en 2035) en el escenario de Nuevas Políticas, pero habrá un crecimiento amplio en la industria y también (en menor medida) en los sectores de transporte.

Los recursos mundiales remanentes de gas natural pueden confortablemente satisfacer las proyecciones de demanda global en 2035. Las reservas probadas de gas natural se encuentran en los 187.8 billones de metros cúbicos (2012). Que a condiciones actuales de producción tienen un radio de vida de 55.7 años. Para reservas no convencionales, estas participan con un tamaño similar a los convencionales por que la tasa de R/P aumenta hasta los 121.4 años. Todo dependerá del crecimiento de la producción en no convencionales y retos ambientales a enfrentar.

Rusia será el mayor productor en 2035 (alcanzando casi 860 mil millones de metros cúbicos) y hará la mayor contribución al suministro en el periodo. Mientras que la producción del Medio Oriente (548.4 a 773 MMMm³ -2035) y África (216.2MMMm³ -2012 y 442 MMMm³ -2035) también se incrementará rápidamente.

Una mayor expansión en el uso del gas empujará la demanda doméstica de China por arriba de los 500 mil millones de metros cúbicos en 2035 desde 143.8 mil millones de metros cúbicos en 2012. Emergiendo como productor de Asia Pacífico (107.2 en 2012 a 290 mil millones de metros cúbicos) en 2035. Norteamérica permanece en producciones de 896.4 y 932 MMMm³ a través del periodo. Europa se mantiene como el mercado con mayores importaciones (alcanzará 540 mil millones de metros cúbicos en 2035).

Las proyecciones en esta perspectiva refuerzan las principales conclusiones de un reporte especial de 2011 (emitido por la IEA) el cual examinó si el mundo estaba entrando a una "Era de gas": los factores fundamentales tanto en el suministro como la demanda apuntan a un incremento en la participación del gas en el consumo global de energía.

Demanda y suministro de gas natural

La demanda de gas natural crece de 3.3 billones de metros cúbicos en 2012 a 4.75 billones de metros cúbicos en 2035, regresado enérgicamente de la declinación vista en 2009 (2.9 MMMm³). Acorde con datos preliminares, el consumo global de gas creció en un estimado 6.5% en 2010, compensando la caída previa. Mirando hacia adelante, las proyecciones muestran una creciente demanda de gas, tanto en las regiones OCDE como en las No-OCDE, en todos los periodos y todos los escenarios. El crecimiento económico global y las políticas energéticas en los mercados No-OCDE, en particular China; serán los factores determinantes en el incremento general de la demanda de gas.

La demanda de gas también se expande en otras partes de Asia y el Medio Oriente: el gas es un combustible particularmente atractivo para países que están buscando satisfacer el acelerado crecimiento en las ciudades. El gobierno de la India planea incrementar la participación del gas en su mezcla energética, proyectando crecer de 40.2 mil millones de metros cúbicos en 2012 a 120 MMMm³ en 2035.

En el Medio Oriente, el gas se ha vuelto el combustible preferido para la generación de fuerza, sustituyendo al petróleo en varios casos y liberando al producto de mayor valor para exportación; creciendo de 411.8 mil millones de metros cúbicos en 2012 a 794.7 MMMm³ en 2035, una tasa anual de crecimiento del 2.9%.

La demanda en Rusia crece lentamente, a un promedio de 0.8% por año (2012-416.2 MMMm³ y 2035-499.8 MMMm³), principalmente por las mejoras continuas en eficiencia energética conforme el capital es renovado y los precios de consumo final se incrementan. El consumo de gas natural en Europa se incrementa a una tasa anual promedio de 0.8% a partir de 2009 (549.18 MMMm³) en el escenario y alcanza 663.4 mil millones de metros cúbicos en 2035.

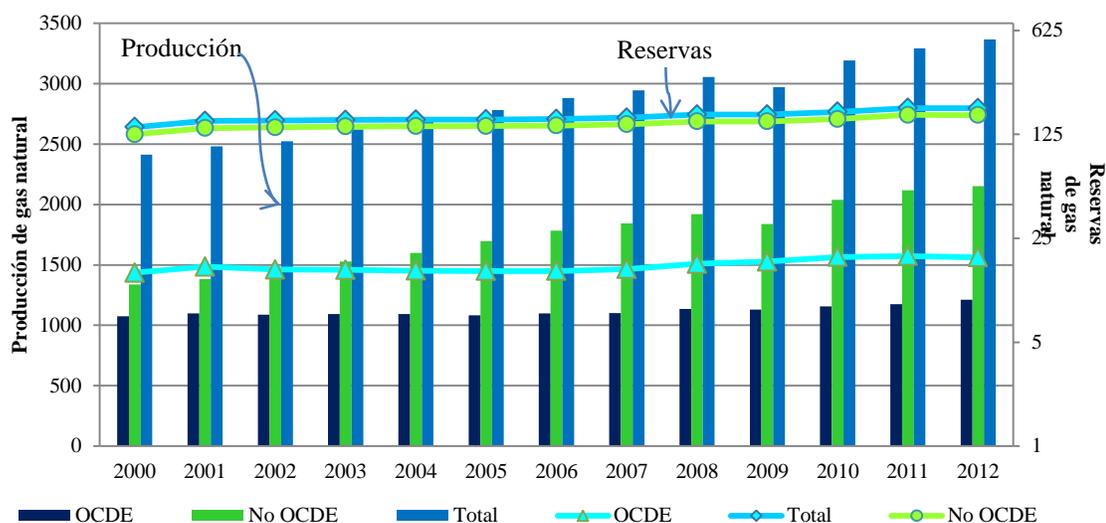


Ilustración 7: Elaboración propia con información tomada de: BP Statistical review of world energy “Gas natural, producción y reservas”

A nivel global, actualmente el gas no compite fuertemente en los mercados y sectores, pero se está adentrando. Las reservas probadas no convencionales participan con una parte importante del total. Sólo en Estados Unidos y Canadá en conjunto suman 130 billones de metros cúbicos del total de reservas; una participación del 32.5%. En Europa-Eurasia (principalmente Rusia) y Medio Oriente (Irán y Qatar) se cuenta con un 60% del total. Esto no significa que el gas esté disponible de inmediato en cada región; los recursos requieren inversión significativa (a veces durante décadas) antes de ser producidos y comercializados; pero sí implica que esos países y regiones tienen la opción de desarrollar alternativas de suministro de gas.

Perspectivas de producción

Para satisfacer los niveles proyectados de consumo de gas en 2035, se requerirá una producción de entre 3.9 -5.1 billones de metros cúbicos, dependiendo del escenario. Los precios del gas son el principal mecanismo para lograr el balance de oferta y demanda. Los importes más altos en el escenario de “Nuevas Políticas” estimulan la producción; por otro lado, precios más bajos, conllevan medidas que debilitan la demanda. Consecuentemente resulta en menor inversión y producción.

Las proyecciones de producción están sujetas a un importante grado de incertidumbre, particularmente en los recursos no convencionales; preocupaciones ambientales podrían frenar o reducir la producción de estos recursos. Un cúmulo de factores requieren ser alineados antes de que la producción pueda progresar, incluyendo geología apropiada, aceptación pública, regímenes fiscales y regulatorios bien ajustados y un amplio acceso a la experiencia y tecnología.

La participación de la producción de gas no convencional en Norteamérica está proyectada para incrementarse constantemente (si las condiciones de precios, demanda y tecnología son optimas) de 56% en 2009 a 64% en 2035; entre otros productores de la OCDE, Australia extenderá sustancialmente su producción de 49 mil millones de metros cúbicos en 2012 a casi 160 mil

millones de metros cúbicos en 2035, siendo la producción tanto convencional como no convencional (principalmente gas metano de yacimientos de carbón).

La producción de gas en Eurasia y los países del Mar Caspio, será mayor que en cualquier otra región para el periodo. El desarrollo de recursos del Caspio se verá retrasado por su distancia a los mercados y la inseguridad de inversión en algunos países.

En Medio Oriente el uso de gas se transmite rápidamente, creciendo a una tasa media anual de 2.5% a través del periodo de proyección, a más de 864 mil millones de metros cúbicos. El incremento inicial proviene de Qatar.

El continente Africano en conjunto crece a más de 440 mil millones de barriles en 2035. La perspectiva para productores del Norte de África ha sido afectada por los alzamientos políticos en la región en 2011. Incluso antes de esto, hubo signos de dificultad para mantener la producción en algunos países, notablemente Egipto, al ritmo necesario para satisfacer la demanda interna y los compromisos de exportación. Se proyecta que este país alcance un pico de producción en 2020, antes de caer a menos de 55.23 mil millones de metros cúbicos en 2035.

Para Centro y Sur América, la producción convencional continuará predominando. La principal fuente de crecimiento del suministro es Brasil, donde el desarrollo de Pre-sal espera incrementar la producción de 17.4 mil millones de metros cúbicos en 2012 a 100 mil millones de metros cúbicos en 2035.

	Total	OCDE	América	EEUU	Europa	Asia Pacifico	No OCDE	Europa/Eurasia	Rusia	Asia Pacifico	China	India	Medio Oriente	África	C. y S. América
2015	3565	1181	814	606	279	84	2384	909	679	502	135	63	527	260	190
2020	3888	1227	840	616	259	124	2661	957	692	581	176	78	580	320	228
2025	4164	1242	865	633	240	134	2921	1069	779	642	212	91	614	361	238
2030	4473	1275	905	669	222	146	3197	1138	822	708	252	105	701	399	253
2035	4750	1297	932	696	204	159	3452	1197	858	773	290	120	773	442	269
%	1.7	0.50	0.60	0.7	-1.40	4.2	2.3	1.8	1.6	2.6	4.8	3.7	2.50	3.2	2.2

Tabla 9: Tomada de: WEO-2011 “Producción de gas natural por región en el escenario de Nuevas Políticas (MMM³)”

Comercio regional

El volumen de gas comercializado internacionalmente aumentará, con los gasoductos y el GNL jugando importantes roles. El principal crecimiento en el suministro a través de ductos ocurrirá en Eurasia, con la expansión de las capacidades de exportación de Rusia y el Caspio, tanto a Europa como a China.

El comercio del GNL se ha expandido a una tasa sin precedentes en años recientes, con la capacidad de licuefacción global en 2011 estimada en 370 mil millones de metros cúbicos. El ritmo de adición

de capacidad está disminuyendo, pero el GNL aún participará el crecimiento del comercio inter-regional proyectado durante el periodo.

Las exportaciones de Rusia, suplementadas por el comercio exterior creciente de la región del Caspio, significan que Europa del Este/Eurasia fortalece su posición como el mayor exportador neto de la región. Un cambio importante en el periodo proyectado (y un conductor principal para el incremento de producción regional) es que los recursos de Rusia y el Caspio empiezan a satisfacer una gran parte de las necesidades de importación de China, así como el suministro tradicional a los mercados de Europa.

En el conjunto, China participa con el 33.3% del crecimiento del comercio inter-regional, dado que sus requerimientos de importación crecen de menos de 20 mil millones de metros cúbicos en 2012 a 125 mil millones de metros cúbicos en 2035. Se convierte en el segundo mercado más importante en el mundo después de Europa. Actualmente sus importaciones proceden de una variedad de fuentes, a través de ductos: Asia Central, Rusia y Myanmar.

Australia se convierte en un exportador de gas en el periodo, con envíos incrementándose de 26.4 mil millones de metros cúbicos en 2012 a 85 mil millones de metros cúbicos en 2020 y 115 mil millones de metros cúbicos en 2035.

Aunque el consumo de gas en el Medio Oriente crece, el incremento de la producción de gas excede la demanda interna. Lo que significa que la región liderada por Qatar, refuerza su posición como suministrador principal al mercado mundial. De igual manera, las exportaciones de África se incrementan, de una cantidad inferior a 100 mil millones de metros cúbicos en 2009 a 280 mil millones de metros cúbicos en 2035, a través de gasoductos (desde el Norte de África) y GNL. Centro y sur América permanece como un exportador marginal.

Se proyecta que los países europeos de la OCDE importen 470 MMMm³ 2035. La expectativa, desde hace algunos años, de que Norteamérica sería también un importador significativo de GNL, ha sido mediada dado el incremento en la producción regional de gas no convencional. Esto significa que el mercado de Norteamérica no necesitará depender mayormente de importaciones inter-regionales (pero si regionalmente).

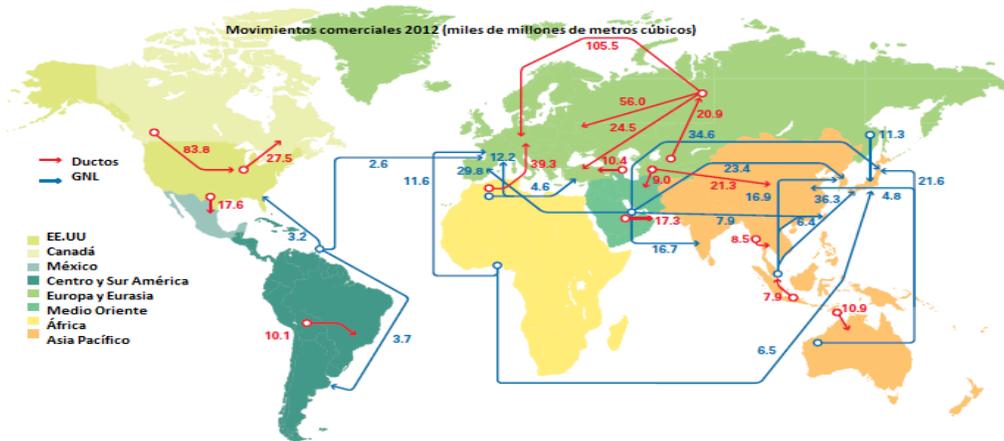


Ilustración 8: Tomada de BP: statistical review of world energy 2013 “Movimientos comerciales en 2012” (MMMm³)

Inversión

Las tendencias proyectadas en la demanda y suministro llaman por una inversión acumulada global de \$9.5 billones de dólares (dólares de 2010) para aportar infraestructura en el escenario de “Nuevas Políticas” para el periodo 2011-2035. La producción de gas en los campos actuales declina a 1.1 billones de metros cúbicos en 2035.

La inversión requerida en upstream para gas convencional en el periodo es de \$5 billones de dólares (aportada principalmente en países No-OCDE). Las inversiones requeridas para producción de gas no convencional serán de \$1.8 billones de dólares, con tres cuartos de esta suma, derrochada por países de la OCDE. La inversión total en infraestructura para GNL en el periodo, se estima en \$590 mil millones de dólares, y una cantidad adicional de \$2.1 billones para sistemas de ductos de transmisión y distribución.

El alcance del uso del gas depende de la interacción de los factores económicos, ambientales y las intervenciones políticas en el mercado. A falta de un precio para la emisión de CO₂, el carbón es probable que siga siendo más barato que el gas para la generación de electricidad en muchas regiones. Empero, una comparación de costos por sí solo no refleja toda la gama de beneficios que el gas puede proporcionar. El gas natural por sí mismo no puede proporcionar la respuesta al desafío del cambio climático, hacer frente a los efectos de este requerirá, una permuta a fuentes de energía con bajas emisiones de carbono a corto y largo plazo, aumento de la eficiencia energética y utilizar modernas tecnologías.

En los escenarios analizados en este primer capítulo se propone que el gas natural tiene una mayor participación en el consumo mundial energético en 2035 que en el actual. Sin embargo, una era de gas podría ser interrumpida por decisiones políticas o por el desarrollo tecnológico que mitigaría al gas en relación con otras fuentes de energía.

Una primera consideración es que gran parte del impulso del crecimiento del gas natural proviene de políticas gubernamentales de los países No-OCDE; en China, India y otros países, los gobiernos se dirigen a un mayor consumo para gas natural y están interviniendo en el mercado con el fin de promover infraestructura para su uso. Desde otro ángulo, una reducción dramática en el costo de una de las principales tecnologías renovables podría tener un gran impacto, en el consumo del gas natural.

Por el lado de la oferta, existe la preocupación pública y política sobre el impacto ambiental de gas no convencional; si no se aborda adecuadamente (adopción de mejores prácticas en la producción), estas preocupaciones podrían convertirse en un obstáculo importante. En los mercados donde los suministros son limitados, la experiencia adquirida dicta más incertidumbre, debido a las interrupciones de provisiones (Europa en 2006 y 2009 disputas entre Rusia y Ucrania).

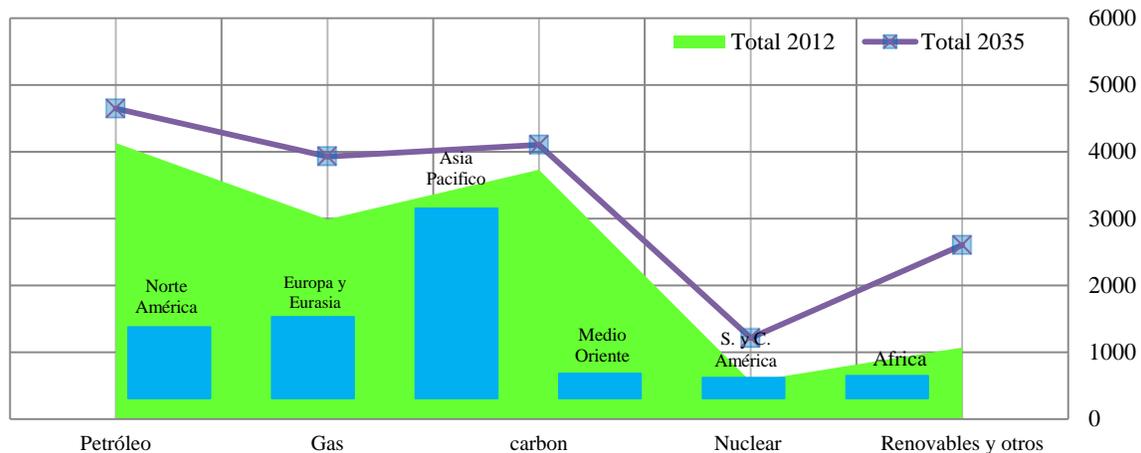


Ilustración 9: Elaboración propia con información de WEO 2011 y BP. “Consumo total de energía en 2012-2035”, en Mtoe

Impacto a México

El auge del consumo en petróleo y gas natural tanto convencional como no convencional. Está transformando la concepción que se tenía del esquema energético en el mundo: países exportadores serán en un futuro importadores, los grandes productores se opacarán ante los nuevos productores. La distribución de los recursos cambia constantemente a la par del desarrollo de tecnologías, aumento poblacional y su acelerado consumo. Considerados conjuntamente, todos esos cambios, representan una reorientación del comercio energético mundial. La nueva geografía de la demanda y la oferta implica flujos comerciales de petróleo hacia otros mercados, donde los países deben amortiguar el impacto prohiendo mercados más eficientes, competitivos e interconectados.

Para la situación, México se ve influenciado principalmente, por los movimientos y posturas tomadas por los países pertenecientes a Norte América (EE.UU. y Canadá). De acuerdo al Escenario de “Nuevas Políticas”, Estados Unidos con letargo podrá llegar a cubrir internamente su demanda energética en el periodo, desapareciendo así la mayor necesidad de importar crudo en Norteamérica. Se seguirá gozando de una gran producción de gas convencional y una pequeña, pero significativa, parte de este tendrá salida hacia otros mercados en forma de gas no convencional y GNL. Por lo que Canadá continuará, y futuramente EE.UU., como exportadores.

Dos de los 3 mercados energéticos de América del Norte (Estados Unidos, Canadá) están bien integrados por una amplia infraestructura. Estados Unidos es por mucho el mayor consumidor de energía de la región, cuyo balance interno se sujeta al suministro de Canadá y México. Por su parte Canadá es el mayor suministro de gas natural en Estados Unidos. Ante los futuros cambios el comercio regional entre los 3 continuará, sin embargo la proporción en la que se desarrolle será menor.

En 2035, se espera que EE.UU. siga importando petróleo y otros combustibles líquidos desde Canadá y México, pero para el caso del último este presentará una reducción a menos de 1 MMB/d en sus exportaciones a Estados Unidos. Para el gas natural las perspectivas marcan una tendencia de mejora continua, reduciendo la necesidad de importación; cayendo el número de exportaciones

canadienses a EE.UU. en los últimos años del cierre del periodo. Con lo que Estados Unidos tendrá un superávit interno dirigido a la exportación, principalmente a México.

En México se muestra para el periodo un aumento en el consumo de gas natural, mientras que la producción crece a un ritmo lento. Como resultado, los volúmenes de importación se robustecen. Las importaciones de petrolíferos han crecido de manera constante desde 1980 a 2005, pero tienen como respaldo la combinación de precios altos del petróleo que conduce a una producción doméstica más amplia, sostenido el nivel de exportaciones e importaciones netas.

La controversia inicia con el aumento del precio en gas natural y petrolíferos, determinados en gran medida por la oferta y demanda en los mercados de América del Norte. Otra problemática es la reducción del intercambio y compra de petróleo por parte de Estados Unidos. Pues México ha sido a lo largo de su historia, un país sumamente dependiente de la renta petrolera. Lo que al inicio parecía una elección pragmática para éste, entre la comercialización petrolera y la integración regional, ahora se inclina en favor de la segunda opción. Debido a las necesidades económicas y las condiciones del mercado. La estrategia de integración energética se origina en la incapacidad de uno o más países para alcanzar una autarquía energética, económica, política o social; incremento de flujos comerciales y toda una nueva normatividad. Por lo anterior, la situación que podría presentarse en un México futuro, justifica el proceso de integración.

Teniendo cada parte, perspectivas distintas del proceso:



Ilustración 10: Elaboración propia con información de “Deciding the Future: Scenarios to 2050”, Officers of the World Energy Council

Sin duda la necesidad de una integración energética regional podría considerarse algo próximamente tangible, pero dependerá de un número de variables difíciles de prever, por lo tanto no es del todo segura. Ante una aceptación esta sería el contexto para terminar de incluir las reformas estructurales pendientes del 2013 que armonicen las leyes y regulaciones de México, con los estándares de Canadá y Estados Unidos.

Conclusiones

La geopolítica petrolera actual ha marcado una postura: declinación. Y ha permitido ver el horizonte de escenarios para definir el uso de estos energéticos; desde ciertos tópicos se ha manifestado la vulnerabilidad y el potencial energético que se vive, pues la alta demanda mundial ha cimbrado cada uno de los frentes internacionales. El cambio climático y la problemática ambiental asolan el patrón, el futuro escenario no será más que un espejo de diversas y actuales situaciones en el mundo.

Es momento de replantear soluciones para el futuro, pensar en alternativas para el desarrollo y dar oportunidad a otras fuentes de energía. Imperioso es planear acerca de los próximos 50 años, el cómo poder sostener y sustituir al petróleo. El mundo se connaturalizo por más de 150 años al petróleo, es correcto reconocer que su ciclo comienza a ceder.

Se acepta que hay un cambio estructural en el sector energético mundial, donde el gas desplazará al petróleo, a pesar del descubrimiento de grandes reservas marítimas, la aplicación de recursos no convencionales y de energías verdes. Los obstáculos centrales a la revitalización de la industria son resultado de la ausencia de una estrategia energética de largo alcance.

Capítulo II: México y la situación petrolera

“El niño Dios te escrituró un establo y los veneros de petróleo el diablo...”

Ramón López Velarde, Suave Patria.

Uno de los papeles más importantes que México ha representado en el Siglo XX y la primera década del Siglo XXI es debido al petróleo, pues éste ha sido un elemento determinante para su economía, finanzas, desarrollo, balanza comercial y relaciones exteriores; que encuentran en éste un albacea. El rol de país petrolero ha ocasionado una serie de acontecimientos que desembocaron en una política petrolera nacionalizada, que hoy torna a otros tintes.

México es uno de los principales productores de petróleo en el mundo y un socio importante en el comercio energético con Estados Unidos (el sector petrolero generó el 11.2% de los ingresos por exportación en Marzo 2014, de acuerdo a lo señalado por el Banco de México e INEGI). Sin embargo, la cantidad de petróleo producido ha decrecido constantemente desde el año 2004. Más significativamente la declinación en la producción de petróleo tiene un impacto directo en el producto económico nacional y en la salud fiscal del gobierno. Los ingresos de la industria petrolera (incluyendo impuestos y pagos directos por PEMEX), participaron con el 33.18% de los ingresos totales del gobierno en 2013. El peso que tiene esta contribución en el PIB es tal que para el mismo las entradas petroleras representaron un 7.84% del total.

Actualmente el consumo total de energía en México (2012-187.7MTOE) es en mayor medida de petróleo (65%), seguido del consumo de gas (23%), que al ser un un importador neto de gas natural, a mayores niveles de consumo se dependerá de mayores importaciones. Mientras que toda responsabilidad en frenar o revertir la declinación de la producción recae completamente en los hombros de Petróleos Mexicanos, la compañía estatal de petróleo.

Ya lo decía Ramón López Velarde en su poema Suave Patria “Y los veneros de Petróleo el diablo...” diciéndonos porque México era tan ricamente bendecido en estos recursos, pues entendía la responsabilidad que la riqueza de este recurso traería.

Historia nacional de los hidrocarburos

El definir la historia de un país fundamentada en un solo factor sería algo injusto y limitante, pues que es un país sin bases. Empero el poder hablar de los recursos fósiles como un eje de dicha historia, sería algo acertado para el caso de México, "El petróleo en México no es solamente un recurso que genera una cuantiosa fuente de ingresos, es también un símbolo de identidad nacional", (Fabio Barbosa Cano, académico del Instituto de Investigaciones Económicas de la Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM), no obstante la actual necesidad de energía está

transformando el panorama legislativo y de cooperación para la industria mexicana; México debe prepararse para una nueva etapa.

La narrativa del petróleo mexicano surge como tal en el año 1900 cuando México daba sus primeros hitos como país exportador de petróleo y derivados. Pero su existencia y estampa en la sociedad de culturas prehispánicas siempre permaneció. Desde la época precolombina en México se tenía noción de la existencia del petróleo, debido a la presencia de brotes en superficie. A pesar de esto, el uso que en ese momento se le daba no fue el actual.

Posterior a la conquista con la llegada de los españoles a México, no hubo cambio en la importancia del petróleo. A la par de la integración de la Nueva España al Virreinato, la monarquía era dueña absoluta del suelo y subsuelo de la Nueva España, incluido el petróleo (clasificado en la gama de “jugos de la tierra”). Con esto se da paso a la creación de un código regulador para la explotación de metales y de cualquier riqueza que se pudiese extraer del subsuelo. El 22 de mayo de 1783 se expidieron las “Reales Ordenanzas para la Minería de la Nueva España”. Fueron tiempos difíciles para Nueva España; que finalmente ante diversos actos de injusticia y poca igualdad se subleva contra la corona y logra su independencia en 1821.

Cerca de 1850 la industrialización mundial, permitió que diversos países comenzaran la explotación petrolera con fines comerciales, considerando en 1859 el inicio de la era del petróleo en el mundo. Hasta 1884, los derechos sobre las riquezas del subsuelo correspondían primero al monarca español y luego a la Nación. En ese año, durante el gobierno de Manuel González, se dictó la primera Ley minera del México independiente (“Código de Minas de los Estados Unidos Mexicanos”) que declaró que el carbón y el petróleo eran propiedad exclusiva del dueño del terreno superficial.

Como consecuencia de la política económica de Porfirio Díaz, y con el objetivo de fomentar la producción de combustible para los ferrocarriles, en 1887 la Waters Pierce Oil Co. construyó una planta de refinación en Tampico con la idea de importar petróleo de Estados Unidos para satisfacer la demanda.

La inversión extranjera en la industria petrolera en México ha tenido una historia tortuosa y a la vez favorecida. La época del general Díaz puso en relieve el capital extranjero como medio para el desarrollo, manteniendo un equilibrio entre las influencias internacionales y cuidando, específicamente en el caso del petróleo, que no hubiera una preponderancia de algún capital. La historia de la industria petrolera mexicana antes de la expropiación, puede analizarse por 4 principales etapas, comprendiendo el periodo 1901-1938.

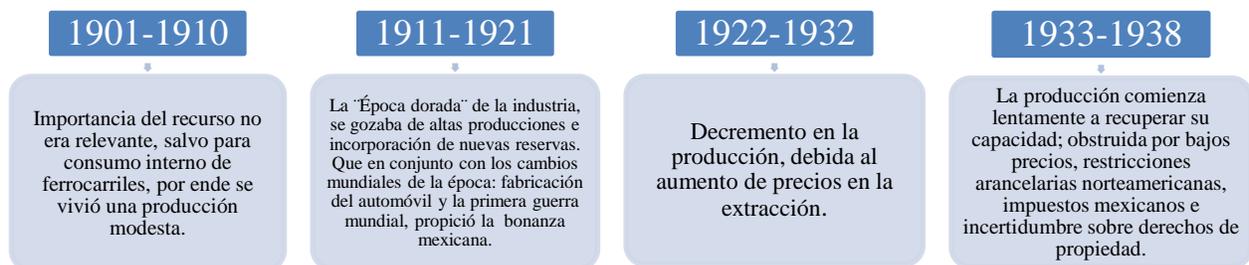


Ilustración 11: Elaboración propia con información tomada de " México y los Estados Unidos en el conflicto petrolero: 1917-1942"

El porfiriato petrolero

Tras el descubrimiento del alto potencial petrolero en México, los inversionistas extranjeros, principalmente de Gran Bretaña y Estados Unidos; jugaron un papel importante en ayudar al país a convertirse en el segundo mayor productor de petróleo en el mundo. En 1892 el segundo código minero señaló que el petróleo podía ser explotado sin necesidad de obtener concesión alguna. Por estas fechas, el norteamericano Edward L. Doheny descubre yacimientos en Tampico. Solicita y obtiene de Porfirio Díaz la concesión para explotar petróleo. Funda ahí, el 20 de diciembre de 1900 la Mexican Petroleum Company, mientras que el inglés Weetman Pearson, funda la S. Pearson and Son Ltd.

Unas de las grandes razones de la entrada de participación norteamericana en México se debió a la demanda interna de EEUU y geológicamente, parte de los campos petroleros en Texas, representaban una prolongación natural hacia México.

A pesar de la importancia que mostraba este recurso, es hasta el 24 de diciembre de 1901 que se promulga la primer “Ley Petrolera”; separando finalmente al petróleo de la minería. Esta ley reconoció al superficiario el derecho a explotar petróleo y al ejecutivo la facultad de otorgar concesiones para su explotación, la naturaleza de la propiedad de los yacimientos no quedó estipulada. En el artículo 1º se autorizó al Ejecutivo para conceder permisos a particulares, a fin de hacer exploraciones; con objeto de descubrir depósitos de petróleo o carburos gaseosos.

Los permisos se concedían a personas físicas o compañías organizadas y sólo duraban un año improrrogable; tales causaban un derecho de 5 centavos por hectárea asignada. Una vez descubierto el petróleo, se gozaba de las franquicias para exportar (libres de impuestos), para importar (libre de derechos y por una sola vez la maquinaria para refinar) y para elaborar toda clase de productos a base del petróleo y las conexiones (tuberías) necesarias para esta industria.

La Ley de 1901 pretendía también un control de ingresos, pues se obligo a las empresas a rendir anualmente informes a la Secretaría de Fomento referente a todos los ramos de explotación y especialmente, sobre la estadística de sus productos, gastos de negociación y el balance general. Asimismo, las empresas con título de explotación, estarían obligadas a pagar anualmente a la Tesorería General de la Federación 7 % y a la del Estado en que se hallase la negociación 3 % del importe total de los dividendos que se decretaran en favor de los accionistas y de los fondos de previsión o de reserva que señalase el Código de Comercio vigente.

A la postre, los términos de la Ley no aludían a la propiedad como un derecho sobre la superficie y el subsuelo (Código Minero de 1884), por lo que se aplicaba, en lo conducente, el Código Civil, que reconocía al propietario de un terreno, dueño de la superficie y lo que hubiere debajo de ella.

El gobierno mexicano alternaba entre dos concepciones acerca de los derechos de la Nación: La primera la dictaba las necesidades internas, la segunda parecía aconsejar su impostergable inserción al mercado internacional. La producción nacional ascendía a más de 3.6 millones de barriles anuales, cerca del 85% de la producción era exportada. En el país vecino del norte un personaje controlaba la industria de la refinación y explotación de petróleo: Rockefeller. Con lo que este país

producía aproximadamente 63 millones de barriles, pero el casi monopolio energético de Rockefeller, lo comprometía a ser un importador por excelencia de petróleo mexicano.

La industria petrolera mexicana se encontraba en un importante ascenso y la Ley Minera de 1909, declaraba como propiedad exclusiva del suelo y subsuelo, al dueño de la superficie. Motivo de controversias, la ley permaneció en vigor hasta el 26 de diciembre de 1926 con la promulgación de la primera Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo durante el gobierno de Plutarco Elías Calles. Durante el mandato del General Díaz diversas acciones a favor de la compañía inglesa y el detrimento de la Standard Oil, aunado al sentimiento del gobierno norteamericano de incapacidad de gobernabilidad por parte de Díaz, desembocó en el retiro del apoyo de Estados Unidos al gobierno mexicano, facilitando el surgimiento de la revolución mexicana.

Esta etapa en la historia petrolera nacional es conocida como la edad dorada, donde se disponía de altos precios de venta en el mercado internacional debido a la demanda por la primera Guerra Mundial (1914-1918) y la venta de la fabricación de automóviles en serie. La inestabilidad política durante y después la revolución de México (1910-1920), incito la promulgación de una constitución en 1917, que estableció como propiedad nacional los recursos del subsuelo.

Unos centavos por barril

Francisco I. Madero llega a la presidencia con respaldo del gobierno e inversión norteamericana y entiende que la actividad petrolera sería una fuente importante de recaudación de recursos fiscales, e introduce ligeras modificaciones impositivas (decreta en 1912 el primer gravamen sobre la producción petrolera, bajo la modalidad de impuesto especial. Este gravamen consistía en el pago de un impuesto de 20 centavos por tonelada producida). Que llevo, a que las compañías petroleras extranjeras vieran de forma renuente al gobierno de Madero; éste nunca afectó los intereses fundamentales de las compañías pero no se mostró acuerdo con las exenciones que disfrutaban.

Con la muerte de Madero y sus escasos pero contundentes 2 años de gobierno, se recibe a un nuevo representante, Victoriano Huerta. Se hace cargo de la presidencia del país desde febrero de 1913 a julio de 1914, acogido bajo el regazo de las empresas petroleras pero con reacio sentimiento por el entonces presidente de Estados Unidos (Woodrow Wilson).

Carranza más nacional

Huerta propone un nuevo modelo de gobernación que permitía la participación de países europeos en México. Su peculiaridad para administrar y la falta de recursos, lo obligaron a aumentar el impuesto establecido por Madero a 65 centavos de dólar por tonelada de producción. La decisión lo confronto con las empresas norteamericanas, motivando en 1914, la toma del puerto de Veracruz por las fuerzas estadounidenses. La entrada de capital extranjero quedaría prácticamente interrumpida, parte del capital nacional y extranjero abandonarían el país y sólo algunas empresas mineras y petroleras habrían de operar sin graves trastornos.

Beneplácito de Washington y un sabio jugador en tiempos de cólera, Carranza (1917-1920) desarrolló una política destinada a obtener para el Estado, una mayor participación en los recursos

petroleros. Valiéndose en primer lugar de una política fiscal, permisos de perforación, la Cláusula Calvo (impedir que los países extranjeros interfirieran en la jurisdicción de los más débiles) en los títulos y concesiones, entre otros. Intentó sustituir antiguos títulos de propiedad de compañías por concesiones gubernamentales, a través de un proyecto de Ley que nacionalizaba el petróleo.

Estas medidas fueron motivo de una fuerte disputa entre el gobierno de Carranza, los intereses petroleros y sus gobiernos. La idea de modificar sustancialmente el estatuto de la industria petrolera cobró forma en 1916, cuando la Comisión Técnica sobre la Nacionalización del Petróleo (fundada en 1915), presentó un informe que en su párrafo VI restituye a la Nación la propiedad de las riquezas del subsuelo:

"Por todas las razones expuestas, creemos justo restituir a la nación lo que es suyo, la riqueza del subsuelo, el carbón de piedra y el petróleo...".

Cabe resaltar que más de 90% de las propiedades petroleras en 1917 pertenecían o estaban controladas por corporaciones extranjeras. Prácticamente todas las tierras que las compañías petroleras iban a explotar hasta 1938, habían sido ya adquiridas bajo la legislación porfirista (las compañías controlaban, al promulgarse la Constitución, 2,151,025 hectáreas de terrenos petrolíferos). En medio del desconcierto político, nació un sistema de control oficial sobre la industria petrolera. Una Comisión Técnica del Petróleo y una Secretaria del Fomento, serian un parte aguas en la redacción del artículo 27 de la Carta Magna.

La Constitución de 1917 se convirtió en el instrumento legal con que se intentarían poner en marcha reformas políticas y económicas que reintegrarían a la nación derechos sobre el subsuelo, al redactarse el párrafo IV del artículo 27. Desde un principio se tuvo conciencia (tanto por parte del ejecutivo como por los legisladores) de los serios conflictos de orden internacional que podía traer aparejada una reforma petrolera. Es por esto que Carranza no propuso directamente el párrafo IV del artículo 27, pues la presión externa era más difícil de ejercer sobre el constituyente que sobre el presidente. Carranza aparecía, no como promotor de la reforma petrolera, sino como simple ejecutor de un mandato de más alto nivel del cual no era posible abdicar.

El párrafo IV del artículo 27 separaba la propiedad del suelo de la del subsuelo (confería esta última a la nación), reincorporando el petróleo al régimen legal que predominaba en el resto de las explotaciones mineras y hacía inoperantes las disposiciones del antiguo régimen. Para aplicar el artículo 27 era indispensable que el legislativo aprobara una Ley Orgánica, correspondiente al párrafo IV, como sus reglamentos. La presión ejercida por los intereses obligó a permitir que transcurrieran 8 años antes de que entrara en vigor la primera Ley y aún entonces ésta debió ser modificada por la oposición que despertó.

México se encontraba en una etapa soberbia, contaba con producciones por arriba de los 157 millones de barriles anuales, sin embargo nuevas potencias surgían, Venezuela y Medio Oriente. Estados Unidos presentaba un despunte un su producción nacional (1930) más de 898 millones de barriles anuales y una reducción en su importación de crudo que llevo hasta los 62 millones de barriles por año contra los 125 millones de 1921.

Tras una serie de intentos fallidos en la elaboración de una Ley reglamentaria del artículo 27 en el ramo del petróleo; Obregón emerge al poder y decide dejar el asunto para mejores condiciones en el futuro. Para sus últimos años de gobierno, México y Estados Unidos entablaron conversaciones y relaciones diplomáticas. Los delegados de ambos países, acuerdan la firma de 2 tratados y un pacto extraoficial, relativos a los reclamos de las empresas petroleras por pérdidas y daños durante los actos revolucionarios. Dichos acuerdo ya habían sido rechazados por el anterior mandatario, Adolfo De la Huerta al ser agresivos para la soberanía nacional. (Ver Anexo 9)

El gobierno se tambaleaba, no podía actuar contra los deseos del gobierno norteamericano, ni soslayar el sentimiento nacionalista despertado por la revolución. Ante la falta de la publicación de la Ley reglamentaria, Estados Unidos y México propusieron la firma de un acuerdo, llamado tratado de Bucareli. El eje de las discusiones de Bucareli (Ver Anexo 10), fue el artículo 27 y la cuestión petrolera: protección de los derechos adquiridos por los extranjeros en la época pre-constitucionalista y permisos de perforación. Después de cinco meses de negociaciones no se alcanzó un acuerdo definitivo y las empresas petroleras no quedaron satisfechas con los acuerdos tomados, por lo que mantuvieron la presión directamente en el ejecutivo en los términos que les convenían. Con lo cual el régimen de éste concluyó sin haber promulgado la ley reglamentaria

Calles y su Ley Reglamentaria al Artículo 27 Constitucional

Plutarco Elías Calles, caracterizó su mandato por un gobierno edificador del México moderno: la reforma agraria, el desarrollo de la educación, la construcción de obras públicas, reorganización del ejército y el ferviente sentimiento de nacionalizar el petróleo y las propiedades territoriales. Acciones que opusieron a la administración del presidente Calvin Coolidge (1923-1929) **"Debemos estar preparados para una intervención armada... en cualquier parte del globo en donde el desorden y la violencia amenacen los pacíficos derechos de nuestro pueblo"**.

Calles, a inicios de su gobierno, creó una comisión encargada de la elaboración de un proyecto de Ley reglamentaria del artículo 27 Constitucional, en este proyecto no se daba protección a quien no hubiera llevado a cabo el "acto positivo" (acción sobre los terrenos concesionados) y se daba un plazo preferencial para efectuar el denuncia, limitando sus derechos a sólo 30 años.

La reglamentación de la fracción I del artículo 27 reiteraba la prohibición de que individuos y corporaciones extranjeras poseyeran terrenos en una franja prohibida. Finalmente este proyecto es realizado ley entrando en vigor el 26 diciembre de 1926. Las compañías recurrieron al juicio de amparo (1926, había 60 demandas de amparo) en un último esfuerzo para lograr que el futuro reglamento de la Ley Orgánica contrarrestara los "efectos negativos" de los artículos 14° (concesiones contra propiedad) y 15° (plazo para confirmar derechos) de la ley.

A mediados de 1927 la situación llegó a su punto más crítico y en varios círculos mexicanos y estadounidenses se temió que el gobierno de Coolidge decidiera buscar una solución armada. En octubre de ese año Coolidge nombra a Dwight W. Morrow como embajador en México. Portador de una nueva línea política (alejado de la guerra), para éste la problemática petrolera se centraba en 6 puntos:

- | | | |
|--|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Limitación de concesiones a 50 años • Imposición de la Cláusula Calvo | <ul style="list-style-type: none"> • Derechos en la "zona prohibida" (fronteras y costas) • Carácter del "acto positivo" | <ul style="list-style-type: none"> • Definición del "acto positivo" • Carácter de los títulos en tierras adquiridas antes de mayo de 1917. |
|--|--|--|

Como solución Calles y Morrow acordaron un fallo a favor de las compañías. La Suprema Corte señaló una confirmación de derechos petroleros desacuerdo con la ley de 1926, pues se consideraba perjudicial a los intereses de las empresas, por tanto dicho estatuto debía ser reformado:

- **Los derechos de las compañías sobre el subsuelo eran derechos adquiridos**
- **El límite de 50 años a las concesiones confirmatorias tenía un carácter retroactivo**
- **La negativa de las compañías a pedir la confirmación de sus derechos no había revestido un carácter ilegal y por tanto no habían incurrido en sanción alguna**
- **Era necesario que bajo nuevas condiciones, las compañías obtuvieran de la Secretaría de Industria la confirmación de sus derechos**

A pesar de la disminución en la producción, la industria petrolera aún era la más importante del país (1924), en los nueve años subsecuentes la producción declinó continuamente en forma acelerada. Llegando a 1930, la reducción en la inversión extranjera precedió a una mengua producción de sólo un 20% del total obtenido en 1921 y participando con el 3% en la producción total mundial; México no podía obtener el nivel de producción de la época dorada.

El gobierno de Calles, no termino en la práctica en 1928; es bien sabido que continuó en la vida política hasta el inicio del gobierno de Lázaro Cárdenas. Su siguiente acierto fue consumir el mandato de Emilio Portes Gil como presidente interino (1928-1930), la fundación del Partido Nacional Revolucionario-PNR (1929) y la influencia en los presidentes que le sucedieron; logrando que las entradas presidenciales subsecuentes fueran de manera pacífica. En las elecciones presidenciales extraordinarias del 17 de noviembre de 1929, fue electo Pascual Ortiz Rubio quien renunció al cargo el 2 de septiembre de 1932. Con esta fecha Abelardo Rodríguez (1932-1934) asume el cargo de presidente sustituto. Durante el gobierno de este último es fundada la empresa Petromex, S.A. (empresa con participación de capital nacional público y privado), que sustituyó al Control de Administración del Petróleo Nacional (CAPN) y tuvo como objetivos principales regular el mercado interno de petróleo y refinados, asegurar el abastecimiento interno y capacitar personal mexicano.

La nueva actitud política de buena vecindad (New Deal) de Estados Unidos fue un factor importante en el giro que tomó la industria petrolera en México durante la gestión del presidente Franklin D. Roosevelt (1933-1945) y con el arribo de Josephus Daniels como embajador de Estados Unidos en México para el periodo (Marzo 1933- Noviembre 1941). En opinión de Daniels, las empresas estadounidenses en el exterior podían aspirar a tener una utilidad justa, pero ningún control político de los países en que operaban. Por lo que defendió los derechos de propiedad de éstos, pero de una manera menos agresiva que sus antecesores.

La expropiación Cardenista

México empezó a esbozar la creación de una empresa estatal de petróleo a semejanza de la argentina “Yacimientos Petroleros Fiscales” que había sido creada en 1922, para garantizar el

suministro de necesidades del propio Estado, y dotarlo de nuevas herramientas de control sobre esa riqueza.

Al arribar Cárdenas al poder en diciembre de 1934, la nación aun presentaba una producción enjuta (39.17 millones de barriles por año) comparada a la de Estados Unidos que ya alcanzaba los 908 millones de barriles anuales (situación que mantuvo en condiciones muy difíciles a México). Este periodo de tiempo fue la expresión contemporánea más aguda de la decadencia en la producción de hidrocarburos para la República Mexicana y era el comienzo del derecho a la explotación nacional sin intermediarios, una etapa sin concesiones.

Ya desde el final del cuatrienio del propio Calles se habían cancelado varias concesiones. Las empresas petroleras pidieron nuevamente severidad a Washington, pues México parecía dispuesto a que los rendimientos petroleros se dedicaran preferentemente al mercado interno, la explotación se realizara en una forma regular y que los salarios e impuestos fueran similares a los que pagaban las empresas dentro de Estados Unidos.

Diez mil personas trabajaban en la industria petrolera en 1934, agrupadas en 19 sindicatos independientes (1935 se crea el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana STPRM, se afilia a la CTM en 1936 y queda bajo el control del Estado). Ante las circunstancias, los empleados petroleros encabezaron peticiones para mejores condiciones de trabajo y salarios más altos. En un estira y afloja con las empresas, se llegaría en marzo de 1938 a una condición que permitiría a Cárdenas promulgar el decreto expropiatorio (Ver Anexo 11) de las instalaciones y activos de las empresas petroleras (18 de marzo de 1938). Con el decreto de expropiación el Estado mexicano tomaba los bienes de 16 compañías petroleras, iniciaba un cambio en la estructura económica nacional, anulaba los acuerdos de Bucareli y echaba abajo los acuerdos Calles-Morrow. No se metió a debate el alcance y significado de los preceptos del artículo 27, sino los señalamientos del artículo 123 Constitucional (trabajo, organización laboral, salarios, participación de utilidades, derecho de huelga, etc.).

El 19 de noviembre de 1940 entró en vigor una Ley reglamentaria que determinaría la forma en que la Nación llevaría a cabo las explotaciones de los hidrocarburos y PEMEX sería la empresa encargada de su desarrollo. La república tuvo que soportar presiones tanto de las compañías petroleras como del Departamento de Estado Norteamericano, en las negociaciones de la compensación a las compañías por los bienes expropiados. Hubo boicot para la venta del petróleo mexicano y suspensión en la compra de plata para generar apremios económicos; acciones que obligaron al gobierno a realizar ventas de petróleo a Italia, Alemania y Japón. Causando disgusto y preocupación en los círculos norteamericanos.

El arribo de la Segunda Guerra Mundial inauguró en EE.UU. la búsqueda de una reconciliación con México; los acuerdos con las compañías se iniciaron el 1 de octubre de 1943. Con esto México se comprometía a pagar la cantidad de \$30 millones de dólares en varias anualidades; hasta concluir en 1947 el pago. Años posteriores a la nacionalización del petróleo del general Lázaro Cárdenas y con el término de la Segunda Guerra Mundial, se dio un fuerte auge en el sector de la construcción con inversiones del sector privado; se prohijó al Fondo Monetario Internacional (FMI), al Banco Mundial (BM) y la Organización Internacional del Comercio (OMC). En el lado mexicano se

realizaron esfuerzos para lograr atraer de nueva cuenta la inversión de compañías petroleras extranjeras. Mientras que del lado Norteamericano se abrió una nueva etapa en su historia, con nuevos y mejores auspicios “an american century”. Desde ese momento Estados Unidos se convierte en uno de los mayores consumidores y productores a nivel mundial de petróleo, con altas cotizaciones de precios en el mundo (\$12.51 precio promedio para ese año referenciado con un crudo ligero del Campo Ras Tanura de Arabia Saudita).

En cuanto al estado de producción petrolero en México, se contaba con una producción de 43.5 millones de barriles anuales (1945) mientras que en Estados Unidos se producían 1,505 millones de barriles por año, importándose 74.3 millones de barriles. En el mismo año se promulga el "Plan Marshall" para la recuperación y participación europea, creándose el Comité Europeo de Cooperación Económica que luego se convertiría en la Organización para el Desarrollo y la Cooperación Económica (OCDE).

Un nuevo gobierno: Miguel Alemán

Del gobierno de Ávila Camacho en materia petrolera podemos destacar 2 cuestiones fundamentales:

- **Finalización de las negociaciones con las empresas petroleras expropiadas.**
- **La aprobación de una nueva Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo. Esta modificación permitió la participación extranjera en la industria, al no limitar como en la Ley de 1940 la participación exclusivamente de mexicanos.**

En su plataforma de campaña, Miguel Alemán (1946-1952, no hizo modificaciones al art. 27 de la Constitución ni a la Ley Reglamentaria del ramo) había sostenido que el capital externo podía participar en la industria petrolera de forma marginal mientras que se respetaran los grandes campos, la refinación, la comercialización y la propiedad sobre los yacimientos.

Entre 1949 y 1951 aparecen en escena los afamados “Contratos Riesgo”. Eran contratos entre la empresa estatal nacional y empresas estadounidenses con el fin de explorar y perforar pozos en zonas acordadas, donde al ser productivas, PEMEX otorgaba un plazo para exploración y perforación de 15 años y un beneficio del 15% o 18% del valor del combustible en efectivo o en especie durante 25 años. Se formularon aproximadamente 16 contratos realizándose sólo 5, mediante los cuales Petróleos Mexicanos se comprometía a la venta total o parcial de su porcentaje correspondiente en la producción, a las empresas extranjeras (Ver Anexo 12).

El campo que había dejado el presidente Miguel Alemán era seco y vulnerable. Los gobiernos subsecuentes: Adolfo Ruiz Cortines (1952-1958) y Adolfo López Mateos (1958-1964) trataron de estimular el desarrollo de PEMEX. Casi al finalizar el sexenio de Ruiz Cortines, se emitió una nueva Ley Reglamentaria Constitucional en el ramo del petróleo, que no permitía la intervención de extranjeros en la industria petrolera vía contratos; salvo para prestación de servicios y recibiendo únicamente una compensación en efectivo.

Las características de éste ordenamiento legal eran:

- **Corresponde a la nación realizar las actividades que constituyen la industria petrolera**
- **La industria petrolera comprende exploración, extracción, refinación, productos obtenidos de la refinación, transporte, almacenamiento, distribución y ventas de primera mano**

- Se impide que en los contratos de obras o de prestación de servicios se estipule pago alguno con base a los porcentajes en los productos o participación en las explotaciones
- En la petroquímica distingue entre la rama de la conversión de hidrocarburos naturales del petróleo y del gas natural en derivados, intermedios o semi-elaborados -que pertenece a la nación- de la rama referida a la transformación de los productos semi-elaborados en las manufacturas finales, que es un área en donde pueden participar los particulares

López Mateos reformo el artículo 27 constitucional en sus párrafos IV, V, VI y VII, así como a los artículos 42 y 48 de la Constitución, con el propósito de prohibir los contratos riesgo y perfeccionar el principio jurídico para el usufructo de los hidrocarburos. Además de la oposición para celebrar contratos en materia de explotación de recursos, se estableció:

- Corresponde a la nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y zócalos submarinos de islas, cayos y arrecifes, así como el espacio situado sobre el territorio nacional.
- Es propiedad de la nación las aguas marinas interiores y los cauces, lechos o riberas de los lagos y corrientes interiores.
- Es facultad del gobierno federal establecer o suprimir reservas nacionales, mediante declaratoria del Ejecutivo.

El texto del párrafo VI del artículo 27 de la Constitución en su parte conducente:

Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radiactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva.

Finalmente con la Ley Reglamentaria del Artículo 27 de 1958, México se desentendía de todo tipo de contrato o acuerdo ajeno a la única participación de PEMEX. Iniciando un monopolio sobre el sector petrolero y de gas natural, que a lo largo de su historia se ha visto sometido a un estricto control financiero de la paraestatal y la renta petrolera.

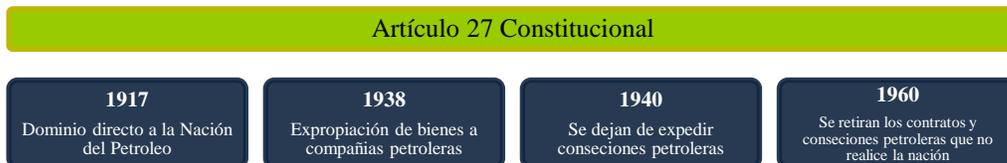


Ilustración 12: Elaboración propia, información de IMCO, “Índice de la competitividad internacional 2013”

Durante el sexenio de Díaz Ordaz (1964-1970), se dieron 2 eventos en materia petrolera:

- **Derogación de contratos riesgo celebrados durante el gobierno de Miguel Alemán**
- **Creación del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)**

Se vivía la crisis del petróleo en 1973. La economía mundial se vio amenazada ante los altos precios del crudo (1974 -\$11.58-1979-\$31.61, por barril referenciado con un crudo ligero del Campo Ras Tanura de Arabia Saudita) y el embargo petrolero a Estados Unidos, impuesto por la OPEP. Era el movimiento orogénico, creador de fallas y fracturas en el modelo de industrialización nacional respaldado en la sustitución de importaciones. El país vivía un ajuste tomado de la mano del aumento en la producción y la alta tasa de importación de derivados de petróleo.

Los gobiernos de Luis Echeverría (1970-1976) y de López Portillo (1976-1982) crean los cimientos para el cambio a un modelo neoliberal, ante la crisis vivida por el Estado y su dependencia a Estados Unidos. Los años finales del sexenio de Echeverría se caracterizaron por la gran inversión en la industria petrolera y por la exportación de crudo. México se transformó en un exportador de crudo principalmente a los EE.UU. La deuda externa ascendió a 20 mil millones de dólares de los 4 mil en que había terminado al final del sexenio de su antecesor. Como consecuencia, se entró en una profunda crisis económica, el peso se devaluó y el gobierno tuvo que recurrir al Fondo Monetario Internacional para resolver los problemas de las finanzas públicas.

En esas condiciones asume la presidencia José López Portillo, quien para tratar de salir de esa situación empieza a negociar, considerando los recursos petroleros nacionales. Nacía entonces una nueva etapa en la historia de la deuda (en ese momento los precios del crudo se cotizaban muy alto, sustentados en una extensa demanda); la economía se petrolizó (1980-\$36.83, 1982-\$32.97 referenciado con un crudo ligero del Campo Ras Tanura de Arabia Saudita). El paradigma principal de esta acción era fortalecer la economía y mercado, reduciendo la participación del Estado.

México vendía el petróleo más barato y se convierte en el primer país contratante por EE.UU. para abastecer a largo plazo su Reserva Estratégica (1981). Las exportaciones petroleras de México aumentaron de 197 mil barriles diarios en 1977 a 1.492 millones de barriles diarios en 1992.

Estados Unidos vive la otra cara de la moneda, con una abundancia no tan vasta. En 1980 contaba con una producción de 3,146 millones de barriles al año, teniendo un consumo promedio de 17.06 millones de barriles por día, razón que obligo a importar más crudo y empezar a utilizar en mayor cantidad otro tipo de fuentes de energía como el gas natural.

El gobierno de López Portillo puede caracterizarse por la explotación acelerada de yacimientos debido a la política definida por este régimen y a la insaciable demanda del energético, por Estados Unidos. El ejecutivo consideró que una política agresiva de exportaciones agenciaría los recursos necesarios para financiar un ambicioso proyecto de industrialización y modernización. En donde el Estado figuraba todavía como el promotor por excelencia del desarrollo **“El petróleo es nuestra potencialidad de autodeterminación, porque nos hará menos dependientes del financiamiento externo y mejorará nuestras relaciones económicas internacionales”**. Así, oriento todos sus esfuerzos en la construcción de infraestructura petrolera, con el uso de capital extranjero que al tomar por aval al petróleo no dudo en otorgar créditos. Durante el sexenio se construyó la refinería de Salina Cruz (1979), se amplió la producción en los campos de Chiapas y Tabasco, se inició la explotación de hidrocarburos costa afuera. Al final de su primer año de gobierno había modificado el Art. 10 de la Ley Reglamentaria para quedar como sigue:

Artículo 10: La industria petrolera es de utilidad pública prioritaria sobre cualquier aprovechamiento de la superficie y del subsuelo de los terrenos, incluso sobre la tenencia de ejidos o comunidades y procederá la ocupación provisional, la definitiva o la expropiación de los mismos, mediante la indemnización legal, en todos los casos en que los requieran la Nación o su industria petrolera.

La suma de la deuda externa pasó de \$20 mil millones de dólares en que la dejó Echeverría a \$83 mil millones de dólares al final del sexenio; satanizado por el nivel de endeudamiento que trajo

consecuencias severas (por los siguientes 20 años). Los sexenios subsecuentes acumularon niveles de deuda externa mayor:

- **Miguel de la Madrid: \$100 mil millones de dólares**
- **Carlos Salinas de Gortari: \$140 mil millones de dólares**
- **Ernesto Zedillo: \$152 mil millones de dólares**
- **Vicente Fox: \$173 mil millones de dólares**
- **Felipe Calderón: \$348 mil millones de dólares**

El clan Neoliberal

Mientras México presumía de su capacidad petrolera, Estados Unidos ya se había preparado para la llegada de su pico petrolero en yacimientos (1970), con producciones de 3,517 millones de barriles al año. El consumo que se tenía en este país se acentuó desde 1977-1979 donde su demanda promedio alcanzó los 18.5 millones de barriles al día. Este aumento energético fue retrato a la llegada de población mexicana que migró al norte, consecuencia del desequilibrio económico y topes salariales que existían. Con la crisis de la deuda de 1982, el modelo económico basado en la sustitución de importaciones flaquea y es reemplazado por el modelo neoliberal.

El nuevo modelo implicaba el desprendimiento de la mayor parte de las empresas paraestatales del sector público, cuyo crecimiento había sido de 15 empresas paraestatales en 1934 a 206 en 1962 y a 1,155 en 1982 (con este proceso se licitan empresas importantes como Altos Hornos de México, Siderúrgica Lázaro Cárdenas, Mexicana de Aviación y la cereza del pastel: Teléfonos de México).

Quizá por esto y para evitar la tentación de que se privatizara la industria energética del país y reforzar esa área estratégica como exclusiva del Estado, Miguel de la Madrid decreta el 3 de febrero de 1983 modificaciones a los artículos 25 y 28 constitucionales (DOF 03-02-1983).

El Art. 25 señala que: **"El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el Artículo 28, párrafo IV de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan"**. Mientras que el Art. 28 indica que no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las áreas estratégicas a las que se refiere este precepto: petróleo y los demás hidrocarburos, petroquímica básica; minerales radiactivos, generación de energía nuclear y electricidad. Lo anterior significa que el Estado contará con organismos y empresas, que requiera para el eficaz manejo de áreas estratégicas a su cargo y en actividades de carácter prioritario. Por lo que sobre un área estratégica no caben las concesiones ni permisos. El 10 de octubre de 1986 se publica en el DOF la reclasificación de 36 productos petroquímicos básicos al pasarlos a petroquímicos secundarios y por tanto a la posibilidad de ser producidos por el sector privado nacional o extranjero.

Ante la llegada de Carlos Salinas de Gortari se desarrollo un nuevo modelo empresarial para PEMEX, con la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos subsidiarios (DOF, 16 de julio 1992). El artículo 3° de dicha Ley establecía 4 organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios: PEMEX-exploración y

producción (PEP), PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica básica y PEMEX Petroquímica.

El otro aspecto importante de la gestión de Salinas fue la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN). En el cual si bien los hidrocarburos y la electricidad quedaron al margen, se abrió el segmento de las compras gubernamentales de PEMEX y CFE; lo que puso en total desventaja a las empresas nacionales al competir por contratos con las empresas de Canadá y de Estados Unidos (en particular las de éste país).

El sexenio político de Ernesto Zedillo se caracterizó por la crisis financiera de 1995, que obligó a la república a solicitar el apoyo económico internacional, \$50,000 millones de dólares era el monto solicitado al Fondo Monetario Internacional. A manera de fianza, Zedillo firma el Acuerdo Marco con Estados Unidos. Este acuerdo garantizaba el pago de la deuda con hidrocarburos y comprometía al gobierno mexicano a entregar toda información estratégica de PEMEX. En cuanto a los cambios legislativos, se modificó en 1995 la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo, enajenando la única e inalienable participación a la nación en transporte, almacenamiento, distribución y venta de hidrocarburos. Se da puerta abierta a la IP en el segmento petroquímico de la industria y se comparten los complejos petroquímicos (51% para el Estado y el 49% sector privado). Se inició con nuevos esquemas de inversión, Pidiregas (Anexo 13) y se promulga la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

El cambio de hegemonía

A 72 años de hegemonía del Partido Revolucionario Institucional (PRI), México pedía un cambio absoluto y lo esperaron del Partido Acción Nacional (PAN); su representante político y candidato presidencial Vicente Fox Quesada gana las elecciones del 2000 y se convierte en el primer presidente electo fuera de las líneas del PRI. Y sin duda el primer presidente que no contaba con la mayoría absoluta de las cámaras, razón que interrumpió sus deseos de reformar 3 esquemas nacionales: reforma fiscal, reforma energética y reforma laboral. El pensamiento empresarial de Fox se tradujo en una mayor participación de empresas privadas en la industria petrolera. A partir de 2002 empiezan a lanzar los contratos de servicios múltiples en la cuenca de Burgos. En una acción considerada por varios expertos como anticonstitucional, se criticó al sector público argumentando incapacidad de incrementar reservas, exploración y explotación de las riquezas del subsuelo; que permitió incentivar los contratos de servicios múltiples. Asignándose 5 contratos a empresas para explorar, extraer, procesar gas natural, elaborar gas metano y otros petroquímicos.

Se restringió a PEMEX el desarrollar GNL y la participación en licitaciones para el abastecimiento de combustible en Altamira y Ensenada y dar concesión a Shell, Total, Repsol y Chevron-Texaco. Fox modifica en enero de 2006 la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del petróleo, autorizando a PEMEX y Organismos Subsidiarios la generación de energía eléctrica y en junio del mismo año, exceptúa de esta Ley, el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral. Con modificación a la Ley Minera, abre la posibilidad a los particulares explotar gas natural a partir de yacimientos de carbón.

El cambio que México esperaba (por parte de un nuevo eje político), no se pudo vislumbrar en los 6 años de gobierno anteriores por lo que se dio oportunidad de continuar y reivindicar con Felipe Calderón Hinojosa. Sin embargo este gobierno tendió a ser mas exiguo que el del propio Fox, uno de sus graves errores fue la guerra contra el narcotráfico y la propuesta de 5 iniciativas de ley:

- **Reforma a la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos**
- **Reforma a la Ley Orgánica de la Administración Pública**
- **Reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del petróleo**
- **Reforma a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía**
- **Ley de la Comisión del Petróleo**

En palabras del propio Calderón, pretendían otorgar mayor autonomía a Petróleos Mexicanos; transformar el entorno regulatorio de la industria petrolera ante la necesidad de fortalecer la envergadura económica nacional y el estar a la par en condiciones de competitividad. En noviembre de 2008 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación los 7 decretos que integraban la reforma energética:

- **Decreto por el que se expide la Ley de Petróleos Mexicanos; se adicionan el Artículo 3° de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales, el Artículo 1° de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y un párrafo III al Artículo 1° de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público**
- **Decreto por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética**
- **Decreto por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía**
- **Decreto por el que se expide la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos**
- **Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del petróleo**
- **Decreto por el que se reforma y adiciona el Artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal**
- **Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía**

Posteriormente, se instrumentó y se reglamentó la reforma mediante la publicación entre otros, de los siguientes documentos (se relacionan los de principal interés para PEMEX):

- **Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo**
- **Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos**
- **Reglamento interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos**
- **Ratificación de Consejeros Profesionales en el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, en la Comisión de Energía, Senado de la República**
- **Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos**
- **Disposiciones administrativas de contratación en materia de adquisiciones, arrendamientos, obras y servicios de las actividades sustantivas de carácter productivo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios**

Con este cuerpo jurídico, en 2011, PEMEX inició la implementación de los primeros contratos integrales EP en 3 zonas de campos maduros en la región sur (las 3 áreas iniciales fueron Magallanes, Santuario y Carrizo). En enero del 2012 PEMEX Exploración y Producción presentó una nueva ronda de licitaciones para la celebración de contratos integrales EP en la región norte. Se seleccionaron 6 áreas para 6 contratos integrales; 4 de ellas en tierra (Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca) y 2 en áreas marinas (Arenque y Atún). Como parte de la estrategia de exploración

y producción de PEP, la tercera ronda de licitación de contratos integrales se enfocó en Chicontepec.

Los altos precios del petróleo y los niveles de producción al que se llevaron los yacimientos mexicanos posibilitaron que en los sexenios panistas, el gobierno mexicano percibiera los más grandes ingresos petroleros de su historia; por concepto de las exportaciones de petróleo. La producción de petróleo en 2000 había sido de 3.45 MMb/d y se elevó a 3.830 MMb/d en 2004 (pico de producción) para caer precipitadamente a 2.91 MMb/d en 2012 (BP statistical review of world energy-2013).

Mientras que los precios para el periodo 1991-2000 tuvieron un promedio de \$16.34 dólares por barril, para el periodo 2001-2006 el promedio fue de \$36.44 dólares por barril y para el periodo 2007-2012 de \$80.31 dólares por barril. Los enormes ingresos en los sexenios panistas no se reflejaron en mejorías en las condiciones de la sociedad mexicana. Por el contrario, la deuda externa de México creció, sobre todo en el sexenio de Calderón, como ya se señaló anteriormente.

Panorama nacional actual

En las últimas décadas, Petróleos Mexicanos ha logrado estructurarse y desarrollarse en la extensión de la república mexicana, definiendo ciertas provincias con potencial petrolífero. De acuerdo con la tectónica presente existen en el territorio y mar patrimonial 48 provincias geológicas de las cuales, 6 son viables en producción comercial: Sabinas-Burro Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Sureste y Golfo de México Profundo. Adicionalmente se tienen identificadas 6 provincias con potencial petrolífero de potencial medio-bajo (Ver Anexo 14). Ante una extensión geológica-petrolera tan amplia PEMEX se ha distribuido en 4 regiones para su desarrollo: Región Norte, Región Sur, Región Marina Suroeste, Región Marina Noreste.

Actualmente PEMEX se encuentra operando con 4 subsidiarias:

- **PEMEX Exploración y Producción (PEP):** Responsable de la explotación y exploración del petróleo y gas natural, transporte, almacenamiento y comercialización (primera mano) de hidrocarburos. A lo largo de 4 regiones: Norte, Sur, Marina Suroeste y Marina Noreste. Organizado en 11 activos de explotación: Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol Chuc, Litoral Tabasco, Cinco Presidentes, Bellota-Jujo, Macuspana, Muspac, Samaria-Luna, Poza Rica-Altamira, Veracruz, Burgos. En los que se obtiene crudos exportables como son Maya, Istmo, Olmeca y gas natural (asociado o no) y condensados.
- **PEMEX Gas y Petroquímica Básica:** Encargado del procesamiento de gas natural (asociado, no asociado y condensados), comercializa y distribuye gas LP y productos petroquímicos básicos (etano, propano, butano, naftas y pentanos) y cuenta con 10 complejos de procesamiento de gas.
- **PEMEX Refinación:** Responsable de la producción de petrolíferos, almacenamiento, distribución y venta de estos (gasolina, turbosina, diesel, queroseno, combustóleo y lubricantes).
- **PEMEX Petroquímica:** Tiene como objetivo la elaboración, almacenamiento, distribución y comercio de las materias petroquímicas: amoniaco, metanol, etilo, polietileno, benceno, tolueno entre otros.

Además se tiene la participación accionaria en diversas empresas, de las cuales 3 son de participación estatal mayoritaria:

- **PMI Internacional (1989):** Entidad constituida en régimen de empresa de participación estatal mayoritaria, es el brazo de comercio internacional de PEMEX, maneja las importaciones y exportaciones de crudo y sus derivados.

- **Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V.:** Brinda asesoría en proyectos bidimensionales (2D) y tridimensionales (3D), proyectos sísmicos, adquisición y procesamiento de datos sísmicos, métodos potenciales y estudios geofísicos y geotérmicos del fondo marino.
- **Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V. y I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.:** Presta servicios de consultoría y asesoría inmobiliaria, desarrollan proyectos y construcciones de calidad, administración integral, mantenimiento, arrendamiento y comercialización de bienes muebles e inmuebles para Petróleos Mexicanos.

En cuanto a la distribución de sus activos, regiones, refinerías y centros de procesamiento de petrolíferos y gas natural, la figura del Anexo 15, muestra el dimensionamiento de la república mexicana y parte de estos.

El atractivo petrolero (petróleo)

México es el 10° productor mundial de petróleo y posee aproximadamente 11.4 MMMb de petróleo en reservas probadas (BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 2013). En cuanto al gas natural, las reservas probadas ascendieron a 4 Bm³ para 2012, donde el 70.9% de este, correspondía a gas asociado y el resto a gas no asociado, teniendo la mayor concentración de las reservas en la región Norte y Marina Suroeste. Con estos recursos, México tiene la capacidad de hacer frente a la caída en la producción de petróleo y posiblemente llegar a ser autosuficiente en el consumo de gas natural. En 2012 se alcanzó una producción promedio por día de 2.91 millones de barriles de crudo y 58.5 mil millones de metros cúbicos de gas natural.

Reservas

La producción en México, al igual que sus reservas disminuye continuamente, por ende sus ingresos y exportaciones se ven mermados, pero sostenidos por los altos precios de venta en el mercado. No obstante la duda que surge es ¿hasta cuando estas condiciones permanecerán? Con una economía mundial subyugada a los hidrocarburos, la cantidad de barriles de petróleo en un territorio es imprescindible.

En México existe otra contabilidad de reservas que hace referencia a las categorías 1P, 2P y 3P. Para el primer caso las reservas 1P corresponden a las reservas probadas (categoría de referencia para medición internacional y la única aceptada ante la Securities and Exchange Commission “SEC” de Estados Unidos). Las reservas probadas a su vez pueden ser clasificadas en desarrolladas o no desarrolladas.

Reserva	2013	Pesado	Ligero	Super ligero	Total
1P	2012	6,118.1	2,792.4	1,114.7	10,025.2
	2013	6,151.2	2,868.1	1,053.9	10,073.2
2P	2012	10,739.4	5,704.4	2,129.5	18,573.3
	2013	10,604.0	5,843.0	2,035.1	18,482.1
2P	2012	16,026.8	10,797.8	3,787.9	30,612.5
	2013	16,060.7	10,812.6	3,895.2	30,768.5

Ilustración 13: Elaboración propia, información de PEP -2012

En el grupo de las reservas no probadas se encuentran otras clasificaciones: las reservas probables y las posibles. La primera de las 2 anteriores clasificaciones, corresponde a un mayor grado de certidumbre para convertirse en reserva probada; por lo que la suma de las reservas probadas y las

probables corresponden a las reservas 2P. Mientras que la suma de las reservas probadas, probables y las posibles corresponden a las reservas 3P. Especificado esto se puede hablar de los resultados obtenidos por PEMEX (para el año 2012 en petróleo).

La tasa de restitución de reservas juega un papel muy importante en su cuantificación, pues ésta indica la cantidad de hidrocarburos que se repone por nuevos descubrimientos, desarrollos, revisiones y delimitaciones. Para el 1° de enero de 2012, la tasa de restitución de reservas 1P fue de 104%. No obstante, las reservas 1P, correspondieron a pozos y yacimientos que ya descubiertos. Y sólo un porcentaje pequeño provino de descubrimientos de nuevos yacimientos (R/P promedio de 10.7 años). Por otro lado, con respecto a las reservas 2P la tasa fluctuó en los 19.3 años y en las reservas 3P, la tasa de restitución por descubrimientos fue de 107.6% con una vida promedio de 32.3 años.

Producción nacional

La industria petrolera ha afrontado en los últimos años diversos problemas, uno de los más grandes ha sido la producción de crudo, pues se enfrentó a la complejidad y elevado costo en los proyectos de explotación y exploración, que trato de encauzar con el uso de contratos integrales de exploración y producción. Para el año 2012, PEMEX logro una producción de 2.91 millones de barriles por día, donde el 74% de este total fue aportado por los activos Ku-Maloob-Zaap, Cantarell, Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol-Chuc ubicados en las regiones marinas. Mientras la calidad del crudo producido 54% correspondió a crudo pesado, 33% a crudo ligero y el resto a crudo súper ligero.

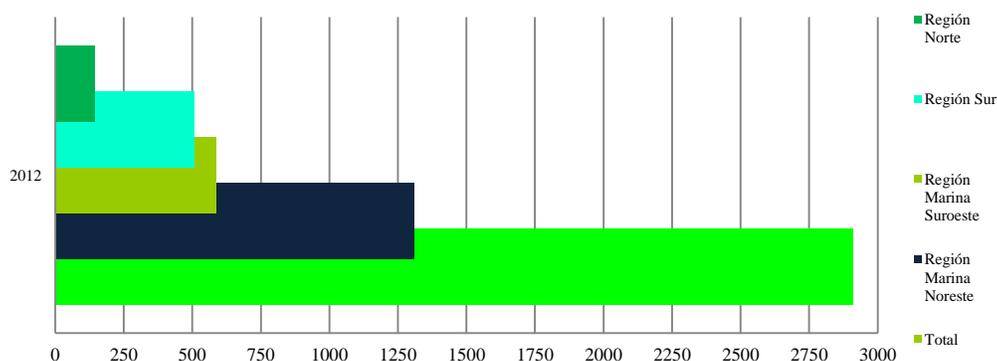


Ilustración 14: Elaboración propia, con información de: PEP-2013. “Composición de la producción de aceite crudo” en miles de barriles

Comercio

México cuenta con una lista de aproximadamente 20 socios comerciales demandantes de hidrocarburos: Estados Unidos, Canadá, Alemania, Holanda, Portugal, España, Japón, Venezuela y otros países de América latina que se derivan del convenio de San José (Anexo 16). No obstante, el socio preferencial es Estados Unidos; a causa de diversos factores, tanto políticos (históricamente han mantenido una relación comercial), geográficos (proximidad) y tecnológicos (EE.UU. posee sofisticadas refinerías para procesar crudos pesados de México).

Las exportaciones de crudo mexicanas a Estados Unidos han crecido constantemente desde 1980 a 2004 (pico en 2004 con 2.136 MMb/d). La mayor parte del crudo exportado a este país corresponde a la mezcla Maya, mientras que México retiene la mayor parte de su producción de crudos ligeros (Istmo y Olmeca) para consumo doméstico. A pesar de que las exportaciones han reducido desde 2004, la razón por la cual la Nación, no ha sentido un tajante cambio es porque el precio del crudo se encuentra alto.

2012	Total	Estados Unidos	España	India	China	Canadá	Convenio de San José	Holanda	Portugal	Otros
		1,255.60	957.1	166	75.4	9.9	22.8	14.2	5.6	2.7

Tabla 10: Elaboración propia con información de SENER, “Destino de las exportaciones de crudo por país 2012” Mb/d.

Desde el 2005 el precio promedio por barril de la mezcla mexicana ha aumentado (ese año \$42.77 promedio anual, dólares por barril). En 2008 alcanza un precio pico de \$85.87 dólares el barril, cayendo a los \$57.45 dólares en 2009 para recuperarse de nueva cuenta en 2011 (\$100.92; 2013-\$98.79 y 2014-\$94.08 dólares por barril). Los altos costos por barril generaron ingresos a PEMEX (2012) por \$46,788 millones de dólares en ventas en el exterior: Lejano Oriente, Europa y América. Donde se exportaron 194 Mb/d de crudo Olmeca (obteniéndose \$7,754 millones de dólares), 99 Mb/d (\$3,905 millones de dólares por venta) de crudo Istmo y 962 Mb/d de crudo Maya (\$35,129 millones de dólares). El precio de exportación del petróleo crudo Istmo fue de \$107.28 dólares por barril, Maya \$99.99 y Olmeca \$109.39 dólares por barril, mientras que de la mezcla mexicana se ubicó en \$101.0 dólares por barril, de acuerdo con estadísticas de PEMEX.

		Total	Istmo	Maya	Olmeca	América	Europa	Oriente		
valor exportación crudo	2012	46,788	3,904	35,19	7,754	37,051	6,611	3,190	millones de dólares	
	2013	42,72	3,928	34,91	3,884	32,126	6,476	4,121		
Volumen de exportación	2012	1,256	99	962	194	994	176	85	miles de barriles diarios	
	2013	1,189	103	987	99	894	179	116		
\$ exportación	2012	101.9	107.2	99.99	109.39	101.84	102.56	102.15	dólares por barril	
precio promedio		América			Europa		Medio Oriente			
por exportación		Costa del Golfo		Costa Oeste		Istmo	Maya	Olmeca	Istmo	Maya
		Istmo	Maya	Olmeca	Istmo	109.9	100.8		113.4	101.4
	2012	105.29	99.66	109.39		107.2	97.26			97
	2013	103.38	96.82	107.92						
Balanza comercial		Total			PEMEX			Exportaciones Pemex/Total		
	2012	Exportaciones	Importaciones	Saldo	Exportaciones	Importaciones	Saldo	14.0%		
		370,706	370,752	-46	52,075	31,099	20,976			

Tabla 11: Elaboración propia con información de U.S. Energy Information Administration, “panorama de producción, consumo y exportación de crudo en México 2000-2012”

El paso a la modernización: ductos y refinación

PEMEX opera una extensa red de ductos que conectan los principales centros de producción con las refinerías locales y las terminales de exportación. Esta red se integra por aproximadamente 500 ductos que se extienden a lo largo de 4,828 kilómetros. Con toda esa infraestructura, México no cuenta con conexiones a ductos de petróleo internacionales, por lo que la mayoría de sus exportaciones las realiza por buques desde 3 terminales de exportación en las costas del Golfo: Cayo Arcas, Dos Bocas y Pajaritos en el puerto de Coatzacoalcos (terminal de exportación en Salina Cruz, sobre la costa del Pacífico). Se cuenta con 6 refinerías con una capacidad total de refinación de 1.54 millones de barriles al día (2011). Acorde con estadísticas presentadas, la producción actual de refinados fue inferior a su capacidad (2013- 1.19 MMb/d, generando pérdidas

de \$ 7.7 mil millones como resultado). Esta caída es consecuencia de problemáticas e incidentes operacionales. Internacionalmente México sólo cuenta con participación en una refinería: Deer Park en Texas cuyo control corresponde al 50% de los 334 (Mb/d) producidos.

GAS NATURAL

La producción de gas natural nacional ha aumentado desde el año 2000, pero no ha sido capaz de satisfacer el crecimiento de su demanda, que ha aumentado durante el mismo período por el uso de éste como combustible para la generación de fuerza, eléctrica y operaciones petroleras. A pesar del aumento en la producción interna, las reservas probadas de gas se han reducido debido a la falta de inversión en la exploración. La apertura del sector gasero a empresas internacionales podría ayudar a aumentar la producción y reservas de gas natural.

El consumo de gas natural de México está dominado por las operaciones de Petróleos Mexicanos y la demanda de electricidad, de acuerdo con estadísticas de la Secretaría de Energía, PEMEX es el mayor consumidor individual de gas natural, consumiendo el 40% total nacional, aprovechado directamente en el sector de exploración y producción, proseguido de refinerías y plantas petroquímicas.



Tabla 12: Elaboración propia con información de BP Statistical review of world energy

El sector de fuerza y electricidad consume un 33% del total mientras que el remanente (poco más del 20%), es vendido a consumidores industriales. México produjo un estimado de 58.5 miles de millones de metros cúbicos diarios de gas natural en 2012, de acuerdo con cifras actualizadas. Lo cual representa una lenta tasa de aumento respecto al año anterior (2010-58.3 MMMm³/d); parte se debe al diferencial de precios entre el gas natural y el petróleo, lo que condujo a favorecer la explotación del segundo.

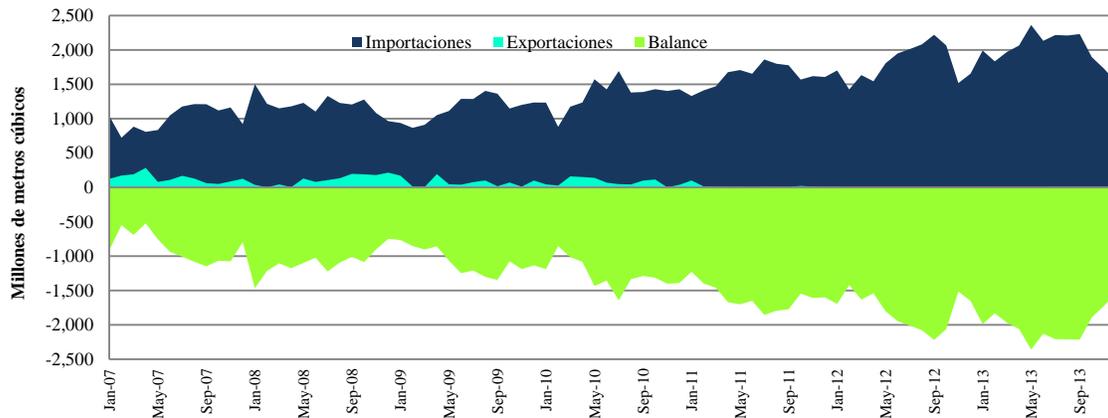


Ilustración 15: Elaboración propia con información de Comisión Reguladora de Energía, “Balance de Comercio Exterior de Gas Natural, 2007-2013 (MMm3)”

Como consecuencia del crecimiento en la demanda, las importaciones han aumentado, representando alrededor del 18% (2013) del consumo actual en comparación con en el año 2010, para el mismo año México importó el 30% de las exportaciones totales de gas natural de Estados Unidos. Y desde 2006, se comenzó a importar gas natural licuado (GNL) de Qatar, Nigeria y Perú; para ayudar a satisfacer el consumo interno de gas.

Del 2000 al 2012 la demanda de gas natural aumentó 88%. El Sector Industrial redujo su participación en el consumo de 24% en el 2000 a 14% en el 2012, la demanda de gas natural por CFE pasó del 23% en el 2000 al 59 % en el 2011. El desabastecimiento de gas natural en México trajo consigo una serie de afectaciones como lo fueron las “Alertas Críticas” (15 en 2012, y 8 en el 2013, la ultima con una duración de 57 días), limitaciones en la producción industrial y el incremento en el precio del gas (2012-\$2.83, 2013-\$3.73 y 2014-\$4.66 dólares por millón de BTU) y el aumento de las tarifas de CFE en 55%.

Reservas

México tenía 0.4 Billones de metros cúbicos de reservas de gas natural al final de 2012. La región del sureste contiene la mayor cantidad de reservas probadas, sin embargo, la región del norte será probablemente el centro del crecimiento futuro de las reservas, ya que contiene casi 10 veces más reservas probables y posibles que la región sur.

Año	Tipo de gas	Total	Región			
			Marina Noreste	Marina Suroeste	Norte	Sur
2012	Asociado	1237.004	123.979	101.718	821.503	189.805
	No asociado	507.433	1.632	311.891	139.510	54.395
	Total	1744.437	125.612	413.610	961.014	244.2
2013	Asociado	1256.59	123.911	108.476	823.612	200.593
	No asociado	532.801	1.635	344.377	131.467	55.320
	Total	1789.392	125.547	452.853	955.079	255.914

Tabla 13: Elaboración propia con información de SENER, “Prospectivas del Sector, 2013-2027”

México tiene una de las bases más grandes de recursos de gas de lutitas del mundo (shale gas), lo que podría sustentar niveles crecientes de reservas y producción de gas natural. De acuerdo con una estimación inicial de la IEA, México tiene recursos técnicamente recuperables por 681 billones de pies cúbicos, donde la mayoría de los recursos están en regiones del noreste y centro-este del país. La cuenca de Burgos cuenta con dos tercios de los recursos de gas de lutitas recuperables, contiene partes de las formaciones de lutitas Eagle Ford. Considerada el prospecto más prometedor, ya que ha sido una fuente prolífica de producción en el estado de Texas.

Se ha comenzado a explorar algunas de las formaciones no convencionales, pero es limitado el número de pozos que se han perforado, por lo que PEMEX tiene planes de desarrollo y producción en shale para los próximas décadas. Por lo que se verá en la necesidad de aplicar reformas para atraer la inversión extranjera para fortalecer la protección normativa, medidas ambientales y ampliar la infraestructura de ductos.

Organización del sector

PEMEX tiene el monopolio de la exploración del gas natural, pero la participación privada está permitida en la producción de gas no asociado. El gobierno abrió el sector corriente abajo (downstream) de gas natural a operadores privados en 1995.

Marco regulatorio

- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo
- Reglamento de la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el ramo del petróleo
- Reglamento de gas natural
- Directivas
- Normalización
- Procedimiento para la Revisión Quinquenal del Ingreso Máximo y para la Determinación de las Tarifas de Distribución

Comercio

Mientras que la tasa de importaciones se ha incrementado constantemente año tras año, se debe mencionar que el dinamismo en la demanda, fue resultado de varios factores: los bajos precios del gas al usuario final, el gas natural es más limpio en comparación a otros combustibles, el alto poder calorífico por unidad de masa, la combustión es más eficiente debido a que se mezcla con el aire en las cámaras de combustión y el bajo costo de transporte.

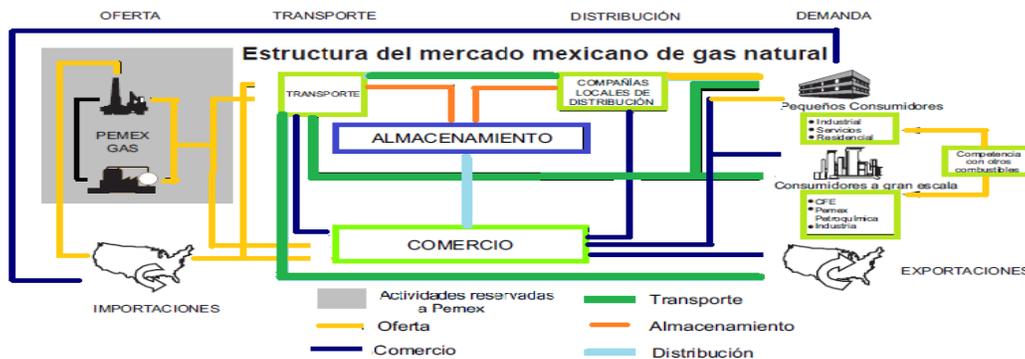


Ilustración 16: Tomada de “Visión del mercado de gas natural en América del Norte” Agosto 2005

Se podría decir que la interrelación en los mercados energéticos de América del Norte, han impulsado la volatilidad del precio del gas natural, caso contrario a lo que se espera en un proceso de integración comercial. El fenómeno fue el mecanismo de defensa, frente a una amenaza por la estrechez entre la oferta y la demanda.

La relación económica bilateral con México es de interés fundamental para Estados Unidos a causa de su proximidad. EE.UU. es el principal socio de México en el comercio de mercancías, mientras que México es el tercer socio comercial de EE.UU., después de China y Canadá. Conforme la producción no convencional de Estados Unidos detonó, los precios del gas en ese país cayeron, y las necesidades de consumo en México superaron su capacidad productiva.

Las exportaciones de EE.UU. a México participaron con aproximadamente un tercio del total del gas para venta internacional de Estados Unidos. A pesar de que Estados Unidos también importa una pequeña cantidad de gas natural desde México, el balance comercial se espera se incline a favor

de EE.UU., con el acuerdo de que las tendencias recientes de oferta y demanda continúen como están proyectadas en ambos países.

Gas natural licuado (GNL)

México satisface una parte de su demanda de gas natural a través del GNL, pero el volumen de sus importaciones cayó alrededor del 20% en 2011. Acorde con la información de la Agencia Internacional de Energía, México importó alrededor del 42% de su GNL de Qatar, 28% de Nigeria y 16% de Perú (menores volúmenes de Indonesia y otros países). La composición de suministros de GNL en México ha cambiado en los años recientes, con incremento de volúmenes de Qatar desplazando volúmenes de GNL de Egipto, Trinidad y Tobago y más notablemente de Nigeria, país que había sido el mayor proveedor de GNL de México.

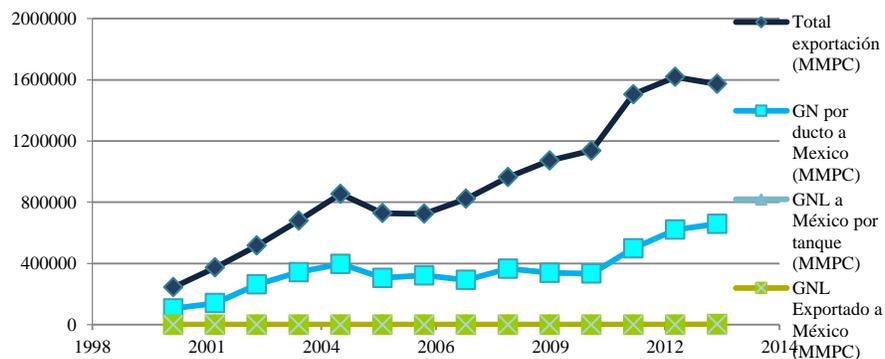


Ilustración 17: Elaboración propia con información de U.S. Energy Information Administration, “panorama de exportación del gas natural de Estados Unidos a México 2000-2012”

Gasoductos y almacenamiento

A pesar de la oportunidad que el gas personifica para México, se ha visto limitado por problemas tanto de producción como de infraestructura. El sistema de transporte y distribución actual tiene cuellos de botella que se traducen en problemas de abasto en algunas regiones y por lo tanto, en una pérdida de competitividad para la industria del país.

PEMEX opera alrededor de 9,173 kilómetros de gasoductos para gas natural. La empresa tiene 10 centros de procesamiento, con una capacidad de volumétrica de 5,800 millones de pies cúbicos por día. La red de ductos de gas incluye 13 interconexiones operacionales con Estados Unidos y al menos 3 nuevas interconexiones de ductos se han planeado para suministrar la demanda actual.

Recursos prospectivos

México es un país con potencial en reservas como en recursos prospectivos. De acuerdo con reportes publicados por la Secretaría de Energía, existen los siguientes volúmenes remanentes de reservas:

Reservas	1P	Volumen (MMMboe)	13.8	Años de producción	10
	2P		26.2		19
	3P		43.8		32

Tabla 14: Elaboración propia con información de SENER, “volúmenes remanentes de reservas” 2012

La recuperación de volúmenes de recursos prospectivos representan una probabilidad de éxito menor al 10% (más inciertos que las reservas 3P). Por lo que la futura explotación de estas reservas presenta un reto para PEMEX.

Los recursos se pueden clasificar en convencionales y no convencionales; los no convencionales corresponden a aquellos que se pueden extraer directamente de la roca origen (Shale gas-oil) o aquellos que requieran niveles de inversión muy altos. Mientras que los recursos convencionales son aquellos cuyos costos operacionales son mediables y no se necesita de gran capacidad tecnológica para su explotación. A pesar de que en otros países el desarrollo de sus planes energéticos y operativos, consideran diversos tipos de recursos no convencionales como táctica y reservas explotables; en México se ha tenido la fortuna de disfrutar con un rico subsuelo que dio pie a una economía petrolizada, sin tener de recurrir a este tipo de fuentes.

Recursos no convencionales

Un recurso no convencional es toda aquella fuente que se puede producir, pero que no pueden ser explotados con tasas de flujo económicas o con volúmenes económicos a menos que el pozo sea estimulado, por fracturamiento hidráulico, pozos horizontales, pozos multilaterales o alguna otra técnica; para exponer más superficie de contacto entre el yacimiento y el pozo. También hace referencia a los sedimentos que actúan al mismo tiempo como yacimiento y fuente de hidrocarburos. En esta lista se podría hablar de arenas bituminosas, siendo Canadá el primer país en explotarlas, debido a la cantidad de reservas presentes en dicho territorio.

Otro ejemplo es el crudo extra pesado con muy bajas densidades °API (>8°API) y alta viscosidad; México cuenta con yacimientos que presentan este tipo de fluidos, principalmente en la región norte (crudo Altamira). Finalmente el boom actual lo estelariza shale gas-shale oil, el cual se encuentra en rocas arcillosas con alto contenido de materia orgánica, en las que con el uso de fracturamientos hidráulicos masivos se puede extraer cantidades comerciales de crudo.

Shale gas- Shale oil

En la última década el gas natural ha tenido una gran expansión en la energética global, convirtiéndose al lado del petróleo, en el brazo derecho de la expansión y crecimiento en países industrializados como en economías emergentes. La posible respuesta del uso exponencial de gas se debe en un primer plano por la eficiencia en la generación de energía, la facilidad operacional, menor nivel de emisiones de CO₂ y bajo costo (2013). Ante esta positiva evolución mundial se han desarrollado escenarios energéticos que prevén un continuo aumento en el consumo de gas para años subsecuentes, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA), por lo que las reservas de gas convencional existentes no podrían solventar esta necesidad. Con lo que se ha buscado el cambio a explotación de recursos no convencionales, como tigth sand gas o shale gas.

Esta transición permitiría aumentar las reservas recuperables hasta un 40%, incrementando la oferta y reduciendo su precio.

Experiencias recientes, han demostrado que el mundo aun no está listo tecnológicamente para la implementación de estos proyectos. La baja rentabilidad que se ha obtenido frente a los niveles de inversión presentada en otros países en los proyectos shale, debe ser un indicio para México; que con su actual régimen fiscal y los bajos precios de venta internacional no auguran la aplicación de este recurso a un corto plazo. La explotación de recursos shale requiere aproximadamente una inversión de \$10 a \$20 millones de dólares por pozo (costos de producción \$20 a \$30 dólares por barril), mientras que un pozo convencional de aceite puede llegar a costar entre \$1 y \$2 millones de dólares en tierra (costos de producción \$6 dólares por barril) y más de \$200 millones en aguas profundas (costos de producción \$35 dólares por barril); sin mencionar que la tasa de declinación dista considerablemente. Un pozo de shale logra un pico de producción casi instantáneo en los primeros meses de su producción para consecuentemente declinar, sin dar tiempo a la recuperación de la inversión.

Gas grisú

O gas minero (Coal Bedmethane) es el gas liberado de la producción minera, que se compone principalmente de Metano (CH_4), es un subproducto de la explotación de minas de carbón; por lo que su extracción requiere poca inversión. En México, por razones de seguridad, el gas no asociado al petróleo no es explotado. Pero existen países, con sistemas jurídicos menos aprensivos, que han permitido la explotación comercial del gas grisú. Alemania es un ejemplo de lo anterior, pues desde 1960 permite la utilización del grisú para proveer a poblados de electricidad; de misma forma éste se ha desarrollado en Australia, Canadá, Rusia y Estados Unidos.

Aguas profundas

La perforación en aguas profundas presenta importantes retos técnicos y de ingeniería. Como se ha dicho, se estima que gran parte de las reservas de México se encuentran en yacimientos en el Golfo de México, es decir en aguas profundas. Por lo que es vislumbrado como un área estratégica y de desarrollo geopolítico. El Golfo de México representa un enorme puerto donde la hegemonía del norte reside gran parte sus reservas energéticas.

El término "Aguas Profundas" hace hincapié a la exploración y explotación en yacimientos de hidrocarburos en regiones ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 metros, mientras que aquellas regiones con tirantes superiores a los 1500 metros se considera aguas ultra-profundas.

En México se ha podido definir 3 grandes proyectos de exploración y explotación: Área Perdido que se extiende a lo largo de 26,812 kilómetros cuadrados con 2 sub-áreas: CP perdido y Oreos. Golfo de México Sur: 12 áreas en total pero 3 prioritarias: Nancan, Jaca-Patini, Nox-Hux y Golfo de México B con 489 kilómetros cuadrados y 4 áreas prioritarias: Temoa, Han, Holok y Lipax.

En general, aguas profundas constituye un contexto considerablemente difícil, procedente de altos costos operacionales, complejidad en la extracción y el aseguramiento de flujo. Uno de los hitos

mexicanos en el tema de aguas profundas fue el descubrimiento de Lakach en 2007 en un tirante de agua de 988 metros y perforado a 3,813 metros.

Yacimientos transfronterizos

Se considerarán yacimientos transfronterizos, aquellos que se encuentren dentro de una jurisdicción y tengan continuidad física fuera de ella. También se considerarán como transfronterizos aquellos yacimientos o mantos fuera de la jurisdicción nacional, compartidos con otros países de acuerdo con los tratados en que México sea parte o bajo lo dispuesto en la Convención sobre Derecho del Mar de las Naciones Unidas.

La definición más acertada de yacimiento transfronterizo de hidrocarburos se encuentra en el Acuerdo Marco sobre la Unificación de yacimientos de hidrocarburos (2007), firmado por Venezuela y Trinidad-Tobago: " **Son los yacimientos de hidrocarburos que se ha determinado su existencia; cuya extensión se prolonga a través de la línea de la frontera y desde cualquier lado de dicha líneas, estos son económica y técnicamente explotables total o parcialmente**". Lo que significa que hablar de yacimientos trasfronterizos sea un tema de debate por sus implicaciones sobre la distribución y pertenecía de reservas energéticas, política exterior y estar sometidos a 2 o más jurisdicciones.

México guarda relaciones fronterizas en el norte con Estados Unidos, al sur con Belice y Guatemala; con la posibilidad de tener yacimientos transfronterizos en tierra: Cuenca de Burgos y mar: Golfo de México (Estados Unidos- Cuba) y plataforma del Caribe (Guatemala- Belice). Pese a, la prioridad para este se encuentra en la frontera marítima con Estados Unidos en el Golfo de México.

Yacimientos transfronterizos del Golfo de México

El Golfo de México es una cuenca que se distingue por su mega estructura escalonada en taludes, cuya máxima profundidad supera a los 3,600 metros, con una extensión aproximada de 1,810,000 kilómetros cuadrados. Estas dimensiones le permiten identificar 2 grandes regiones para la explotación petrolera: Plataforma Continental (se limita por la isobata de 200 metros) y la región del Talud continental. Diversos estudios fisiográficos han podido identificar 9 principales provincias: Delta del Río Bravo, Franja de Sal Alóctona, Cinturón Plegado Perdido, Franja Distensiva, Cordilleras Mexicanas, Salina del Golfo Profundo, Escarpe de Campeche, Cañón de Veracruz y Planicie Abisal.

La potencia esperada en el Golfo profundo de México (de acuerdo con los descubrimientos realizados por PEP en 2012) es de 224 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (gas y aceite) al primero de enero del 2013.

Cinturón plegado perdido

Se ubica en aguas profundas del Golfo de México entre las zonas económicas exclusivas (ZEE) de México y Estados Unidos; comprende una extensión aproximada de 27,230 kilómetros cuadrados en la región perteneciente a la república mexicana. En 1996 grandes operadoras realizaron la primera

perforación en la zona, el pozo Baha. Descubriendo la existencia de un sistema petrolero factible de explotación.

El cinturón se extiende hasta la zona perteneciente a los Estados Unidos (Alaminos Canion) donde se han realizado diversos descubrimientos: Great White, Tobago, Silvertip y Tiger. En 2001 con el pozo Trident (perforado en el bloque contiguo al límite fronterizo con México), se fortaleció la conjetura de la existencia de reservas en la zona de México. Desde el sexenio de Ernesto Zedillo se comenzó la exploración y estudios geológicos en zonas del Cinturón Plegado Perdido cercanas a Trident, realizándose el pozo PEP 1. Que hasta 2006 se había perforado a un tirante de agua cercano a los 2,940 [m] y para el 2008 ya se contaba con 8 localizaciones en aguas profundas: Alaminos-1 (2,888 [m] de T.A.), Maximino-1 (2,891 [m] de T.A.), Afótica -1(3,350 [m] de T.A.), Magno-1, Extraviado-1 (2,891 [m] de T.A), Chachiquin-1 (3,216 [m] de T.A) y Magnanimo-1 (2,520 [m] de T.A).

Hoyos de dona

Si bien el desarrollo de nuevas tecnologías ha sido la principal herramienta, no ha podido redimir del desafío que presenta el Golfo como tal; la distribución y delimitación de este. En él se ubican 2 regiones que no pertenecen a México, Estados Unidos o Cuba, debido a que esas dos regiones no se encuentran dentro de la zona económica exclusiva de ninguno (200 millas náuticas). Las complejas zonas reciben comúnmente el nombre de "Hoyos de dona", estos cayos de aguas internacionales son disputados por las 3 Naciones. Donde el primero corresponde al hoyo de dona occidental, disputado por México y Estados; el segundo (hoyo de dona oriental) tiene colindancia con aguas territoriales de Cuba, México y Estados Unidos. Este último país, se encuentra desde 2000 prospectando la zona.

Hoyo de dona Occidental	Hoyo de dona Oriental
Situado en la parte central del Golfo de México, consta de una superficie aproximada de 17,190 km ² a un tirante de agua de 2,100 - 3,700 [m]. Recientes estudios geológicos han deducido que debajo de esta estructura existen las condiciones geológicas propicias para un sistema petrolero, con un potencial estimado en 2,500 MMBPCE.	Cuenta con una superficie de 20,000 km ² cercano a las costas de Yucatán, New Orleans y Cuba. Se encuentra dividido entre México y Estados Unidos. Actualmente los registros o estudios pertenecientes a esta zona (oriental) se encuentran muy pobres para un análisis a conciencia.

Tabla 15: Elaboración propia con información de “Las Exploración Petrolera en las Aguas Profundas del Golfo de México”, A. Barreda; Universidad Nacional Autónoma de México.

La postura Presidencial y la nueva reforma energética

El 20 de diciembre de 2013 se publican en el Diario Oficial de la Federación las reformas aprobadas por el Congreso a los artículos 25, 27 y 28 constitucionales, quedando pendientes para principios de 2014, la presentación de las iniciativas de modificación o promulgación de las leyes secundarias que reglamenten las modificaciones aprobadas. Sin duda un cambio semi-radical en la legislación y normatividad presente en el sector hidrocarburos en México y la modificación a 75 años de política e historia energética del país.

Aclamado por muchos analistas como la reforma económica más importante, emprendida por México, desde su entrada en el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), se

espera que estas reformas logren impulsar la inversión, el crecimiento y finalmente, la producción de petróleo y gas en el país.

Cabe resaltar de las reformas a los artículos constitucionales, lo siguiente:

- I. En el art. 25 se habla por primera vez del concepto de "Empresas Productivas del Estado", lo que indica que no se quiere un mero administrador de los recursos públicos. Esto sería un PEMEX, que debe de modernizarse para ser competitivo. Se establece el desarrollo nacional en términos de "Competitividad", lo que indica que habrá nuevos actores participantes.
- II. En el art. 27 se añade un párrafo que señala que: 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 particulares, en cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.
- III. En el art. 28 se señala que: No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; minerales radiactivos y generación de energía nuclear; la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos VI y VII del artículo 27 de esta Constitución, respectivamente; así como las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión.
- IV. El Estado contará con un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el 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 a que se refiere el párrafo VII del artículo 27 de esta Constitución, con excepción de los impuestos.
- V. Se excluye al Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) de participar en el Consejo de Administración de PEMEX (conformado por 5 consejeros (gobierno federal) y 5 consejeros independientes).
- VI. Se reducirá la carga fiscal a PEMEX (transferencia no mayor al 4.7% de sus ganancial al Presupuesto de Egresos de la Federación)
- VII. En cuanto a la explotación y extracción de hidrocarburos y su modalidad contractual se establecen 4 tipos de contratos: De servicios– Pago en efectivo, De utilidad compartida– Un porcentaje de la utilidad, De producción compartida– Un porcentaje de la producción obtenida, De licencia – Transmisión onerosa de los hidrocarburos tras ser extraídos o cualquier combinación de las anteriores opciones.
- VIII. La aplicación de una ronda cero donde PEMEX someterá a consideración de la Secretaría de Energía cuáles son las áreas en exploración y los campos en producción que este tenga la capacidad de operar, a través de asignaciones. Con esto se busca que la empresa siga trabajando en proyectos vigentes en exploración por un plazo de 3 años (prorrogables 2 años). Se creara un organismo público descentralizado denominado Centro Nacional de Control del Gas Natural, encargado de la operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento.

Con este nuevo marco jurídico los poderes del Estado esperan la generación de empleos, elevar la competitividad de la industria, abaratar el costo de la energía eléctrica y combustible, la reactivación del campo de producción de fertilizantes (acarreado la reducción en el costo de alimentos) y convertir al sector energético en uno con mayor potencial económico. Con el fortalecimiento del papel del Estado como rector de la industria petrolera, formar alianzas con

empresas privadas, un desarrollo incluyente, la inmersión a nuevos tipos de contratos, otorgar a PEMEX una autonomía presupuestaria, fomentar organismos reguladores que se manejen con transparencia y eliminar las canonjías del sindicato petrolero. Todo esto partiendo de un compromiso que asegure la sustentabilidad y protección del medio ambiente.

En los Transitorios se indica:

- Tercero: No podrán exceder 2 años para que Petróleos Mexicanos se convierta en empresa productiva del Estado. En tanto PEMEX y sus organismos subsidiarios quedan facultados para recibir asignaciones y celebrar los contratos a que se refiere el párrafo VII del artículo 27.
- Cuarto: Dentro de los 120 días naturales siguientes, el Congreso de la Unión realizará las adecuaciones que resulten necesarias al marco jurídico regular y las modalidades de contratación, que deberán ser, entre otras: de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia. En cada caso, el Estado definirá el modelo contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos de la Nación. Entre otras modalidades de contraprestaciones, deberán regularse las siguientes:
 - I. En efectivo, para los contratos de servicios
 - II. Con un porcentaje de la 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 del subsuelo, para los contratos de licencia
 - V. Cualquier combinación de las anteriores

La ley establecerá las contraprestaciones y contribuciones a cargo de las empresas productivas del Estado o los particulares y regulará los casos en que se les impondrá el pago a favor de la Nación por los productos extraídos que se les transfieran.

- Quinto. Las empresas productivas del Estado así como los particulares que suscriban un contrato con él, podrán reportar para efectos contables y financieros la asignación o contrato correspondiente y sus beneficios esperados.
- Sexto. La Secretaría de Energía, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, será la encargada de adjudicar a Petróleos Mexicanos las asignaciones a que se refiere el párrafo VII del artículo 27 de esta Constitución.

El organismo deberá someter a consideración de la Secretaría del ramo en materia de Energía la adjudicación de las áreas en exploración y los campos que estén en producción, que esté en capacidad de operar, a través de asignaciones. Para lo anterior, deberá acreditar que cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para explorar y extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva.

- Séptimo. La ley establecerá, los porcentajes mínimos del contenido nacional en la proveeduría. Las disposiciones legales sobre contenido nacional deberán ajustarse a lo dispuesto en los Tratados Internacionales y Acuerdos Comerciales suscritos por México.
- Octavo. Las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos tendrán preferencia sobre cualquier otra que implique el aprovechamiento de la superficie y del subsuelo.
- Noveno. El Congreso de la Unión realizará las adecuaciones al marco jurídico, a fin de establecer que los contratos y las asignaciones, serán otorgados a través de mecanismos que garanticen la máxima transparencia. Por lo que se preverá que las bases y reglas de los procedimientos que se instauren al efecto, serán debidamente difundidas y públicamente consultables.
- Décimo Segundo. La Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía podrán disponer de los ingresos derivados de las contribuciones y aprovechamientos que la ley establezca por sus servicios en la emisión y administración de los permisos, autorizaciones, asignaciones y contratos, así como por los servicios relacionados con el Centro Nacional de

Información de Hidrocarburos, que correspondan conforme a sus atribuciones, para financiar un presupuesto total que les permita cumplir con sus atribuciones.

- **Décimo Cuarto. El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo será un fideicomiso público en el Banco de México.**

Cooperación energética como resultado: Implicaciones para Estados Unidos

El futuro de la producción de petróleo y gas natural en México es de importancia para su crecimiento económico, como para la seguridad energética de EE.UU. México siempre ha sido uno de los principales proveedores de crudo para Estados Unidos. Pero su producción ha disminuido drásticamente en los últimos años. Aprobada la reforma energética, se encaminará a revertir la disminución de la producción nacional, significando más petróleo en el mercado mundial y mejorar la seguridad energética de EE.UU., abriendo el sector a la participación internacional privada.

Esto podría crear oportunidades de inversión para las empresas estadounidenses, intensificando la participación de comercio de energía entre Estados Unidos y México, esperando así reforzar la competitividad de América del Norte. Las empresas se beneficiarían de la apertura a la inversión extranjera; aun que esto no sería tan cierto, para el sector del gas natural. Dado que los productores de gas natural de Estados Unidos que exportan a México potencialmente podrían perder mercado.

No obstante tener un vecino que es un aliado ideal y principal socio, con el que se comparte una frontera de casi 2,000 millas, económicamente vibrante y políticamente estable suena convincente; aunado a tener una tendencia de crecimiento en la producción de petróleo en el sur (México), como al norte con Canadá, proporcionaría un corredor confiable de aprovisionamiento energético a largo plazo, que contribuiría a la independencia energética de la región.

Implicaciones para México

La mayoría de los expertos coinciden en que el aumento de la producción de petróleo y gas natural probablemente impulsaría el crecimiento económico en México; al igual que muchos opinan que PEMEX carece del capital y la capacidad para lograr esos objetivos por sí sola. La reforma energética presidencial se sostiene en que estos cambios se traducirán en precios más bajos de energía, la creación de trabajo y el crecimiento del PIB. Por otro lado es aun más difícil predecir cómo el aumento de la participación privada en México afectaría el desarrollo económico del país, y el aseguramiento en el cumplimiento de una correcta implementación de la reforma para mejorar la competitividad y desarrollo nacional.

El Congreso mexicano tendrá que publicar la legislación secundaria para la implantación de las reformas. Al mismo tiempo, tendrá el ejecutivo que crear un comité de especialistas para supervisar el sector de hidrocarburos, mientras que PEMEX deberá reestructurar su plantilla y analizar los proyectos prioritarios de inversión, si es que aspira a convertirse en una empresa estatal productiva que pueda competir con otras empresas internacionalmente. Pero primordialmente se tendrá que mediar conjuntamente, la fuerte oposición de la izquierda política y social; con gestiones que satisfagan la expectativa popular sobre los beneficios de la reforma.

Voces discordantes

A diferencia de otros países exportadores, México le ha dado un simbolismo importante al petróleo, como una de las pautas que constituyó al Estado mexicano y como generador de desarrollo y estabilidad. Este sector representa aproximadamente el 7.84% del producto interno bruto y la tercera fuente de divisas. Por lo que hablar de privatización o participación privada bajo este esquema de pensamiento puede resultar en un ambiente tenso y de conflicto. Pero en sí, ¿qué engloba la privatización?

La privatización se puede entender como el proceso donde se comparte la transferencia de propiedad, actividades, obligaciones o recursos del sector público con el privado (introducción de fuerzas al mercado). Que podría desembocar, siendo el mejor de los casos, en la obtención de nuevos capitales, recursos, oportunidades de trabajo y tecnologías.

No obstante la solución no es tan sencilla como la modificación de artículos o mas gestiones; o incluso el ceder totalmente el campo a la participación privada (se trata de la reforma más polémica en materia energética de los últimos 18 años, donde se cuestiona el cambio de propiedad de los hidrocarburos y la reestructuración del Estado por su forma de participación en este sector).

Para dar la aceptación general a una reestructura en el estatuto nacional, se debe conciliar la postura de las partes sociedad-Estado-inversionistas; a través de cambios de carácter administrativo, autonomía presupuestal y de fortalecimiento de órganos como la Secretaría de Energía y Comisión Nacional de Hidrocarburos, el impulsar la investigación y desarrollo tecnológico. Renovarse o morir es una frase diariamente socorrida, que tal vez aplicada en este tópico podría ser un tanto laceraría, pero acorde a la situación del sector.

Conclusiones

En los últimos años ha ocurrido un cambio tendencial, las actividades que antes eran consideradas fuente de abastecimiento económico, lo han dejado de ser en la actualidad. En México se podría considerar que fueron la agricultura-ganadería, minería y petrolera. Hoy solamente una de ellas persiste: la industria petrolera; que a la par con turismo, remesas e inversión extranjera representan la mayor fuente de captación de capital nacional.

Si analizamos un poco a estas actividades, se podrá observar la relevancia de cada una. México es uno de los destinos predilectos para el turismo mundial y se espera que siga en aumento, por lo que este aporta cerca del 8.3% del PIB (2013). En cuanto a las remesas de los trabajadores en el extranjero, estas aportan un 9.5%. Finalmente la industria del petróleo se dice que aporta cerca del 7.84% de PIB, contrariado a que es la única actividad que sostiene más del 65% del gasto publico del país.

La paradoja inicia cuando se vislumbra un panorama de no crecimiento en este sector, el agotamiento de yacimientos es un hecho. Y las acciones para restituir las reservas no son tan contundentes como el facto de su declinación. La renuencia de un país productor de hidrocarburos para aceptar nueva regulaciones y participación de terceros en su industria, se remonta al temor de un Estado a perder su libertad en el manejo de la renta petrolera, cuando su economía depende en

gran medida de tales ingresos. México no ha sido la excepción, el incorrecto uso que se le ha dado a los ingresos y excedentes petroleros le han permitido sostener desfalcos año tras año, pero dejando a una compañía estatal endeble y carente de autonomía.

La aceptación de la actual reforma energética, se tendrá que distinguir y priorizar entre 2 premisas principales:

- **Se debe enfocar la industria en una prematura y excesiva extracción de recursos, que reflejara a corto plazo altos ingresos fiscales de acuerdo con el notable aumento en el precio del petróleo.**
- **Ó se deberá adoptar una estrategia orientada hacia la expansión de la producción a largo plazo que asegure un abastecimiento interno y moderados ingresos.**

Existen muchos factores y variables por lo cual es difícil solucionar o entender la verdadera situación que se vive en México en forma general. Pero para el rubro la dependencia petrolera ha causado una debilidad colectiva y a su vez un raquítico desempeño económico. Mientras que la corrupción ha deteriorado su calidad institucional y gobernabilidad, la hermeticidad de sus leyes le han convertido en un país carente de competitividad.

Frente a la evidente necesidad de una reforma energética de mayor envergadura y con el mensaje de modernizar y equiparar este sector ante el mundo, México, su sociedad y PEMEX se enfrentan a nuevos y significativos retos.

Capítulo III: Legislación petrolera en México

“Las leyes nacen por las necesidades de la sociedad, viven para cumplirse e infringirse, y mueren por la ignorancia y el olvido de las personas.”

Con el manifiesto de la Constitución de 1917 se da pie a la expedición de normas jurídicas y políticas aplicables a los principios atañidos a los hidrocarburos, fundamentados en una industria petrolera mexicana soberana y de propiedad pública. A pesar de que desde comienzo del siglo XX los intereses privados han reprimido estos principios constitucionales buscando imponer sus esquemas regulatorios; el país ha mantenido una línea recta en cuanto a ésta. Panorama que ha transmutado tras la adopción del modelo neoliberal (1982), permitiendo de nueva cuenta la participación y control privado en este sector.

El órgano vital de México para este epígrafe es PEMEX, el cual se vio inmerso en un desmantelamiento, endeudamiento internacional y alto cargo fiscal para la realización de sus proyectos e inversiones, con lo que se renunció a la autosuficiencia energética y su consecuencia: la incalculable compra e importación de petrolíferos.

Dicho órgano nacido de la nacionalización petrolera instauró un parte aguas histórico en la explotación de hidrocarburos; pues la política referente a que el Estado tuviera la mayor responsabilidad en actividades de este rubro, convertiría al petróleo en sustento del desarrollo económico nacional. Importancia que se ve remarcada actualmente en aras de la implantación de una nueva reforma energética, que busca la reestructura del modelo presente de explotación y desarrollo de actividades en el sector hidrocarburos.

Para poder realizar un análisis respecto a la política y estatutos en un sector de hidrocarburos se debe tener presente la interacción entre diversos factores, como lo son la capacidad y potencial geológico del país en cuestión (las reservas), las características del marco institucional y contractual, incluyendo el sistema impositivo, factores económicos (dependencia de rentas petroleras), el cambio tecnológico, el ciclo de precios y las características propias del sector. Por supuesto, las tendencias ideológicas también tienen influencia sobre las políticas energéticas a desarrollar. No obstante la prominencia en estas son los factores sectoriales, geográficos, institucionales y económicos.

En México el sector hidrocarburos, refiere a un sector con altas rentas por la exportación y venta de hidrocarburos, donde los productos, el gas o derivados del petróleo como la gasolina, son consumidos ampliamente por la población y cuyo precio se encuentra a disposición de la volatilidad del mercado internacional. Por lo que estas características tienen implicaciones importantes en la evolución de su marco institucional.

El actual costo de extracción por barril varía entre \$4 y \$20 dólares marcando un incremento tendencial en los precios a niveles por encima de \$100 dólares por barril. La presencia de rentas y su distribución siempre ha conllevado letargo y tensiones, entre gobiernos, compañías operadoras y sociedad. Debido a una distribución especial y no equitativa de ganancias. Esta incapacidad y desigualdad es reflejo de arreglos contractuales rígidos y la falta de progresividad de los sistemas impositivos, diseñados por el Estado.

Legislación

En la cotidianidad que se vive, concurren límites y deberes para todas las acciones que se realizan. Existiendo un conjunto de reglas diferentes en la extensión del mundo, siendo base de los diferentes sistemas nacionales. Refiriendo entonces a una constitución, como la norma máxima de un Estado soberano, cuyo fundamento jurídico es indispensable para su edificación.

Pues contiene todos los derechos y responsabilidades pertinentes a los ciudadanos; así como, las prerrogativas y obligaciones del Estado. En México la Carta Magna estipula el uso de recursos estratégicos de la nación en sus artículos 25, 27 y 28, en materia de hidrocarburos. Y sostiene principalmente el derecho de propiedad de la nación sobre tierras y aguas del territorio nacional, el dominio inalienable de esta sobre todos los recursos naturales del subsuelo, así también indica que la explotación de los hidrocarburos le corresponde innatamente.

Por lo que estos 3 artículos son cimiento de toda la normatividad existente en el país para la regulación de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Para esta jurisdicción se sigue una estructura escalonada de normas, leyes y reglamentos, que la conforman. Algunas de las cuales se ilustran a continuación:

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos			
Art. 25	Art. 27		Art. 28
Tratados internacionales			
Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional			
Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional			
Ley de Ingresos de la Federación	Ley de Petróleos Mexicanos	Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos	Ley orgánica de la administración pública federal
Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria	Ley Federal de Metrología Y Normalización	Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos	Ley de planeación
Presupuesto de Egresos de la Federación	Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos	Disposiciones Administrativas de Contratación en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras Y Servicios de las Actividades Sustantivas de carácter productivos de Petróleos Mexicanos Y Organismos Subsidiarios (DAC)	
Ley de adquisiciones, arrendamientos y servicios del sector publico	Reglamento de la ley federal sobre la metrología y normalización		
Ley de obras públicas y servicios relacionadas con las mismas	Reglamento de la ley federal de las entidades paraestatales		
Otras leyes y reglamentos			

Tabla 16: Elaboración propia con información de Instituto Mexicano del Petróleo; “Pemex a Grandes Rasgos”.

Marco regulatorio internacional

Como proceso de globalización, los países han cedido parte de su soberanía mediante procesos de integración, a través diversos tratados y dictámenes de organismos internacionales (OPEP, OCDE, IEA, entre otros). Para el caso de México, éste se ha integrado a una red de 12 Tratados de Libre Comercio con 44 países (TLC), 28 Acuerdos para la Promoción y Protección Recíproca de las Inversiones (APPRI) y 9 acuerdos de alcance limitado (Acuerdos de Complementación Económica y Acuerdos de Alcance Parcial). También participa en organismos y foros multilaterales: Organización Mundial del Comercio (OMC), Mecanismo de Cooperación Económica Asia-Pacífico (APEC), Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) y la ALADI.

Los tratados internacionales se encuentran en un nivel jerárquico menor a la Constitución nacional, pero con un grado mayor a las leyes y decretos nacionales, enunciándose a continuación aquellos que impactan de forma directa al sector hidrocarburos:

- **Tratado de Libre comercio de América del Norte**
- **Decreto promulgatorio del Protocolo de Kioto**
- **Tratado entre el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos y el Gobierno de Estados Unidos de América sobre la delimitación de la Plataforma Continental en el Golfo de México**
- **Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América relativo a los yacimientos transfronterizos de hidrocarburos en el Golfo de México**

Hasta antes de la reforma energética del 2013 no existía ningún tratado internacional, en el que se tocara el tema hidrocarburos para México, debido a la hermeticidad que este había tenido. El Tratado de Libre Comercio de América del Norte en su capítulo VI (referente a energía) en su artículo 1º, hace hincapié a que cada parte (México, Estados Unidos y Canadá) reiteran respeto a sus pertinentes constituciones. Por lo que de acuerdo al artículo 28 constitucional, México dejaba fuera el sector energético, reservándolo a la participación estatal. Si bien el TLC permitía la entrada de empresas extranjeras al país, que podían prestar servicios para la industria petrolera. No aceptaba que las mismas desarrollaran actividades estratégicas; ahora, las recientes modificaciones en el contenido constitucional, permitirán el acceso a empresas extranjeras y privadas en el sector.

Uno de los aspectos en la modificación a la regulación nacional energética que se busca, es que México despunte dentro de la actual revolución energética, conformando un bloque potencia como aliado de Canadá y Estados Unidos: América del norte.

Marco regulatorio nacional

El gobierno federal a través de PEMEX realizaba toda la operación del sector petrolero, el cual se estructura por diferentes actividades. La primera corresponde a la exploración; realización de estudios que permiten delimitar y evaluar la factibilidad y rentabilidad de los proyectos de explotación de hidrocarburos.

Posteriormente en la etapa de producción, el hidrocarburo obtenido se sometía a un pre-tratado para ser transportado a refinerías para su procesamiento final o a puertos de embarque para su exportación (PEMEX Exploración y Producción-PEP). Una vez en planta inicia su proceso para la obtención de petrolíferos y petroquímicos. Realizándose ventas de primera mano.

Por lo que esta empresa representa un factor clave en la economía nacional, gracias a su aportación en los ingresos públicos, mediante la denominada renta petrolera y su participación en las inversiones; como también en su responsabilidad de asegurar el abastecimiento de energía primaria interno por medio de la producción de recursos estratégicos. Siempre supeditada a un ordenamiento constitucional.

Constitución política

Como ya se mencionó existen particularmente 3 artículos (Arts. 25, 27 y 28 constitucional) en los que se basa el marco normativo energético del sector hidrocarburos de México. Que establecen facultades y obligaciones del Estado para la rectoría de la propiedad, control de hidrocarburos y la

exclusividad del mismo para su exploración y explotación. Particularmente los artículos anteriormente mencionados, se enfocan en 4 principios:

- Señalar la propiedad de la nación sobre las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional y el derecho de transmitir su dominio a particulares para que éstos constituyan la propiedad privada.
- El del dominio directo, inalienable e imprescriptible de la nación sobre todos los recursos naturales del subsuelo, incluyendo los hidrocarburos.
- El derecho a la explotación directa de hidrocarburos por parte de la Nación, en consecuencia la prohibición de otorgar a particulares concesiones o contratos en el sector, según lo disponga la ley reglamentaria.
- Y la definición de los hidrocarburos y petroquímica básica como un área estratégica; la cual, el sector público tendrá a su cargo de manera exclusiva.

Propiedad y rectoría de los hidrocarburos por el Estado

Artículo 25: Corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que este sea integral y sustentable, que fortalezca la soberanía de la Nación y su régimen democrático y que mediante la competitividad, el fomento del crecimiento económico, el empleo y una más justa distribución del ingreso y riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales, cuya seguridad protege esta Constitución. La competitividad se entenderá como el conjunto de condiciones necesarias para generar un mayor crecimiento económico, promoviendo la inversión y la generación de empleo.

La importancia se recalca en el párrafo I: “Corresponde al Estado la rectoría del desarrollo Nacional”, este artículo tuvo su última modificación el 5 de junio de 2013, agregándose el término competitividad. Alentando a la actividad económica privada y permitiendo su participación en las actividades estratégicas: “La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que, el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional”. Mientras que en el párrafo IV menciona la forma en que el sector se regulara: “El Estado tendrá a su cargo de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28 párrafo IV de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan”.

Artículo 27: La propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, corresponde originariamente a la Nación, la cual ha tenido y tiene el derecho de transmitir el dominio de ellas a los particulares, constituyendo la propiedad privada.

En este artículo se referencia al absoluto régimen de propiedad de hidrocarburos a cargo exclusivo de la Nación, reiterando que no existen concesiones o adjudicaciones petroleras o de carburos de hidrógeno, quedando su explotación sólo a cargo de la Nación, confirmándose la nacionalización del petróleo.

Artículo 28: En los Estados Unidos mexicanos quedan prohibidos los monopolios, las prácticas monopólicas, los estancos y las exenciones de impuestos en los términos y condiciones que fijan las leyes. El mismo tratamiento se dará a las prohibiciones a título de protección a la industria.

En este artículo se hace hincapié en la prohibición de monopolios en la Nación, sin embargo no se consideran monopolio las áreas estratégicas que el Estado ejerza de manera exclusiva: petróleo, gas natural y la petroquímica básica.

Teniendo como fundamento y respaldo estos 3 principales artículos, se logra una transferencia de obligaciones por parte del Estado a PEMEX. Siendo la Secretaría de Energía (SENER) y sus organismos desconcentrados los rectores de la industria y PEMEX el operador de las políticas y estrategias, que el Estado defina a través de su administración central.

Sin duda el artículo 27 Constitucional ha sido sostén en el sistema legislativo, por la relevancia que ha tenido en la historia del México productor. En el gobierno de Plutarco Elías Calles con la promulgación de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo, se definen las atribuciones de explotación, exploración, transformación y manejo en esta industria.

Ley reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo

Es en los principios contenidos en su precursor de ley de 1940, donde se hace énfasis en el dominio directo de la nación sobre los hidrocarburos. También se explica y describe al órgano correspondiente para su explotación, así como la facultad de otorgar concesiones y asignaciones públicas para el transporte, almacenamiento, distribución y refinación de estos. Con la Reforma Energética de 2008 y su reestructura a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, se buscó hacer de esta industria una palanca estabilizadora que permitiera garantizar el abastecimiento de energéticos eficientemente en la actualidad y un desarrollo sostenido; por ende el incrementar la renta petrolera.

Finalmente las pautas que se tomaron para la modificación a la Ley Reglamentaria enunciaron que corresponde a la Nación el dominio directo de estos recursos; que este derecho es inalienable e imprescriptible y que el territorio nacional abarca, las zonas económicas exclusivas y los yacimientos transfronterizos.

También otorgó a PEMEX y sus organismos subsidiarios el control de la explotación y exploración de yacimientos, que serán asignados exclusivamente por el Ejecutivo Federal y la SENER, pudiéndose celebrar contratos con diversas personas (físicas o morales) de prestación de servicios para un mejor desarrollo de la industria:

**Artículo 6° de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo petrolero:
Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios podrán celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios. Las remuneraciones serán siempre en efectivo y en ningún caso se concederá propiedad sobre los hidrocarburos, ni se podrán suscribir contratos de producción compartida**

Ley de Petróleos Mexicanos y su reglamento y otras normas como resultado de la reforma energética de 2008

Después de controversias sobre cómo conferir al sector hidrocarburos herramientas que lo volvieran fructífero, se resolvió llevar a cabo una serie de reformas legales en la estructura de la empresa. Publicada el 28 de noviembre de 2008 en el Diario Oficial de la Federación (DOF).

Esta ley (Ley de Petróleos Mexicanos sustituyó a la Ley Orgánica de Pemex) justifica y reitera los principios que le confieren jurisdicciones exclusivas al Estado por parte de la Constitución, para

realizar actividades estratégicas en hidrocarburos y petroquímica básica a través de PEMEX y tiene como objetivo regular la organización y control de esta empresa y sus subsidiarios.

Se modificaron diversos ordenamientos jurídicos como los que aparecen abajo:

Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo	Ley de Petróleos Mexicanos	Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos	Estatuto orgánico de Petróleos Mexicanos	Disposiciones Administrativas de Contratación en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras Y Servicios de las Actividades Sustantivas de carácter productivos de Petróleos Mexicanos Y Organismos Subsidiarios (DAC)
	<ul style="list-style-type: none"> Ley Orgánica de la Administración Pública Federal Ley de las Entidades Paraestatales Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos Ley de la Comisión Reguladora de Energía Ley de obras públicas y servicios relacionados con las mismas 			1
Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional	<ul style="list-style-type: none"> Ley de adquisiciones, arrendamientos y servicios del sector publico Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento del sector energía 	Ley para el aprovechamiento sustentable de la energía	Financiamiento de la transición energética	

Tabla 17: Elaboración propia con información de Instituto Mexicano del Petróleo; “Pemex a Grandes Rasgos”.

Con estas normas se le confiere a PEMEX la calidad ser un órgano descentralizado y con características jurídicas cuyo objetivo es la exploración, explotación y correcto abastecimiento de hidrocarburos a la Nación.

De la misma forma éste cuenta con la capacidad y libertad de poder realizar con personas físicas o morales, contratos de servicio y obras siempre y cuando esta participación se sustente en un resultado óptimo. Otorgándole mayor autonomía de gestión y ejecución; estipulándose estos contratos en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en su artículo 6°. Manteniéndose el dominio de las reservas por parte de la Nación, el pago del acuerdo de contrato a contra efectivo y no en especie justificando el no compromiso de la producción.

Con la expedición del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, la estructura de PEMEX se mantiene con un corporativo y 4 subsidiarias. El Consejo de Administración se refuerza con 4 consejeros profesionales independientes y se crean 7 comités para apoyar las tareas del consejo de administración.

En la figura inferior se presenta la organización de PEMEX y la estructura que lo regula a través de la Secretaría de Energía y sus órganos desconcentrados como lo son la Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Organismo	Función	
Legislación	SENER	Conduce la política energética del país desde la percepción del Ejecutivo Federal. Dentro del marco constitucional, para garantizar la competitividad, suministro y la viabilidad económica sustentable de los energéticos.
	Congreso	Define la orientación del sector y elabora las políticas y normas aplicables, ajustándolas a las variaciones de la industria. Así también tiene a su cargo la administración presupuestal de cada entidad.
Supervisión	SHCP	Encargada de la integración de presupuestos de inversión y operación alineados a las metas de déficit presupuestal. Autoriza los techos de endeudamiento y los proyectos de inversión del sector.
	SEMARNAT	Supervisa el cumplimiento de las normas ambientales y asigna los permisos de actividades en áreas geográficas definidas.
	IFAI	Organismo que abre un canal para hacer pública la información sobre cualquier proceso de las entidades gubernamentales del sector.

Regulación	CRE	Organismo técnico autónomo enfocado a la regulación del mercado del gas natural y gas LP. Fija las tarifas y otorga permisos de infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución.
	CNH	Organismo con autoridad y autonomía técnica para la regulación, supervisión y evaluación de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
Ejecución	PEMEX	Empresa petrolera estatal integrada, que cuenta con los derechos exclusivos de exploración, extracción, transformación y comercialización de hidrocarburos en el país.
	IMP	Provee de servicios de investigación y apoyo técnico especializado, a la industria.

Tabla 18: Elaboración propia con información de IMCO, “Índice de la competitividad de la competitividad internacional 2013”

En cuanto a las adquisiciones, arrendamientos y contratación de obras y servicios, tratándose exclusivamente de las actividades sustantivas de carácter productivo. PEMEX se maneja a través de La Ley de Petróleos Mexicanos, el Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos y las Disposiciones Administrativas de Contratación en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios de las Actividades Sustantivas de Carácter Productivo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios a las que se hace referencia en los artículos 3° y 4° de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo:

ARTICULO 3°: La industria petrolera abarca:

- I. **La exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación;**
- II. **La exploración, la explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas, así como el transporte y almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración. Se exceptúa el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral y la Ley Minera regulará su recuperación y aprovechamiento, y**
- III. **La elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, que a continuación se enumeran: Etano; Propano, Butanos, Pentanos, Hexano, Heptano, Materia prima para negro de humo, Naftas y Metano, cuando provenga de carburos de hidrógeno, obtenidos de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.**

ARTICULO 4°: La Nación llevará a cabo la exploración y la explotación del petróleo y las demás actividades a que se refiere el artículo 3°, que se consideran estratégicas en los términos del artículo 28, párrafo IV, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.

Respecto a este tópico la Ley de Petróleos Mexicanos, en su sección cuarta referente a los comités, en su artículo 22, estipula que el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos contará con comités de: Auditoría y Evaluación del Desempeño, Comité de Estrategia e Inversiones, Comité de Remuneraciones, Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios, Comité de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable, Comité de Transparencia y Rendición de Cuentas y un Comité de Desarrollo e Investigación Tecnológica.

Haciendo referencia en su Artículo 26 a el Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios como el responsable de las adquisiciones, arrendamientos y contratación de obras y servicios. Tratándose exclusivamente de las actividades sustantivas de carácter productivo, tiene las siguientes atribuciones:

- Revisar, evaluar, dar seguimiento y formular las recomendaciones sobre adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras públicas. Los cuales son objetivos establecidos en el Plan de Negocios.
- Dictaminar sobre la no procedencia de celebrar licitaciones públicas. Utilizando otros mecanismos como puede ser a través de invitación restringida o de adjudicación directa, de lo cual se dará cuenta al Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño.
- Emitir los dictámenes que le requiera el Consejo de Administración sobre los modelos de convenios y contratos en materia de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras.
- Asimismo, corresponderá a dicho comité proponer al Consejo de Administración (con apego al artículo 134 constitucional) las disposiciones en materia de adquisición de bienes, arrendamientos, contratación de servicios y obras y enajenación de bienes aplicables a PEMEX. Exclusivamente en las actividades sustantivas de carácter productivo que refiere el artículo 3° de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional.

En cuanto a sus subsidiarias, el Artículo 27 de la Ley de Petróleos Mexicanos, otorga a cada organismo subsidiario, un Comité de Estrategia e Inversiones y otro de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios. Pudiendo emitir sus políticas, bases, lineamientos y reglas de operación. Aplicar las disposiciones, proponer modificaciones a las mismas y revisar la congruencia de los programas y presupuestos de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras públicas, con la conducción central y la dirección estratégica de las actividades que abarca la industria petrolera.

En su sección tercera, referente a las Adquisiciones, Arrendamientos, Servicios y Obras Públicas, el Artículo 51 establece que las adquisiciones, arrendamientos y prestación de servicios. Así como las obras y servicios relacionados que requiera contratar Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, serán únicamente actividades sustantivas de carácter productivo. Que se registrarán conforme a lo dispuesto por esta Ley de Petróleos Mexicanos, su Reglamento y las disposiciones que emita el Consejo de Administración.

En su Sección Cuarta (Modalidades especiales de contratación) el Artículo 60 estipula que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios podrán celebrar con personas físicas o morales, los contratos de obras y de prestación de servicios. Mientras que el Artículo 61 establece que las remuneraciones de los contratos de obras y prestación de servicios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberán sujetarse a un pago siempre en efectivo.

Disposiciones administrativas de contratación en materia de adquisiciones, arrendamientos, obras y servicios de las actividades sustantivas de carácter productivo de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios (DAC)

Las DAC son el marco jurídico obligatorio de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, para regular las adquisiciones, arrendamientos, obras y servicios que requieran contratar, tratándose de las Actividades Sustantivas de Carácter Productivo (Artículo 1°).

Donde de acuerdo con los Programas anuales de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios de las Actividades Sustantivas de Carácter Productivo (Artículo 5), se podrán contratar, aprobar y celebrar contratos (sección III Artículo 10) en dichas actividades sustantivas; contándose con un

procedimiento de contratación y disposiciones generales (Artículo 11) a través de la licitación Pública (Artículo 19).

Manejo de recursos federales en la adquisición, arrendamiento y contratación de servicios y obra pública

Toda obra pública puede entenderse como la asignación de trabajo, que tiene como misión la construcción, conservación o modificación de infraestructura ejecutado directamente o contratado por un ente de la administración pública. Contribuyendo a la formación de capital del país, orientado al beneficio social. El tipo de obra pública presenta varias ramificaciones: obra pública en infraestructura de transporte, hidráulica, telecomunicaciones, educativa, salud, vivienda, servicios, energía, entre otras.

Manejo de la obra pública

A grandes rasgos la obra pública es toda aquella actividad o infraestructura que brinda un bien económico o de uso a la Nación. Siendo importante la forma en que el Estado regula su realización y desempeño. Creándose entonces una ley que reglamente su administración: Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, que en su Artículo 26 describe que las dependencias o entidades están capacitadas para realizar obras públicas a través de contratos o por administración directa.

La segunda de estas se lleva a cabo cuando la entidad posea la capacidad técnica y económica para dicho efecto. Siendo responsable de prever y proveer todos los recursos necesarios para la ejecución de trabajos, en conformidad con lo dicho en el proyecto y sus especificaciones técnicas. Mientras que por contratación se otorgara a aquellos sustentantes que cuenten de misma forma con los elementos técnicos y económicos que auguren las mejores condiciones de precio, calidad y financiamiento.

En México la obra pública se ejerce con el presupuesto federal, estatal y municipal, en este aspecto los servicios y obra pública energética en rubro petrolero y gas natural se consideran de orden federal por lo que el gasto de obra pública está sujeto al presupuesto de egresos de la Federación. Cabe mencionar que para el caso de PEMEX la obra pública se ha venido realizando en mayor medida mediante la modalidad de contratación.

Presupuesto de egresos de la federación 2013

En la Constitución Política de Estados Unidos Mexicanos se establece en su Artículo 134 lo siguiente:

Artículo 134: Los recursos económicos que disponga la federación, los estados, los municipios, el distrito federal y los órganos político-administrativos de sus demarcaciones territoriales. Se administraran con eficiencia, eficacia, economía, transparencia y honradez, para satisfacer los objetivos a los que estén destinados.

Este mandato constitucional se reglamenta en 3 leyes que establecen las obligaciones y facultades de los órganos administrativos responsables de la planeación, programación y contratación de la obra pública:

- **Ley orgánica de la Administración Pública Federal:** establece la organización y distribución de facultades y responsabilidades de las dependencias del gobierno para la resolución de necesidades ante la sociedad.
- **Ley de Planeación:** define el marco de planeación del desarrollo nacional.
- **Ley de presupuesto, contabilidad y gasto público federal:** programa el gasto público federal de acuerdo a los planes nacionales e instrumentados a través del presupuesto de egresos de la federación.

El Gobierno federal necesita de recursos económicos para poder cumplir sus funciones. A esos recursos se les denomina Gasto Público. La orientación, el destino y el tipo de gasto se detallan en el Presupuesto de Egresos de la Federación, el cual es aprobado por la Cámara de Diputados del Congreso de la Unión. Éste especifica el monto y destino de los recursos económicos que el gobierno requiere durante un ejercicio fiscal anual. Es decir, es el documento jurídico y financiero que establece las erogaciones que realizará el gobierno federal entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de cada año.

Para el año 2013 se aprobó por el Congreso, en la Ley de Ingresos un presupuesto de ingresos de \$3,956, 361,600 (3 billones 956 mil 361.6) millones de pesos, mientras que para el 2014 se aprobó un presupuesto de \$4,467, 225,800 (4 billones 467 mil 225.8) millones de pesos.

Inversión pública en la industria petrolera			
Inversión (millones de pesos)	2009	2010	2011
PEP	226,401.4	239,408.8	235,941.8
PEMEX Refinación	18, 486	22,550.7	25,157.3
PEMEX Gas y Petroquímica Básica	3,912.6	3,887.3	3,018.7
PEMEX Petroquímica	2,049.8	2,462.1	2,426.2
Corporativo de PEMEX	560	205.6	716.6
Fondo para la inversión de PEMEX	472.6	84.9	0.2

Tabla 19: Elaboración propia con información de Instituto Mexicano del Petróleo; “Pemex a Grandes Rasgos”.

Presupuesto anual de PEMEX y proyectos de inversión

Abajo se presenta la estructura completa del Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2012 y el presupuesto asignado a PEMEX para los ejercicios de 2013 y 2014. Como puede verse, los presupuestos asignados (gasto corriente) a ésta para los tres ejercicios no presentan modificaciones relevantes.

Presupuesto de Egresos de la Federación 2012	Millones de Pesos
Ramos Autónomos (Gasto Programable)	69,804.20
Poder Legislativo	10,987.20
Poder Judicial	42,582.80
IFE	15,953.90
CNDH	1,280.30
INEGI	4,932.60
Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa	2,065.90
Ramos Administrativos (Gasto Programable)	932,139.50
Comprende Presidencia de la República, Secretarías de Estado y sus órganos desconcentrados, Seguridad Pública y Conacyt	
Ramos Generales (Gasto Programable y No Programable)	1,746,439.60
Gasto Programable (Seg. Social, Salarios, Educación Básica, Normal, Tecnológica y de Adultos; Aportaciones Federales a Entidades Federativas y Municipios)	957,084.50
Gasto No Programable (Deuda Pública, Participaciones a Entidades Federativas y Municipios, Saneamiento Financiero y ADEFAS)	789,355.20
Entidades Sujetas a Control Presupuestario Directo	1,280,234.20
Gasto Programable	1,232,250.20
ISSSTE	141,452.10
IMSS	394,492.70
CFE	253,820

PEMEX (Consolidado)	442,458.40
Gasto No Programable (costo financiero)	3,426,213.50
CFE	13,144.40
PEMEX (Consolidado)	34,839.60
Neto: Resta de aportaciones ISSSTE del Gobierno Federal y de los Ramos Autónomos; subsidios y transferencia a las entidades de control directo de la APF	-328,692.70
Gasto Neto Total	3,706,922.20

Tabla 20: Elaboración propia con información de Diario Oficial de la Federación “Presupuesto de Egresos de 2012”.

El presupuesto asignado a PEMEX en 2012, considerando la suma del programable y el no programable, fue de \$477,325.0 millones de pesos, lo que representó el 12.9% del presupuesto total para ese año. En 2013 el presupuesto asignado fue de \$514,669.2 millones de pesos, lo que representó el 13.01% del presupuesto total, prácticamente con el mismo porcentaje del total que en 2012.

Presupuesto De Egresos de la Federación 2013 (Pemex)	
Entidades Sujetas a Control Presupuestario Directo	
Gasto Programable	
Pemex (consolidado)	476,659,628,735
Gasto No Programable	
Pemex (consolidado)	38,009,599,996
Presupuesto total a Pemex	514,669,228,731
Porcentaje de participación en el PEF 2013	13.01%
Gasto Neto Total	3,956,361,600,000

Tabla 21: Elaboración propia con información de Diario Oficial de la Federación “Presupuesto de Egresos de 2014”.

Para 2014, el presupuesto asignado fue de \$576,237.2 millones de pesos, lo que representó el 12.7% del presupuesto total, ligeramente inferior al de 2013. Bajo otra perspectiva, si comparamos los datos de la tabla inferior con los presupuestos asignados a PEMEX para los años de 2005, 2006 y 2007, se pueden obtener las siguientes comparaciones:

Presupuesto De Egresos de la Federación 2014 (Pemex)	
Entidades Sujetas a Control Presupuestario Directo	
Gasto Programable	
Pemex (consolidado)	521,676,229,238
Gasto No Programable	
Pemex (consolidado)	
Presupuesto total a Pemex	567,237,247,695
Porcentaje de participación en el PEF 2013	12.69%
Gasto Neto Total	4,467,225,800,000

Tabla 22: Elaboración propia con información de Diario Oficial de la Federación “Presupuesto de Egresos de 2014”.

En 2005 el presupuesto asignado a PEMEX fue de \$132,777.3 millones de pesos, lo que representó el 7.3% del presupuesto total. Los ingresos petroleros para ese año fueron de \$726,536.9 millones de pesos, lo que indica que el gobierno federal tuvo un remanente de \$593,759.3 millones de pesos, para financiar a otros ramos de la administración pública. Los \$132,733.3 millones de pesos de presupuesto representaron el 18.3% de los ingresos petroleros.

Para 2006 el presupuesto asignado a PEMEX fue de 138,975.5 millones de pesos y representó el 6.9% del presupuesto total. Los ingresos petroleros para 2006 fueron de 861,279.3 millones de pesos. Lo que indica un remanente de 722,303.8 millones de pesos para el gobierno federal. Para este ejercicio el presupuesto de Petróleos Mexicanos representó el 16.1% de los ingresos petroleros, con un retroceso para la paraestatal respecto a 2005.

	2004	2005	2006	2007
Precio Promedio del Barril de Petróleo. Mezcla Mexicana (dólares por barril)				
Programado (Precio Fiscal)	20	27	36.5	42.8
Observado	31.05	42.71	53.04	54.6
Plataforma diaria de Producción de Petróleo (Mbd)				
Programado	-	-	3,478	3,231
Observado	3,383	3,333	3,256.30	3,162
Plataforma diaria de Exportación de Petróleo (Mbd)				
Programado	1,959	1,900	1,868.30	1,628
Observado	1,870	1,817	1,793	1,731
Ingresos petroleros Programados (millones)	502,988.70	616,966.90	701,464.60	815,447.90
Ingresos petroleros Observados (millones)	637,360.40	726,536.60	861,279.30	863,084.40
Menos (-)				
Ingresos Pemex (millones)	190,772.00	185,529.20	317,655	347,779.60
Ingresos del Gob. Federal (millones)	446,588.40	541,007.40	543,624.30	525,304.80

Tabla 23: Elaboración propia con información de: DOF “Presupuesto de Egresos” y Secretaría de Hacienda y Crédito Público

En 2007, el porcentaje respecto al presupuesto de PEMEX fue de 8.1% y respecto al total y de 21.1% respecto a los ingresos petroleros, condición mejor que la de 2005 y 2006 pero que refleja una política errática respecto a la paraestatal, sujeta a los vaivenes presidenciales.

Presupuesto de Egresos de la Federación (PEMEX)	2005	2006	2007
Entidades Sujetas a Control Presupuestario Directo			
Gasto Programable			
PEMEX (consolidado)	107,815.20	105,222.10	140,802.80
Gasto No Programable			
PEMEX (consolidado)	24,962.10	33,753.40	41,495.60
Gasto Neto Total	1,818,441.70	2,000,072.4	2,260,412.5

Tabla 24: Elaboración propia con información de: DOF “Presupuesto de Egresos” y Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Los derechos e impuestos que dispone el régimen fiscal de PEMEX

En México la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) con fundamento en el Artículo 7° de la Ley de Ingresos de la Federación define el pago de impuestos petroleros, de acuerdo a su ingreso por año, a manera general estos se encuentran instaurados por:

- Derecho Ordinario (depende del precio internacional del petróleo)
- Derecho Adicional sobre hidrocarburos
- Derechos para el Fondo de Estabilización
- Derecho Extraordinario sobre Exportación de petróleo
- Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en materia de energía
- Derecho para la Fiscalización petrolera
- Derechos a los hidrocarburos
- Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) (gasolina y diesel)
- Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP)
- Impuesto al Valor Agregado (IVA)
- Impuestos a la exportación e importación de PEMEX
- Aprovechamientos sobre Rendimientos Excedentes
- Determinación y pago de los impuestos a la exportación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados (cuando se estipulen en el ejercicio fiscal por el Ejecutivo)
- Impuesto a la Importación de Mercancías

Importancia de los ingresos petroleros en el presupuesto de egresos de la federación

Hoy día la relevancia del petróleo en la balanza comercial del país se dice cada vez menor, sin embargo su inclusión en los estados financieros federales, ocupa las principales posiciones por su mayor aportación. El dimensionamiento de la contribución tanto económica como social en la que favorece PEMEX a México, no solo es en el desarrollo de programas sociales o infraestructura, el pago de deuda o en el aporte de alrededor del 7.84% del PIB (para el periodo 2006-2012). Su impacto también se ve reflejado en el sentimiento popular, al ser considerada una institución al servicio de la patria y defensora de la soberanía mexicana.

Por otra parte, este último aspecto no es posible el ser cuantificado por lo que nos enfocaremos en la relevancia del aporte al estado financiero nacional y la participación de este en las recaudaciones de las actividades petroleras.

En el periodo 2006-2012, respecto las obligaciones pagadas por PEMEX al gobierno federal, relacionadas con la actividad petrolera nacional, prosperaron en precios corrientes, de la siguiente manera (los porcentajes entre paréntesis se refieren al por ciento del total del presupuesto del año por concepto de ingresos presupuestarios del gobierno federal -divididos en petroleros y no petroleros- a los cuales habría que añadir lo que se presupuesta por deuda pública):

- Año 2006 pago por \$861,279 millones de pesos (38.0%)
- Año 2007 pago por \$880,698 millones de pesos (35.4%)
- Año 2008 pago por \$1'054,626 millones de pesos (36.9%)
- Año 2009 pago por \$874,163 millones de pesos (31.0%)
- Año 2010 pago por \$973,038 millones de pesos (32.9%)
- Año 2011 pago por \$1'101,879 millones de pesos (33.7%)
- Año 2012 pago por \$1'172,269 millones de pesos (35.4%)

En promedio estas aportaciones representan para el periodo 34.8% de la recaudación de los ingresos totales del gobierno federal. Mientras que para PEMEX esta aportación significo un 84.69% de los ingresos totales. La mayoría de los ingresos petroleros excedentes tienen un destino específico y existe otra parte que es asignada de acuerdo con:

- **Ley de Ingresos de la Federación (LIF) vigente**
- **Ley Federal de Derechos**
- **Ley Federal de Presupuestos y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH)**
- **Presupuesto de Egresos de la Federación.**

Respecto a la Ley de Ingresos de la Federación, ésta precisa el pago de gravámenes en consentimiento de lo establecido por la SHCP respecto a la Ley de Ingresos de la Federación en vigor. Por su parte la Ley Federal de Derecho brinda al Ejecutivo en conjunto con el Congreso de la Unión, la capacidad de planeación y administración de presupuesto para el desarrollo de escenarios futuros para extracción y explotación de hidrocarburos. La Ley Federal de Presupuestos y Responsabilidad Hacendaria otorga a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público la facultad de autorizar erogaciones de los excedentes de la actividad petrolera que se añaden a las ya aprobadas en el Presupuesto de Egresos de la Federación.

Contratos y concesiones

En un proyecto petrolero existen 3 ejes. En un primer eje tenemos a un Estado que adjudica un contrato o una concesión. La segunda postura es representada por un contratista (o concesionario) a quien se le adjudica ese contrato o concesión. Ambas partes contratantes se sujetarán a los términos imprescindibles que dicho contrato o concesión estipulen. Ambos buscando sus propios objetivos justificados en el instrumento acordado.

El Estado se encuentra obligado a garantizar y maximizar la renta tomando la premisa del aseguramiento energético nacional, del desarrollo sustentable del recurso y del beneficio máximo para la población, a través de un desarrollo tecnológico nacional comprometido también al cuidado del ambiente. Mientras que por el lado de la empresa contratista, ésta busca la equidad de riesgo del proyecto y su remuneración, maximizando las ganancias. Se busca además que el contrato formulado sea flexible y con arbitraje internacional. Por lo anterior, los esquemas de contratación se han enfocado en la búsqueda de esbozos que concilien los objetivos de ambas partes.

El establecimiento de una concesión o un contrato petrolero, retoma su importancia en el valor que este recurso representa en el mundo e individualmente en cada país productor o consumidor. Por lo que es importante el entender las figuras contractuales a instituir en aras de la implantación de una nueva reforma energética nacional.



Ilustración 18: Elaboración propia con información de IMCO, “Índice de la competitividad de la competitividad internacional 2013”

En el siguiente apartado se hará referencia a la contratación petrolera únicamente en el sector upstream, referente a las actividades de exploración y producción. Si bien la historia de la evolución en la industria petrolera en México vista en el capítulo II de la presente tesis, hace mención acerca del cambio de normatividad para los derechos de explotación de hidrocarburos (presentándose en los primeros años del México independiente) y las dificultades para la intervención por el Estado en la regulación y beneficios para el país a través de impuestos y regalías.

Concesiones

El poder hablar de las concesiones podría ser un tema muy delicado en México, debido al modelo nacionalista y soberano que se presenta en su regulación petrolera (diciembre 2013). Aunado a que este modelo de participación privada tuvo unos inicios muy discrepantes y ventajosos para los inversionistas privados respecto al Estado Mexicano. En un principio este tipo de licencia o derecho exclusivo era potestad de una sola empresa para desarrollar actividades de exploración, seguido a esto, si el proyecto resultaba en éxito se obtenía la propiedad de los recursos explotados. Por lo que

se entendía como dueña absoluta de las demás actividades: explotación, conducción, refinación y comercialización de éste. Dejando al Estado solamente el pago de una regalía (en función de tonelada producida) y no al valor del bien en el mercado.

En la actualidad las concesiones han permitido modificaciones en sus bases, lo que les ha posibilitado una mayor vigencia. Una de las permutas más importantes que se tuvo fue, que en un principio la empresa tendrá un derecho de exclusividad sobre la exploración de una asignación pagando el uso de suelo al Estado (o propietario según el país donde se encuentre), en caso de obtener resultados positivos esta podrá explotar el mismo haciéndose cargo en su totalidad del riesgo y costo operativo, pagando una regalía, deducciones e impuestos (podrán ser pagados en especie) en función de la producción obtenida.

Así mismo, las instalaciones con las que se cuenten pertenecerán a la empresa durante la validez de la concesión, pactándose al término de la misma la transferencia al Estado. Finalmente la empresa podrá comercializar lo obtenido con la limitante de sustentar principalmente la demanda interna.

Ante esto se podría entender que este sistema es más sencillo, menos burocrático y más transparente que un contrato, al limitar la participación del Estado como ente regulador. Sin embargo de acuerdo a las condiciones sociales, económicas y políticas de cada país este puede o no funcionar.

Contratos

En México, PEMEX se ha encargado de toda la cadena de valor de la industria petrolera. Lo que le aseguró una hegemonía, creándose un monopolio estatal. Para llevar a cabo las responsabilidades encomendadas, Petróleos Mexicanos ha estado en la búsqueda permanente de esquemas de contratación, que dentro del marco regulatorio vigente, le permitan realizar sus actividades.

Hasta 2008, antes de la reforma energética de ese año, PEMEX, al igual que el resto de la Administración Pública Federal regía sus contratos por la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público Federal y la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas. A partir de la publicación en el Diario Oficial de la Federación en noviembre de 2008 de la Ley de Petróleos Mexicanos y con posterioridad el Reglamento y la Ley de las Disposiciones Administrativas de Contratación en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios de las Actividades Sustantivas de Carácter Productivo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (DAC), el segmento más importante de las contrataciones pasó al régimen de estas normas.

El Artículo 134 de la Constitución establece que:

"Las adquisiciones, arrendamientos y enajenaciones de todo tipo de bienes, prestación de servicios de cualquier naturaleza y la contratación de obra que realicen, se adjudicarán o llevarán a cabo a través de licitaciones públicas..." "Cuando las licitaciones a que hace referencia el párrafo anterior no sean idóneas para asegurar dichas condiciones, las leyes establecerán las bases, procedimientos, reglas, requisitos y demás elementos para acreditar la economía, eficacia, eficiencia, imparcialidad y honradez que aseguren las mejores condiciones para el Estado."

Las leyes establecen en consecuencias las modalidades de invitación restringida y de adjudicación directa. Una de las diferencias entre un contrato y una concesión es que el primero surge como una propuesta o proyecto del Estado a una empresa (adjudicación directa, licitación o invitación a

terceros) para la necesidad del desarrollo de un proyecto o prestación de un servicio. Otro punto en el que se difiere de la concesión, es que el operador no sustenta la obra. Ésta es pagada por el Estado y el contratista sólo cobra por lo ejecutado y al terminar la prestación del servicio o el trabajo, el contratado pierde toda responsabilidad sobre el proyecto. En este caso el Estado es el responsable de término a fin del proyecto.

Por lo que la mayor diferencia en estos modelos se representa con el grado de control estatal sobre dicha industria o proyecto, así como el conjunto de derechos y obligaciones a ejecutar.

Tipos de contratos

Cotidianamente se firman en el mundo diversos y vastos contratos para explorar, producir, transportar, refinar y vender crudo y petrolíferos. Si bien, existen diversas modalidades de contratación que se adaptan a los diferentes regímenes de propiedad y participación del Estado en variados contextos históricos mundiales y a los entornos políticos, económicos y sociales. La clasificación más simple de contratación se puede ejemplificar con el tipo de pago de estos:

- **Contrato de Producción Compartida:** Tras el exitoso desarrollo del proyecto la compensación al contratista será en crudo (pago en especie).
- **Contrato Riesgo:** La remuneración estipulada en el contrato será económica, equivalente a un porcentaje de la producción (pago en efectivo).
- **Contrato de Servicios Puros:** En este tipo de contrato no se ejerce el pago sobre el porcentaje de producción, si no que se encuentra enfocado al desarrollo de un servicio y su compensación será en efectivo. De acuerdo a la pasada legislación (2013) este tipo de contratación era la única que podía sostener en México.

En PEMEX se han establecido las figuras de "Contratos de Servicios Múltiples" y de "Contratos de Servicios Integrados", como una forma de asignarle a una empresa o consorcio de empresas varias actividades desde la exploración a la producción y transporte del hidrocarburo en el área de trabajo.

Ejemplos de esto lo constituyen los contratos en la Cuenca de Burgos, en los campos maduros de la Región Sur, Región Norte y en el Activo Aceite Terciario del Golfo, también conocido como Chicontepec. Estos contratos aunque controversiales, responden a la tercera modalidad mencionada. Una modalidad que los distingue de los Contratos de Servicios Puros es que la empresa aporta el capital para el desarrollo de los trabajos y PEMEX le paga un porcentaje de los gastos ejercidos y una tarifa por barril extraído.

Contratos de producción compartida

El termino de soberanía y propiedad de recursos ha sido desde antes del nacimiento de estos contratos un factor determinante en las modalidades contractuales presentes en cada país productor y sobre las relaciones con las empresas privadas. La introducción de los contratos de producción compartida en la industria petrolera surge en los 60's del siglo pasado.

Se debe entender al contrato de producción compartida como un acuerdo entre las partes (Estado-empresa) donde la propiedad del recurso, en este caso el petróleo es única e inalienable propiedad del Estado. Mientras que la empresa hace el papel de acreedor de riesgo y proyecto, aportando la el costo de la inversión del proyecto Si éste resulta exitoso, los primeros años de producción se

destinan al pago de la inversión y a ciertas utilidades (contraprestación en especie). Mientras que el resto de la utilidad y el pago de impuestos van al Estado, como pago por la renta petrolera y el derecho de explotación.

Las principales características que se presentan en un contrato de producción compartida (CPC) son:

- **El Estado acuerda con una empresa la exclusividad para llevar a cabo las operaciones petroleras en un área y por un tiempo determinado.**
- **Ésta empresa opera bajo su propio riesgo y costo, pero el control siempre permanece en el Estado.**
- **De existir producción, pertenece al Estado y un porcentaje se comercia o entrega al contratista por concepto de recuperación de costos.**
- **Una vez recuperado el costo de inversión del proyecto, se realiza un balance de la producción; profit oil split o división del crudo por ganancias. Que es dividido con un porcentaje pactado previamente entre la empresa y el Estado, generalmente mayor a favor del Estado y que aumenta respecto a la cantidad de barriles que se extraen**
- **Los ingresos que tenga la empresa por este convenio son gravables, salvo que se pacte lo contrario.**
- **Finalmente las instalaciones y equipos que se ocupen en el desarrollo, son propiedad del Estado durante la vigencia del contrato.**

Este tipo de contratos tiene 3 componentes imprescindibles a estipularse antes de su firma. En primer término, la definición del programa de trabajo con la contribución monetaria mínima para desarrollarlo. En segundo término se encuentra el tiempo de duración de las fases de exploración y desarrollo del proyecto y por último la forma en la división (Estado-Contratista) de beneficios obtenidos de la producción, de ser exitoso el proyecto.

Una vez entendido esto, se podría ver a un CPC, como un contrato servicios para la exploración y producción con cláusula de riesgo. Pues este no le confiere al contratista derechos sobre la producción o recursos del subsuelo. La cláusula de riesgo será que la empresa contratista asuma los riesgos financieros totales por el proyecto. Por lo que el Estado compensara los costos en los que ha incurrido por extraer recursos, solamente en caso de ser exitoso.

Contratos de servicios

Otro tipo de contratos existentes en el sector petrolero son los contratos de servicios, los cuales son un tipo de contrato en el que la empresa se compromete a prestar una serie de servicios al Estado, teniendo este último la obligación de pagar en efectivo por el servicio.

Con la creciente demanda de necesidades y nuevos retos en la industria, existen tantos Contratos de Servicios como servicios haya a solventar. Lo que ha derivado en el nacimiento de empresas de servicio que respalden a operadoras netamente petroleras. Las primeras son empresas que no desean un alto grado de responsabilidad o autonomía operativa, así como no buscan ningún riesgo operacional ni la captación de los recursos, simplemente porque su función es la de otorgar servicios y no la de vender barriles.

Este tipo de contratos tiene como contraprestación el pago en efectivo por su desempeño, el cual no se verá afectado en ningún momento por los resultados o efectividad productiva del proyecto.

El tipo de contrato por servicios puros, hace referencia a un acuerdo entre un contratista y el Estado, donde el primero cubrirá un servicio técnico específico durante un tiempo determinado o al término del mismo. En este caso, la única inversión que el contratista realiza es en la aportación de los equipos, herramientas y personal utilizados para realizar dicho servicio. Viéndose esta empresa remunerada por el gobierno, en efectivo estipulado el pago por tarifa diaria, por hora, por volumen de obra o por partida o concepto, concediendo un pago periódico o al término del servicio.

A grandes rasgos los aspectos principales de estos contratos son los siguientes:

- **Las obligaciones y derechos obtenidos por la empresa a cargo del servicio, no confieren derecho sobre la producción o recursos en el subsuelo. Así como no podrá cobrar comisión en especie.**
- **El pago se realizara únicamente en efectivo, en tarifas por obras o servicios prestados, de manera periódica o al término de estos.**

Contrato riesgo

Este tipo de modalidad contractual tiende a ser mal vista en nuestro país y entendida de forma errónea debido a la contracción de su nombre: “Contratos de Servicios con cláusula de riesgo”. Estos difieren de los contratos netamente de servicio, en la cláusula de pago. Pues son pagados en efectivo, supeditado o en función del porcentaje de la producción. Algunos especialistas en la materia consideran que estos contratos podría entrar en el grupo de los CPC (contratos de producción compartida) con cláusula de riesgo pero de la misma forma difieren en la modalidad de pago, pues como ya se entendió a los CPC se les remunera en especie.

Dentro de las especificaciones fundamentales en un contrato riesgo, se encuentran las siguientes:

- **El Estado acuerda con una empresa la prestación de los servicios.**
- **La empresa opera bajo su propio riesgo y costo, pero el control siempre permanece en el Estado.**
- **Las instalaciones son propiedad del Estado.**
- **El plan de ejecución y trabajo es presentado al Estado para su aprobación.**

Concepto	Sistema de contrato		Sistema de concesiones
	Servicios (Puro y Riesgo)	Producción compartida	Concesiones
Propiedad del hidrocarburo	Reservas son de la nación. Puros: el operador actúa como contratista Riesgo: el operador no toma posesión sobre los hidrocarburos en superficie	Reservas son de la Nación. El Estado comparte la propiedad de la producción con el operador a boca de pozo o en los puntos de entrega (superficie).	Reservas son de la Nación El operador toma posesión de la totalidad de la producción a boca de pozo.
Canalización de renta para el Estado	Ingreso no tributario	No pagan regalías ni impuestos	Regalías (% de la producción) Reparto de utilidades (profit oil) Bonos de asignación Participación especial Pagos por ocupación de área.
	Ingreso tributario	Impuestos	Impuestos corporativos (sobre la renta y ambientales) Impuestos especiales al aceite
Compensación para el operador	Tarifa por barril en los contratos de servicio a riesgo el pago es por una tarifa por barril en efectivo vinculada a las utilidades	La producción se comparte entre el operador y el gobierno. Utilidades netas de ingresos de la producción. Recuperación de inversiones de capital reconocidas como amortización y depreciación (gasto virtual)	Utilidades netas de los ingresos de la producción Recuperación de inversiones de capital: amortización y depreciación

Inversión	La inversión de capital corre casi totalmente por el Estado, de forma directa o por una NOC.	El operador aporta el total de la inversión de exploración, desarrollo y explotación	El operador aporta el total de la inversión de exploración, desarrollo y explotación
Deducibilidad de costos	Sólo deduce costos asociados con la prestación del servicio	Existe un tope anual en las deducciones de capital, costos operativos van al 100%, el remanente se reconoce en años posteriores	Tope anual en las deducciones de capital, costos operativos van al 100%, el remanente se reconoce en años posteriores

Tabla 25: Tomada de de IMCO, “Índice de la competitividad de la competitividad internacional 2013”

Tipos de contratos aplicados en México

La Constitución postula que los hidrocarburos pertenecen a la Nación y que ésta es la única que tiene el derecho innato de su explotación a través de sus instituciones, esto es de Petróleos Mexicanos. Es bien sabido el temor presente en amplios sectores de la sociedad, respecto a cambios estructurales en esos postulados. Considerando el papel estratégico que el petróleo guarda en nuestro desarrollo nacional, la satisfacción de necesidades de la población y la aportación de los ingresos federales en el gasto nacional.

El país se permitido lo largo de su historia 5 modalidades regulatorias de producción. Empezando en el porfiriano con el sistema de Concesiones; en tiempos contemporáneos con Miguel Alemán se dio paso a los Contratos Riesgo, que fueron un preámbulo a los contratos que generaciones recientes han podido observar: Contratos de Servicios Puros, Contratos de Servicios Múltiples o Integrados y Contratos incentivados.

Contratos de servicios múltiples

Los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) por definición son contratos de obras públicas sobre la base de precios unitarios. En la cual la propiedad de los recursos permanece inherentemente en el Estado y propiamente en PEMEX (PEP). Donde el contratista recibe un pago en efectivo sin importar el nivel de producción del proyecto, justificado en la ejecución de obras o servicios.

Estos surgen (2004) ante la necesidad de la nación por incrementar la producción de gas natural, reducir las importaciones de gas, desarrollar infraestructura para su explotación y conducción. Pero cumpliendo con todas las normativas que exige y pondera la Constitución y las leyes mexicanas. Buscándose la participación de terceros e inversión de empresas extranjeras que financiaran esto, a través de la licitación pública. Donde la empresa que cumpliera los requerimientos técnicos y económicos, por los servicios a ejecutar durante un plazo de 10 a 20 años será el que se quede con el proyecto.

En este tipo de modelo las principales obligaciones del contratista se fundamentan en el tipo de servicio a otorgar. Para el caso, la explotación de campos de gas no asociado. Al igual que un Contrato Riesgo, este mantendrá las mismas obligaciones. Mientras sus derechos recaen en el libre acceso al área asignada e instalaciones, contratación de personal nacional y extranjero, importación de cualquier bien, servicio o equipo y financiamiento en todas las operaciones.

A través de licitaciones se celebraron este tipo de contratos realizándose en dos rondas la oferta de cierta cantidad de bloques. En la primera ronda se ofrecieron 8 bloques de la cuenca de Burgos (cercanos a Tamaulipas y Nuevo León) colindantes con Estados Unidos, en una superficie cercana a los 600-700 km². Donde las reservas eran probadas y certificadas internacionalmente por lo que la

existencia de riesgo era nula. Este nuevo esquema contractual apostó a que la industria privada podría aportar capacidades operativas, tecnológicas y financieras adicionales a las de PEP, alentando la producción, reduciendo los costos administrativos, mejorando las condiciones de financiamiento y consiguiendo un costo de suministro por debajo del precio de importación. Logrando un flujo de efectivo positivo para el Estado, acceso a nuevas y mejores tecnologías, abastecimiento casi total de la demanda interna y la creación de empleos.

PEMEX, en algún momento en su página de Internet definió los contratos de servicios múltiples (CSM) de la siguiente manera:

"Los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) son contratos de obras públicas sobre la base de precios unitarios que cumplen con la Constitución y las leyes mexicanas. Ya que simplemente agrupan en un sólo contrato los servicios que PEMEX siempre ha contratado.

Bajo los CSM, la propiedad y dominio de los hidrocarburos son de la Nación. PEMEX mantiene el control de la exploración y explotación. El contratista únicamente recibe un pago fijo por las obras realizadas y los servicios prestados. Con los CSM se incrementará la producción de gas natural, con lo que se podrán sustituir importaciones y se creará un número importante de empleos para los mexicanos."

Esta modalidad de contratos se instrumentó durante el sexenio de Vicente Fox, razón por la que fue duramente criticado y cuestionado respecto a la constitucionalidad los contratos. En opinión del prestigiado investigador de la UNAM, Víctor Rodríguez Padilla, los contratos de servicios múltiples representan para la nación lo siguiente:

"La esencia de los CSM consiste en contratar a un administrador que sustituya al administrador principal, es decir, que remplace a PEP, excepto en dos tareas: cuadrricular las cuencas sedimentarias del país para administrar y asignar la superficie y reservas al mejor postor. Y vigilar que los operadores realicen la explotación sin tanto abuso, contar y vender la producción"

Pareciera que esta modalidad traería de las penumbras a México, sin embargo notas y reportes acerca de resultados obtenidos por esta aplicación, no refleja la pureza con la que fueron plasmados y diseñados. Haciendo más grande y profunda la brecha de aceptación hacia nuevos acuerdos, el temor por parte del país hacia nuevos horizontes sigue ante el fracaso de esta modalidad.

Contratos incentivados (contratos de servicios integrados)

A consecuencia de la reforma energética de 2008, los contratos incentivados a parecen en el escenario mexicano en noviembre del 2009. La Ley de Petróleos Mexicanos expedida el 28 de noviembre de 2008, señala en su Artículo 61 Frac VI, lo siguiente:

Sólo se podrán incluir compensaciones adicionales cuando:

- **El contratante obtenga reducción de costos, por el menor tiempo de ejecución de las obras;**
- **El contratante se apropie o se beneficie de nuevas tecnologías provistas por el contratista, o**
- **Concurran otras circunstancias atribuibles al contratista que redunden en una mayor utilidad de Petróleos Mexicanos y en un mejor resultado de la obra o servicio. Y siempre que no se comprometan porcentajes sobre el valor de las ventas o sobre la producción de hidrocarburos. Las posibles compensaciones deberán establecerse expresamente a la firma del contrato**

En la instrumentación de los contratos, se realizaron 3 rondas de licitaciones, correspondientes a 3 campos maduros de Región Sur, a 6 campos maduros de Región Norte y 6 áreas contractuales de

Chicontepec. La contraprestación consistió en pagarle al contratista un porcentaje de los gastos aceptables en que incurra y una cuota por barril que ofertó durante el proceso de licitación.

En este caso PEMEX buscaba en los Contratos Integrales EP, la generación de valor y el incremento de su capacidad de ejecución, a través de esquemas rentables y competitivos en zonas específicas o muy grandes. Por la cual a una sola empresa se le dificultaría realizar por si misma todo el trabajo.

Dentro de las características específicas de esta modalidad se presenta una estructura de contratación más flexible para actividades sustantivas de PEMEX. Siendo este último el único capaz de ofrecer compensaciones en efectivo a los contratistas que provean beneficios de avances tecnológicos, ejecución expedita o mayor rendimiento., Siempre en efectivo los pagos y con una cláusula de penalización a las compañías por incumplir metas o cometer infracciones ambientales y como cualquier contrato en México, este no confiere derechos de propiedad sobre los hidrocarburos.

Características del sector	Arabia Saudita	Brasil	Canadá	México	Aspectos generales
Reservas probadas (MMMb)	265.9	15.3	173.9	11.4	Upstream
Producción diaria (MMb/d)	11.5	2.14	3.74	2.91	
Tipo de empresa operadora	Estatal	Estatal	Privadas	Estatal	
Nombre de la empresa	Saudí Aramco	Petrobras	-	Pemex	
¿Operadores distintos a NOC pueden participar de forma independiente en upstream a través de concesiones?	No	Si	Si	No	Downstream
¿NOC puede asociarse con terceros en upstream?	No	Si	n/a	No	
Tipo de contratos que NOC puede suscribir con otras empresas en upstream	Contratos de Servicios Puros	CPC y Contrato de servicios	n/a	Contratos de Servicio Integrados	
¿NOC tiene operaciones internacionales de upstream?	Si	Si	n/a	No	
¿NOC puede asociarse con terceros en downstream?	Si	Si	n/a	No	Inversión Privada
¿Participación privada extranjera en refinación y petroquímica?	Si	Si	Si	Si	
¿Competencia en mercado de combustibles?	No	Si	Si	No	
¿NOC tiene operaciones internacionales en downstream?	Si	Si	n/a	Si , Deer park, con Shell	
¿NOC tiene participación privada?	No	Si	n/a	No	
Porcentaje de acciones de NOC en IP	0%	44%	n/a	0%	
Mercados financieros donde NOC coloca acciones	No	Sao Paulo, Madrid, Buenos Aires, New York	n/a	No	

Tabla 26: Tomada de de IMCO, “Índice de la competitividad de la competitividad internacional 2013”

Conclusiones

La legislación y la regulación de hidrocarburos históricamente ha ido evolucionando (lentamente para la volatilidad del sector) para adecuarse a la actualidad, permitiendo que el propio Estado, mantenga la regulación y dominio de la actividad petrolera en México. El decir que las leyes o

decretos pasados deben permanecer vigentes y sin modificación, es un error común que impide a este sector introducirse a nuevos mercados internacionales y de gran competencia. En el arraigo por lo que fue una industria nacionalizada se ha perdido de vista la evolución y recientes necesidades de la sociedad mexicana.

El derecho imprescriptible e inalienable del Estado sobre los hidrocarburos no se cuestiona. Pero se debe proceder a una normatividad más flexible que permita la apertura a nuevos participantes, que en conjunto con el Estado aprovechen de manera óptima los recursos. Que se refleje en una mejora general para la nación.

Desde inicios de la explotación de hidrocarburos en México, el gobierno ha realizado innumerables esfuerzos por preservar el dominio de sus recursos. Con el tiempo se enfocó en simplemente fortalecer ese estado de derecho y olvidó otras obligaciones.

Olvidó fortalecer a su empresa nacional, la competencia internacional y la consideración de que tanto el gas y el petróleo son recursos finitos. Como se menciona en el capítulo I de este trabajo, el futuro del uso de hidrocarburos parece tener un par de décadas más de gran importancia geopolítica.

Sin embargo, su importancia dependerá de los cambios tecnológicos y el cambio a otras energías. Por lo tanto, los países con economías petrolizadas y debilidades institucionales, estarán a merced de aquellos que evolucionaron sus energías, tecnologías y políticas.

Capítulo IV: Caso de estudio

Aplicación del Índice de Especialización Productiva (IEP) para el análisis de la competitividad regional del mercado de gas natural en América del Norte

Resumen

En el presente caso de estudio se esboza el análisis cuantitativo de la capacidad exportadora y de producción de gas natural de cada país de la región de América del Norte. Para la realización del análisis se utilizó un **Índice de Especialización Productiva** para medir el nivel de competitividad que existe en México en el mercado del gas natural. Para efectos de este análisis, resulta imprescindible considerar los resultados virtuosos del desarrollo de infraestructura y servicios como herramientas.

Objetivo

Analizar la relación trilateral competitiva existente entre los países de América del norte (Canadá, Estados Unidos y México) que permitirá una correcta e igualitaria integración regional en el mercado del gas natural.

Introducción

El sector de hidrocarburos es uno de los sectores más dinámicos existentes, por lo que su disponibilidad, aseguramiento y precio son constantes importantes en dicha ecuación. En los últimos años este se ha visto inmerso en una serie de reformas y estructuras que han permitido la participación de empresas particulares y empresas del Estado en el control de la cadena de valor de los hidrocarburos a nivel mundial. Por lo que la infraestructura de producción, transporte y entrega de los mismos se encuentra estrechamente vinculada.

La necesidad de que el transporte del petróleo y gas sea económicamente rentable para el acceso mundial, ha puesto en jaque tanto a los países productores como a los consumidores. El control del abastecimiento y regulación de energéticos, es la llave estratégica a la entrada de un crecimiento económico de bloques políticos y regionales.

Caso que se ha visto reflejado en Europa y Eurasia cuya condición “sine qua non” de hegemonía energética se encuentra dominada en mayor medida por Rusia. El control del abastecimiento de hidrocarburos, así como el control de mares circundantes, ofrece la mejor vía de acceso a los mercados mundiales para los productores de petróleo. Sin embargo la economía en el costo de este transporte dependerá en gran medida del transporte terrestre implicado para llegar al mar: ruta terrestre. Desarrollando así la infraestructura de ductos. En general la magnitud y expansión de una red de oleo y gasoductos en el mundo facilita la sincronización de precios y abastecimiento.

Las necesidades del mundo cambian, transformando sus nexos geopolíticos por dos principales motivos interdependientes: el desarrollo económico y la producción, venta y transporte de energía. El cambio de la época ha llegado acompañado de un nuevo recurso que está definiendo la composición geopolítica, el gas. El gas se posiciona como el nuevo recurso a consumir y comprar.

Significa que los balances económicos girarán en función del suministro y compra de gas. Con lo que Rusia toma una vez más ventaja sobre la región de Norte América. Las marchas forzadas de Estados Unidos y Canadá han preparado el campo para la extracción de shale gas-oil, que les pudiera recuperar terreno en el mercado internacional. Ante la viabilidad de este panorama, la posible integración de Norte América en un bloque de comercio domestico de gas natural, debe ser sometida a ciertas interrogantes que constituyen el eje del caso de estudio:

- ¿Qué ventajas y desventajas tendrá esta integración?
- ¿México, podrá unirse al bloque de América del Norte, para ser parte del nodo de exportación mundial de gas e hidrocarburos, o ser un simple espectador del cambio mundial?

Antecedentes

De cara al cambio hacia un nuevo recurso y su necesidad de transporte, las grandes economías obtienen la justificación de un financiamiento en la infraestructura de transporte mundial, por la demanda que se prevé conducida al desarrollo de gas natural. Encontrando los mercados, donde las condiciones económicas, políticas, marco regulatorio y asignación de precios son importantes para la integración. Ofreciendo ventajas a países productores como importadores.

Una de las ventajas para los países productores ante una integración, es la posibilidad de atraer inversiones y el uso de recursos naturales para financiar su desarrollo, mientras que los inversionistas tendrán un atractivo potencial de mercados. Para los países importadores, la integración de mercados proporciona una fuente de energía para apoyar su desarrollo general. Aunado a que una integración conlleva una fiabilidad y aseguramiento de suministro, un correcto y eficiente uso de recursos para generar energía y una estabilidad social y económica.

Un claro ejemplo de esta, estratégica integración se puede observar en Europa y Rusia con el desarrollo de diversas líneas de transporte pero principalmente por los proyectos **Nord Stream, y Nabucco**.

Si bien la condición de potencia energética que ha adquirido Rusia dentro del escenario europeo se debe a que es su principal proveedor de gas natural:

País	importación de Rusia (Miles de millones de metros cúbicos)	total importación (Miles de millones de metros cúbicos)	% de aporte ruso
Austria	4.7	7.6	61.88%
Bélgica	7.3	26.2	28%
República Checa	6.6	10.0	66.16%
Finlandia	3.1	3.1	100%
Francia	7.3	35.0	20.81%
Alemania	30.0	86.8	34.56%
Grecia	2.3	2.9	78.44%
Hungría	4.8	5.9	81.32%
Irlanda	-	5.3	-
Italia	13.6	59.7	22.85%
Países Bajos	2.1	14.5	14.4%
Polonia	9.0	10.9	82.18%
Eslovaquia	3.8	4.1	92.67%
España	-	13.3	-
Turquía	24.5	34.9	70.11%
Reino Unido	-	35.4	-
Otros	10.9	21.5	50.42%
Total Europa	130.0	377.2	34.46%
Total de Rusia	185.9348		69.92%

Tabla 27: Tomada de: IMCO, “Índice de la competitividad internacional 2013

En términos tangibles, en 2012 Rusia suministró a Europa el 34.46% de su demanda de gas, con lo que Europa absorbe 69.92% del comercio exterior ruso. Ante dicha subordinación Rusia establece las pautas a seguir en la integración regional.

Unos de los principales objetivos en la búsqueda de la supremacía territorial, fue el establecer una serie de compromisos con los países consumidores (asegurar al mercado europeo el suministro de gas), promoción de exportaciones y racionalización de importaciones (aumento del volumen de exportaciones), aseguramiento de garantías para la inversión rusa y el estímulo a las inversiones extranjeras (participar activamente en el desarrollo de la infraestructura para el transporte del gas), relaciones de política exterior, colaboración intensa, estable y a largo plazo (diversificar las rutas de suministro de gas natural), siendo los primeros coadjutores: Alemania, Italia, Francia y Gran Bretaña.

El crecimiento de la balanza comercial para Rusia se ha visto fundamentado en los últimos años en las exportaciones de petróleo y gas natural a países socios que promuevan su integración institucional, pues la dependencia económica es tal que la única alternativa es ceder para asegurar una mayor oferta futura.

El crecimiento de mercados y expansión de acuerdos en el mundo han sido pauta para el surgimiento de un movimiento de integración regional en diferentes sectores en el mundo, considerando a la integración de países como un medio para competir en la nueva economía mundial.

- **Una de las primeras ventajas que se ha podido observar en la integración Rusa-Alemana por medio del desarrollo del gasoducto Nord Stream, fue contar con mercados más grandes y comunes. Eliminándose así las altas tarifas y reducción de costos directos sobre las exportaciones e importaciones (costos administrativos-burocráticos, retrasos y regulaciones técnicas), que desembocó en un incremento en la actividad comercial y crecimiento del PIB para ambos países.**
- **La segunda ventaja obtuvo como resultado la competitividad global, al tener mercados extensos, se aumentó el rendimiento económico interno (más mercancías y servicios) dentro del bloque regional y colocando a Rusia en ventaja respecto a otros países.**
- **La tercera ventaja fue la supresión de incertidumbre, pues se eliminaron los riesgos por el paso del gas a través de zonas conflictivas.**
- **Y la cuarta ventaja se vio reflejada en un mejoramiento en la política económica nacional (Planes de Estabilidad y Reformas Estructurales)**

Esperar sólo ventajas de los acuerdos no es algo realista, pues el proyecto (como cualquier otro) conlleva riesgos; contrapartes a estas ventajas:

- **Concentración regional excesiva.**
- **Desarrollo de oligopolios: euro empresas y ruso empresas delimitan precios.**
- **Pérdida de soberanía: Este último factor no puede ser tangible por lo que especialistas lo describen como las acciones de pérdida de soberanía en política exterior y monetaria. Debido a que para crear la integración regional, las naciones miembro tienen que renunciar a algo de su soberanía. Esto significa que los países miembros ya no podrían implementar políticas para sus necesidades e intereses específicos, especialmente si esas políticas podrían entrar en conflicto con iniciativas regionales.**

Situación en América del Norte

Para el desarrollo del caso de estudio se reconoce que el incremento en el uso de gas natural ha sido guiado por tres factores clave: políticas energéticas sustentables, avances tecnológicos e inversión del sector privado. Los tres países de América del Norte persiguen políticas de desarrollo energético sustentable. El gas natural, un combustible de combustión limpia, es reconocido como un componente obligado para alcanzar las metas de desarrollo sustentable, adicionalmente, el desarrollo de la tecnología de ciclo combinado (Ver Anexo 17), altamente eficiente para la generación de electricidad, ha aumentado la producción a partir de este combustible ambientalmente amigable.

Por otra parte, la inversión del sector privado en gas natural está permitida en varias modalidades en los tres países y ha disminuido las dificultades que la falta de capital pudiera presentar en el desarrollo de fuentes de suministro.

Con la información anteriormente presentada, en este apartado se analizarán los retos y las limitaciones que México enfrentará ante el nuevo contexto global y la postura que deberá tomar ante una integración regional y la desventaja que tiene ante la interrelación que se tiene entre Canadá y Estados Unidos, su necesidad de hacer transformaciones de fondo con el fin de insertarse a una dinámica de alta competitividad que facilite el desarrollo en una forma integral y de largo plazo.

Para entender cómo se mueve este bloque energético, es necesario remontarse al año 2000 cuando la preocupación en Estados Unidos permanecía en el aseguramiento de energéticos. Desde la primera administración de George W. Bush (2000-2004 y 2004-2008), se apostó por el desarrollo de otras fuentes energéticas que erradicaran la sujeción del exterior y de mercados internacionales: creando tecnologías que permitieran explotar hidrocarburos, particularmente no convencionales.

Esto, llevo a que los EE.UU. pudiera disponer ahora de nuevas y grandes reservas energéticas pero más importante el ser pioneros de hitos tecnológicos y vinculadores, que hoy todos los países en busca de este tipo de recursos necesitan. Concluyeron (hasta cierto punto) el ciclo de hegemonía y control de energéticos ajenos, la nueva supremacía es decidir cómo utilizar los propios, favoreciendo a regiones y países jueguen bajo sus nuevos cánones.

El peso de este movimiento abre una dinámica que cambia la presencia de Estados Unidos en la geopolítica. Pudiéndose observar 3 posibles escenarios:

- **EE.UU. tomado de la mano de su desarrollo tecnológico y reservas de recursos no convencionales pudiera aumentar su producción de energéticos, sin embargo la posibilidad de que pueda no ser autosuficiente es latente. Por lo que continuaría importando cierto porcentaje aunque menor.**
- **Se podría esperar un equilibrio (temporal) entre su oferta y demanda, por ende, las acciones de vinculación internacional permanecerían armónicamente erráticas o en pausa en el ámbito de energía**
- **El tercer y último escenario corresponde a un panorama que se ha mencionado ya en la tesis y es tomado de análisis publicados por la IEA, donde se postula que para el año 2030 este país tendrá la capacidad necesaria, tanto tecnológica como en recursos para convertirse en un exportador marginal de hidrocarburos.**

En cualquiera de los 3 escenarios la geopolítica y relaciones internacionales se ven influenciadas.

La situación que se presenta en Canadá es un tanto diferente pues cuenta con los recursos necesarios para ser exportador y productor de petróleo convencional y no convencional, gas natural y energía hidroeléctrica.

Su economía es intensiva en energía en comparación con otros países industrializados. Sin embargo tras siete años de revolución tecnológica, los canadienses han demostrado que la tradicional interdependencia que tienen en materia energética con Estados Unidos se intensifica. Cuestión que les ha obligado a diversificar mercados y socios.

La cotidianidad que se presenta actualmente en Canadá puede, en un futuro presentar otros escenarios:

- **El primer escenario se especula que el comportamiento del consumo de petróleo regional se mantenga constante y reducido (por el aumento en la producción de EE.UU.). Por tanto, Canadá se vería en la necesidad de disminuir su producción, representando pérdidas económicas y la búsqueda de nuevos mercados a nivel interregional que tengan mayores exigencias en su consumo que explique un veloz agotamiento de recursos convencionales y la explotación masiva e inmadura de yacimientos no convencionales, para cumplir con las cuotas de exportación.**
- **En el segundo panorama el pronóstico presenta un aumento en el consumo regional, para lo cual Canadá tendría que responder con una mayor producción, que arrastraría una rápida recuperación económica que reactivaría el sector energético del dicho, mayor demanda de energía, costos más estables y menores costos de distribución, apertura a nuevos proyectos e inversiones y un mercado interno firme.**

Comercio bilateral entre Canadá y Estados Unidos

En el 2012 Canadá exportó al mundo 3.056 millones de barriles al día. De ese total 96.7% (2.955 mmbd) se dirigieron a Estados Unidos, mientras que las exportaciones de gas alcanzaron un 100% (por medio de ductos, 83.8 miles de millones de metros cúbicos). Por lo que en América del Norte la frontera Canadá-EEUU se encuentra casi totalmente conectada. Dispone de infraestructura terminada y múltiples proyectos a mediano y largo plazo en los tres ámbitos: gasoductos, oleoductos y ferrocarriles. De los tramos existentes, ambos saben que deben intensificar las conexiones con el objetivo de ser una región más competitiva.

Aunque Estados Unidos es importador de petróleo y gas de Canadá, el comercio transfronterizo fluye en ambas direcciones (de manera simbólica para el caso de Canadá). Canadá es esencialmente el único país que importa petróleo crudo desde EE.UU.

En cuanto los tipos de sectores energéticos en ambos países corresponden al sector privado, consolidándose bajo normas internacionales de competencia. Para Canadá uno de sus mayores operadores es Imperial Oil, propiedad de Exxon Mobil operadora también de Estados Unidos. Por lo que el uso y desarrollo del sistema de gasoductos en Canadá y EE.UU. se encuentra operado por empresas privadas, permitiendo así asociaciones e interconexiones entre ambos países:

- **TransCanada opera la mayor red de gasoductos en Norte América, incluyendo 13 sistemas de tuberías principales y aproximadamente 68,500 kilómetros de gasoductos en operación. En Canadá, opera una red de 24,337 kilómetros que incluye el sistema de Alberta con capacidad de trasiego de 9.6 (MMMcf/d) y el Canadian Mainline con 5.2 (MMMcf/d).**

- En Estados Unidos opera el foothills system de 1,241 kilómetros con una capacidad de 3.5 (MMMcf/d) y la ANR pipeline con 16,656 kilómetros y una capacidad de transporte por día de 4.4 (MMMcf/d).
- Finalmente en México opera la línea Tamazunchale pipeline de 130 kilómetros de extensión y tiene una capacidad de transporte de 0.2 (MMMcf/d) por día.
- Spectra Energy opera un sistema de 22 000 millas de tuberías con capacidad de trasiego de 3.05 (MMMcf/d) vinculando las regiones de suministro de gas del oeste de Canadá con los mercados de Estado Unidos.
- Otro sistema importante que conecta las cuencas sedimentarias del oeste de Canadá con los mercados de Chicago en Estados Unidos es el gasoducto Alliance, que consta de más de 3 719 kilómetros de longitud y que ofrece 1.6 (MMMcf/d).

América del Norte representa una región rica en energéticos, que busca ser competitiva de manera integral. Sin embargo hasta ahora, las negociaciones en el rubro energético solo se han permitido de manera bilateral entre Canadá-Estados Unidos; México ha quedado fuera.

De acuerdo con las situaciones actuales de producción y consumo se pueden analizar y especular también escenarios energéticos para México:

- En éste panorama, los 3 países seguirían funcionando como hasta ahora: Estados Unidos continuaría en la búsqueda de formas más eficientes de producir energía, optimizando combustibles y tratando de encontrar por fin su autonomía energética. México perpetuará su papel de exportador (EE.UU. dejara de ser su socio más importante) e importador de refinados y buscará reestructuras para que el aparato político en vigor pueda ejecutar nuevos proyectos con nuevas inversiones de forma que se pueda sostener la demanda interna.

Interconexión energética para México

La factibilidad en las interconexiones e integración de México a los tratados de cooperación y desarrollo que se tiene entre EEUU y Canadá, presenta un tema un poco más complejo. La situación que se presenta en México se debe a diversos factores: referente a la política, la propiedad de la nación de los recursos, la presencia de solo una empresa operadora y pocas empresas de servicios, la dificultad en la disponibilidad de plataformas para arrendamiento, el tardío proceso de licitación, la escasa red de infraestructura de transporte, distribución y almacenamiento de hidrocarburos. Por lo que la infraestructura existente entre la frontera de México-EEUU difiere de la desarrollada de EEUU con Canadá.

La actividad comercial entre EEUU y Canadá comenzó en mayor medida a partir de 1945, con el modelo de sustitución de importaciones. Donde se importaba bienes intermedios y se necesitaba de una fuerte inversión de capital, proporcionada por corporaciones extranjeras a través de préstamos provenientes de instituciones internacionales como el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Banco Mundial (BM). Con la firma del Tratado de Libre Comercio con América del Norte (TLCAN) se fortalecieron estas relaciones permitiendo la construcción de un mercado de energéticos integrado.

Hablando de datos duros para ejemplificar el cómo se ha avanzado hacia una integración en la región de Norteamérica, se presenta el siguiente cuadro sobre las exportaciones de petróleo hacia EE.UU.:

Año	Total Importación por tuberías (MMm ³)	Importación de Gas Natural de Canadá (MMm ³)	Importación de Gas Natural de México (MMm ³)	Precio Promedio de Importación (Can)	Precio Promedio de Importación (Méx)	% participación (Can)	% participación (Méx)
2000	100.6225	100.2942	0.328308	3.97	5.43	99.67372	0.326
2001	105.8084	105.5176	0.290811	4.43	5	99.72513	0.274
2002	107.1645	107.1149	0.049667	3.13	2.36	99.95365	0.046
2003	97.27361	97.27361	0	5.23	Na	100	0
2004	102.0652	102.0652	0	5.8	Na	100	0
2005	104.9866	104.7228	0.263756	8.09	8.46	99.74877	0.251
2006	101.9577	101.5969	0.360797	6.83	5.65	99.64613	0.353
2007	108.5806	107.0506	1.529955	6.83	6.55	98.59095	1.409
2008	102.797	101.5712	1.225786	8.58	7.62	98.80757	1.192
2009	93.37308	92.57233	0.800777	4.14	3.91	99.14242	0.857
2010	93.66584	92.81698	0.848859	4.46	4.63	99.09374	0.906
2011	88.28901	88.21339	0.075618	4.09	3.49	99.91435	0.085
2012	83.85686	83.848	0.008886	2.79	1.87	99.98944	0.0105
2013	78.85792	78.82767	0.030253	3.73	2.68	99.96164	0.038

Tabla 28: con información tomada de IEA y EIA “Importación de gas natural por país: EE.UU.” en miles de millones de metros cúbicos y dólares (2011).

La economía de EE.UU. desde 2000 ha mantenido una tendencia de alza, de misma forma que las importaciones de gas natural de Canadá. Se podría decir que la relación del aumento del consumo de recursos energéticos es sinónimo de un crecimiento de económico sin embargo para otros países (diferentes de Estados Unidos) esto no es verdad. El aumento de comercio de energéticos en la región ha permitido en los últimos años la actividad comercial de este producto, dándose así la tan buscada integración regional económica en mayor medida entre Canadá y EE.UU.

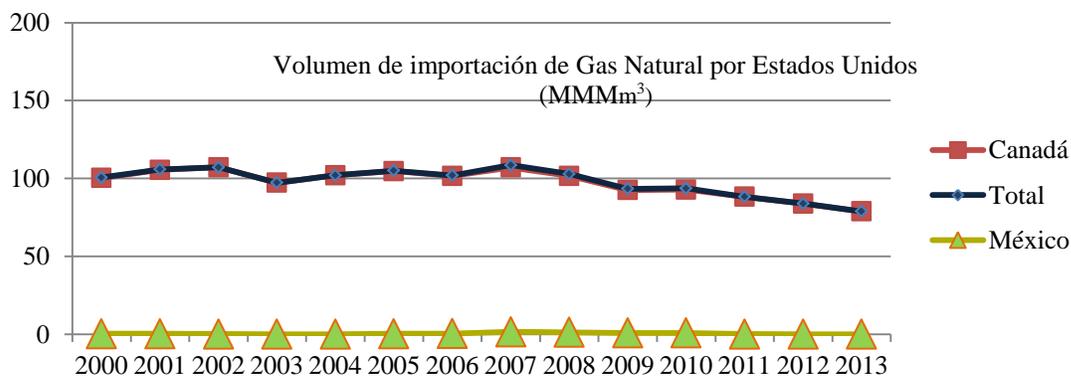


Ilustración 19: Elaboración propia con información de: Energy Information Administration “Importación de gas natural por país: EE.UU.”

Aplicación del Índice de Especialización Productiva para el análisis de la competitividad regional del mercado de gas natural en América del Norte

Indicadores de competitividad

Entendiéndose la competitividad como la capacidad de un país para la producción de un bien determinado. Y que dicha capacidad puede por lo menos igualar los patrones de eficiencia vigentes en el resto del mundo, en términos de utilización de recursos y calidad del bien, manteniendo una estabilidad en el comercio internacional.

Se acepta que la existencia, en cada país, de un ambiente institucional y macroeconómico estable, que transmita confianza, atraiga capitales y tecnología favorece ampliamente la **competitividad**. Así mismo se considera que un ambiente nacional (productivo y humano) que permita a las empresas absorber, transformar y reproducir tecnología, adaptarse a los cambios en el contexto internacional y exportar productos con mayor agregado tecnológico es igualmente favorable.

La medición de la competitividad se puede efectuar a través de un análisis de indicadores contruidos con base a la composición de los principales productos de exportación e importación de una economía:

- **El índice de especialización productiva**
- **La ventaja comparativa revelada**
- **El índice de posición competitiva relativa**
- **El descuento neto exterior**
- **La tasa de cobertura**

Índice de especialización productiva

En el presente punto se muestran los resultados obtenidos de las mediciones del **Índice de Especialización Productiva**. Gracias a estas mediciones se ha podido determinar el lugar que ocupa México frente al mercado del gas natural respecto a la región de Norte América, cuyos resultados permitirán, también, ubicar a México a favor o no de la dinámica de integración con América del Norte.

Este indicador permite evaluar, los elementos del mercado que influyen en la configuración de la producción; se puede medir relacionando la producción de bienes con las exportaciones e importaciones de un mismo producto. El índice de Especialización Productiva (IEP) permite conocer la especialización exportadora de un país. Se entiende como el cociente en la producción de un producto entre la suma de las importaciones y la producción de cierto del mismo producto en un país menos las exportaciones de este.

El IEP de un país “A” para el bien “i” se calcula como:

$$\frac{(Pi)}{(Pi + M + X)} = IEP (Ai)$$

Donde “Pi” es la producción de un bien “i” del país “A”, “X” son las exportaciones del país “A” del producto “i” y “M” son las importaciones del bien “i” del país. De esta manera para analizar la tendencia del índice de especialización y poder interpretar sus resultados, se clasifica de la manera siguiente:

- **IEP alto: IEP >1**
- **IEP intermedio: 0.9 < IEP < 1**
- **IEP bajo: IEP < 0.**

Por lo que a mayor grado de abastecimiento del mercado interno, mayor especialización; también a mayor grado de abastecimiento al mercado externo, mayor especialización.

Datos para el cálculo

➤ Importaciones, Exportaciones y Producción de Gas Natural en México, Canadá y Estados Unidos.

México (2002-2012)

2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	México
38.3	41.8	46.3	48.9	54.9	60.0	57.1	59.6	65.2	65.2	69.0	75.3	Consumo
38.6	39.7	41.7	43.4	52.3	57.3	53.7	53.4	59.4	57.6	58.3	58.5	Producción
3.3	2.1	4.6	5.5	2.6	2.6	3.5	6.3	5.8	7.7	10.7	16.8	Importación
0.3	5.1	5.1	5.7	6.1	7.0	6.4	6.5	6.5	6.5	7.1	5.1	Exportación

Tabla 29: Elaboración propia, con información de: U.S. Energy Information Administration, Gas Natural 2001-2012 Miles de millones de metros cúbicos

Canadá (2002-2012)

2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Canadá
79.4	81.2	87.9	85.6	88.0	87.3	86.6	86.5	85.4	85.5	90.8	90.6	Consumo
186.5	187.9	184.7	183.7	187.1	188.4	182.7	176.6	164.0	159.9	159.7	156.5	Producción
107.1	106.7	96.8	98.1	99.1	101.1	96.1	90.1	78.5	74.4	69.0	65.9	Exportación
2.8	5.6	5.0	3.8	2.4	8.8	2.7	4.4	5.8	4.3	7.6	9.0	Importación

Tabla 30: Elaboración propia, con información de: U.S. Energy Information Administration, Gas Natural 2001-2012 Miles de millones de metros cúbicos.

Estados Unidos (2002-2012)

2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	EEUU
573.9	593.7	575.3	577.3	568.5	560.0	597.3	600.6	590.1	619.3	626.5	654.0	Consumo
555.5	536.0	540.8	526.4	511.1	524.0	545.6	570.8	584.0	603.6	648.5	681.4	Producción
120.4	156.7	126.9	147.2	159.6	134.0	158.9	115.3	81.9	89.4	33.5	15.6	Importación
18.4	57.7	34.5	50.9	57.4	36.1	51.7	29.8	6.1	15.7	22.1	27.4	Exportación

Tabla 31: Elaboración propia, con información de: U.S. Energy Information Administration, Gas Natural 2001-2012 Miles de millones de metros cúbicos

Análisis del Índice de especialización

De acuerdo con los valores para la definición del índice de especialización:

- IEP alto: $IEP > 1$
- IEP intermedio: $0.9 < IEP < 1$
- IEP bajo: $IEP < 0.9$

2001	2002	2003	2004	2005	2006	EP
1.224917	1.226545	1.206066	1.223901	1.249939	1.229758	EEUU
2.268856	2.164747	1.988159	2.05481	2.06969	1.960458	Canadá
0.927885	1.081744	1.012136	1.00463	1.071721	1.083176	México
2007	2008	2009	2010	2011	2012	EP
1.244526	1.17618	1.149154	1.139083	1.017894	0.982977	EEUU
2.045913	1.942794	1.796276	1.780624	1.624619	1.571285	Canadá
1.057087	1.003759	1.011925	0.979592	0.941842	0.833333	México

Tabla 32: Elaboración propia, resultado del cálculo del índice de especialización.

Para el caso de México el índice de especialización en años posteriores al 2009, representaba un índice alto, debido a que el consumo del gas natural era menor para esos años, posterior a esta fecha el índice se trasladó a un nivel intermedio-bajo, pues al no desarrollar la industria nacional gasera, México se ha visto comprometido a tener un aumento en la entrada de gas natural de otros países principalmente de Estados Unidos. Por lo tanto este país no tiene actualmente una capacidad de competitividad en cuanto a su abastecimiento interno y el grado de abastecimiento en el mercado externo de gas natural.

En el índice que se presenta para Canadá es alto (IEP alto: $IEP > 1$); lo que significa que este país es capaz de satisfacer su demanda interna y los excedentes exportarlos a otros destinos (Estados Unidos). Remarcando su capacidad de especialización y competitividad.

Para Estados Unidos se presenta una situación similar a la de México, sin embargo este se ha logrado mantener en índice de especialización intermedio en los últimos años. El cambio a un IEP alto se deberá a la explotación de gas natural de yacimientos no convencionales: Shale Gas. No obstante EE.UU. es medianamente competitivo en el abastecimiento de su mercado interno pero en el mercado externo no puede presumir de un IEP alto o medio.

Por lo tanto ante una integración de mercados el socio en ventajoso sería Canadá seguido por Estados Unidos y Finalmente México.

Problemas para la integración

Si bien el análisis del índice de especialización permitió observar que dos de los tres países se encuentran en sintonía y futura igualdad de oportunidades, mientras que para el tercer país, México; la situación es diferente, pues este no puede integrarse de una manera tan simple. Es necesario considerar lo que algunos aspectos a desarrollar antes de pensar en un nuevo mercado internacional:

- **Escasez en la provisión y abastecimiento interno**
- **Infraestructura no desarrollada**
- **Necesidad de inversión para el desarrollo de la explotación**
- **Tiempo para la planeación y ejecución de proyectos**
- **Recurso humano especializado**

Otros de los problemas de una integración es el temor de la apertura del sector petrolero, la distribución eficiente de energéticos, alza de precios, regulación ambiental y sobre todo la reducción de ingresos provenientes de la actividad comercial petrolera.

Autores han mencionado históricamente respecto a lo que la integración de mercados representa: la pérdida mediática la libertad y derecho de cada país a desarrollar sus políticas públicas, la restricción de planes de desarrollo de infraestructura por regulaciones ambientales así como modificaciones a la organización de sus sectores petroleros.

- **Falta de integralidad de políticas**
- **Obstáculos institucionales y regulatorios en la conducción de políticas y en la organización de los mercados**
- **Fallas en regulaciones técnicas y la burocratización de los procesos comerciales.**
- **Limitaciones en las fuentes de financiamiento**
- **Escasa madurez de los mercados**

Soluciones generales

En términos generales, el proceso de integración regional puede ser visto, al menos, en tres dimensiones:

- **Integración económica y comercial:** Contempla distintas etapas de integración (acuerdos preferenciales de comercio; área de libre comercio; unión aduanera; mercado común y unión económica y monetaria).

- **Integración política:** Implica una mayor profundidad y armonización de acciones en el ámbito gubernamental e institucional entre sus miembros.
- **Integración física:** La infraestructura y servicios son los protagonistas.

Si bien es cierto que en América del Norte existe una integración económica, comercial y hasta cierto punto física, la política es un tema que no se toca para el caso de México. Con la pasada reforma del 2013 se realizaron importantes reformas estructurales que favorecieron notablemente la posición de este ante la integración regional pero que sin duda es un camino largo por recorrer.

El consumo mundial de energía crecerá en los próximos años. Esto significa que existirá un incremento en la demanda energética. Entendiendo ese incremento, Estados Unidos, México y Canadá deberán decidir si crear sinergias para afrontar juntos tal reto.

Aprovechando la infraestructura de Canadá, la tecnológica de Estados Unidos y los recursos de México. El territorio mexicano tiene el favor de su ubicación territorial y la conexión hacia Latinoamérica. Donde futuramente será necesario exportar energía.

Hay sin duda incertidumbre acerca de las consecuencias que podría tener la integración regional de América del Norte y son numerosos los desafíos que enfrenta la región para convertirse en una zona segura con flujos constantes en el comercio de energéticos, empero lo que no queda en duda es la necesidad de cooperación que deben sostener las naciones en el mundo para balancear las necesidades energéticas regionales e internacionales, teniendo una distribución eficiente, equitativa y justa que se permita al alcance de todos en términos de infraestructura y costos.

En particular México cuenta con las herramientas necesarias para formar parte en un futuro de la alianza triangular del norte. Pero la falta de regulación, equilibrio e inversión son procesos a priori a desarrollar en años inmediatos, para poder encaminarse a una integración regional.

Se debe esperar que los cambios estructurales que llegaran con la reforma energética aprobada por el congreso en 2013, conduzcan a un mayor desarrollo del país, así como a un el mayor y competitivo aprovechamiento de recursos.

Conclusiones generales

Todos los ojos hacen énfasis en el cambio de la configuración geopolítica mundial. En línea con este nuevo enfoque, el ajuste se emplaza por tres motivos dependientes uno del otro:

- **Desarrollo económico**
- **Producción y venta de energía**
- **Cambio a la explotación de un recurso que acompaña a la época: gas natural**

Estas posturas han modificado la forma en que los países se abastecen de energía. El juego no es nuevo pero si lo son algunos de los jugadores, existen generalmente dos participantes en este duelo: los países importadores y los países exportadores.

Para los primeros, las acciones a tomar se encaminan a la obtención de inversión para incrementar la producción a un largo plazo. Evitando la importación de hidrocarburos que merme su estabilidad económica, como consecuencia del repentino aumento de los precios internacionales del petróleo. Y mantener una seguridad de abastecimiento de energéticos.

La otra postura, países productores, las acciones se enfocan en el mantener el dominio de los recursos por los gobiernos para aumentar las rentas petroleras. Esta actitud será reflejo de un volumen significativo en sus reservas, una capacidad de autofinanciamiento para la inversión en proyectos y una prosperidad en el precio del petróleo y gas en los mercados internacionales.

De acuerdo con el BP Statistical Review of World Energy 2013, el consumo total de energía mundial en 2012 fue de aproximadamente 12.47 mil millones de toneladas de crudo equivalente (MTOE). Donde los hidrocarburos (petróleo, gas natural y líquidos asociados) abastecieron 57% de la demanda global, mientras que 29.89% provino de carbón, 8.56% de energías renovables (incluyendo la hidroeléctrica) y poco menos de 5% de la energía nuclear.

La demanda de energía aumentará en gran medida, intensificándose un 40% en el periodo 2010-2035 (WEO-2011). Con el supuesto de que la población mundial incrementará en 1,700 millones (población actual cercana a los 7 235 millones de personas) y el promedio de crecimiento anual de la economía acentuará a una tasa del 3.5%, generando cada vez una mayor demanda de energía para servicios y movilidad. Y esto se abastecerá en 50.54% de hidrocarburos, 27.3% de carbón, 18.13% de energías renovables, y cerca de 7.14% de energía nuclear. La paradoja relata un aumento de consumo de recursos que probablemente no existan o sean inaccesibles para la tecnología de la época.

Si bien la importancia económica y política que tienen petróleo y el gas, se debe a las altas rentas obtenidas de su explotación, el uso de estos es fundamental y masivo. La fluctuación en sus costos repercute de manera directa en la economía y la economía repercute de la misma forma en los precios. Lo que da pie a una combinación de altas rentas y exaltada volatilidad de precios, que generan un ciclo político de negocios en el sector de hidrocarburos, particularmente en países con institucionalidad débil.

La experiencia relata que comúnmente los países abren su sector hidrocarburos a la inversión privada cuando los precios del mercado permanecen bajos, mientras que cuando los precios

aumentan o se descubren yacimientos, los gobiernos tornan su política más nacional. Como consecuencia, los operadores se ven obligados a aceptar cambios en las condiciones fiscales y contractuales e inclusive a aceptar la pérdida de activos. Estos actos de nacionalismo petrolero han heredado empresas petroleras nacionales (NOC's) que en algunos casos estas han resultado altamente ineficientes pero políticamente potentes.

En las siguientes décadas será cada vez más importante el uso de tecnología, debido a la complejidad técnica y los niveles de inversión necesarios para desarrollar proyectos. La tecnología de punta no está a la venta. Aquellos países que logren atraer talento y tecnología más rápido a su sector energético serán quienes generen las mayores utilidades. Aquellos que no estén en posibilidad de desempeñar un papel en la competencia internacional e incluso sustentar su demanda interna quedaran rezagados. En esta nueva era, la capacidad de crecer de los países dependerá de políticas que le permitan capitalizar oportunidades tecnológicas.

La postura normativa del sector hidrocarburos en México lo ha dejado fuera de esta revolución, pues bajo su esquema actual sólo tiene acceso a tecnología tardía y de préstamo. El uso de la compañía petrolera nacional como herramienta fiscal, financiera, política y con marco regulatorio cerrado lo están enfrentando a un futuro no alentador. Donde sus reservas han disminuido sustancialmente, símil a su producción y exportaciones.

México fue un exportador petrolero importante desde principios del siglo 1920, hasta que en 1938, con la nacionalización de su industria, se perdió gran parte del respaldo de inversión privada y se vivió el periodo más enjuto en la producción mexicana. Décadas posteriores volvería a despuntar con el descubrimiento de mega yacimientos que lo han sostenido hasta hoy (Cantarell y Ku Maa Loop Zaap). No obstante el panorama que México presenta dista de aquel.

La tradición de setenta y seis años de monopolio estatal petrolero ha dejado el legado de una compañía: PEMEX; sin autonomía financiera, utilizada como medio para garantizar el endeudamiento del gobierno, con una mala estructura organizacional y con diversos organismos subsidiarios, gubernamentales y sindicales disonantes. Esta limitantes han sesgado la misión de PEMEX para progresar, invertir y renovarse. Convirtiéndole en una compañía altamente endeudada, aletargada y sin albedrio.

A través del estudio realizado en los capítulos del presente trabajo se pudo sintetizar los principales problemas que se enfrenta la industria de hidrocarburos en México; señalados escuetamente a continuación:

- **Reservas y producción**

Explorar y explotar recursos es cada día más costoso e implica, mayor riesgo. Las complicaciones geológicas y las zonas inaccesibles, representan costos operativos muy altos para ser financiados por sólo una empresa. PEMEX ha afrontado esto en el último lustro.

- **Sector gas**

La falta de abastecimiento en el mercado de gas natural, ha sido participe de la importación, altos precios de compra y más altas inversiones al subsidio de costos. Razones que no permiten ser competitivo a México en el sector en comparación con el resto de Norteamérica. La integración

regional con el mercado de energía se dificulta debido a la falta de infraestructura de transporte y distribución. Esta misma situación no hace rentable los proyectos de gas (sólo cuando se consideran los condensados).

- **Sector refinación**

En México no se paga el valor real de los productos que se consumen. Se importa uno de cada dos litros de gasolina, al igual que el 20% de los petrolíferos.

- **Régimen Fiscal**

No se tiene dinero. Se debe recurrir a mecanismos de pagos diferidos para financiar proyectos.

- **Diseño institucional del sector**

El régimen fiscal de PEMEX asegura recursos para el Estado a costa de la viabilidad financiera y operativa de la empresa. Lo limita en el uso y aprovechamiento de tecnología.

Más allá de los efectos por la disminución de reservas y producción, el problema de estar o no a favor de reformas generales o posturas. Se debe entender que es lo que realmente le sucede a México. Que ha permitido vivir en una sociedad con diferencias totalmente extrapoladas? Cuál es la razón de que a pesar de ser un país con historia, cultura y rico en recursos no se pueda estar a la par de la globalidad? De quién o quienes es la culpa?...

Permitiendo un comentario lacerante. Considero que la verdadera problemática, razón y culpa que aqueja a la nación mexicana, es la falta de conciencia en todos los niveles de la sociedad. No existe una mentalidad de colectividad antes de una individual. Se educa para competir, para ser el mejor y no los mejores.

La concepción para que viva una nación tiene obligada la existencia de una sociedad. Es entonces, imprescindible que México forje generaciones de nuevos y mejores ciudadanos. Educados diferente, preparada y conscientemente y sobre todo por amor a su nación: territorio, cultura y sociedad. La infancia es destino.

"La superioridad indiscutible de unos pueblos sobre otros no reside en la diferencia de razas sino se debe a la divergencia de la educación de la juventud."

Anexos

ANEXO 1: OCDE-OPEP

OCDE

Fundada en 1961, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) agrupa a 34 países miembros y su misión es promover políticas que mejoren el bienestar económico y social de las personas alrededor del mundo. La OCDE ofrece un foro donde los gobiernos puedan trabajar conjuntamente para compartir experiencias y buscar soluciones a los problemas comunes.

Países Miembros: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Chile, Corea, Dinamarca, España, Estados Unidos, Eslovenia, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Israel, Italia, Japón, Luxemburgo, México, Noruega, Nueva Zelanda, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Suecia, Suiza y Turquía

Información tomada de: <http://www.oecd.org/centrodemexico/laocde/>

OPEP

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) es una organización intergubernamental, fue fundada en Bagdad, Irak el 14 de septiembre de 1960 a raíz de unos acuerdos establecidos en el I Congreso Petrolero Árabe realizado en El Cairo, (Egipto) a finales de enero de 1960 por iniciativa del Gobierno de Venezuela presidido por Rómulo Betancourt. El objetivo de la OPEP es coordinar y unificar las políticas petroleras entre los países miembros, con el fin de asegurar precios justos y estables para los productores de petróleo; un suministro eficiente, económico y regular de petróleo a las naciones consumidoras; y un rendimiento justo del capital a los que invierten en la industria.

Países Miembros: En la actualidad, la Organización cuenta con un total de 12 países miembros, Argelia, Angola, Ecuador, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.

Información tomada de: http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/25.htm

ANEXO 2: INTERCAMBIOS COMERCIALES DE EXPORTACIONES DE PETRÓLEO

Información tomada de: BP, “Statistical review of world energy 2013” www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review

Trade movements												Change		2012
Thousand barrels daily	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2012 over 2011	2012 share of total	
Imports														
US	11357	12254	12898	13525	13612	13632	12872	11453	11689	11338	10587	-6.6%	19.1%	
Europe	11895	11993	12538	13261	13461	13953	13751	12486	12094	12208	12488	2.3%	22.6%	
Japan	5070	5314	5203	5225	5201	5032	4925	4263	4567	4494	4743	5.5%	8.6%	
Rest of World	16291	17191	18651	19172	20287	22937	23078	24132	25160	26570	27496	3.5%	49.7%	
Total World	44613	46752	49290	51182	52561	55554	54626	52333	53510	54610	55314	1.3%	100.0%	
Exports														
US	904	921	991	1129	1317	1439	1967	1947	2154	2497	2680	7.3%	4.8%	
Canada	1959	2096	2148	2201	2330	2457	2498	2518	2599	2798	3056	9.2%	5.5%	
Mexico	1966	2115	2070	2065	2102	1975	1609	1449	1539	1487	1366	-8.2%	2.5%	
S. & Cent. America	2965	2942	3233	3528	3681	3570	3616	3748	3568	3764	3834	1.8%	6.9%	
Europe	2234	2066	1993	2149	2173	2273	2023	2034	1898	2053	2174	5.9%	3.9%	
Former Soviet Union	5370	6003	6440	7076	7155	8334	8184	7972	8544	8791	8597	-2.2%	15.5%	
Middle East	18062	18943	19630	19821	20204	19680	20128	18409	18883	19753	19699	-0.3%	35.6%	
North Africa	2620	2715	2917	3070	3225	3336	3260	2938	2871	1949	2604	33.6%	4.7%	
West Africa	3134	3612	4048	4358	4704	4830	4587	4364	4601	4654	4564	-1.9%	8.3%	
Asia Pacific ¹	3848	3978	4189	4243	4312	6004	5392	5631	6226	6217	6419	3.2%	11.8%	
Rest of World	1551	1361	1631	1542	1359	1656	1363	1323	637	646	322	-50.2%	0.6%	
Total World	44613	46752	49290	51182	52561	55554	54626	52333	53510	54610	55314	1.3%	100.0%	

¹Excludes Japan. Excludes trade between other Asia Pacific countries and India prior to 2007. North and West African exports excludes intra-Africa trade.
Note: Annual changes and shares of total are calculated using thousand barrels daily figures.

ANEXO 3: GREENFIELD

El concepto Greenfield (tierra verde, terreno virgen) se refiere a realizar un proyecto desde cero o cambiar completamente uno existente. La dependencia Rusa de los ingresos del petróleo aumentó en 2008 a raíz de la crisis mundial. Rusia no puede permitirse una reducción en la producción de aceite. En un esfuerzo por mantener la producción en los niveles actuales, se espera que el gobierno otorgue incentivos a las compañías petroleras para explorar y producir en zonas de difícil acceso como el Ártico y campos verdes en tierra y depósitos de petróleo no convencional.

Información tomada de: “Russian oils 2020: The unconventional future”; <https://www.usrbc.org>

ANEXO 4: CANTARELL

Es imposible referirnos al sector petrolero en México sin hablar de Cantarell. Desde sus inicios a finales de 1979, Cantarell se ubicó entre los seis principales campos del planeta y fue el principal protagonista del desarrollo de la industria petrolera mexicana con su vasta reserva de bajo costo (4-5 dólares por barril de petróleo crudo equivalente). Cantarell fue el responsable de crear la expectativa de que México podía apalancar su desarrollo económico en los recursos petroleros depositados en el subsuelo del territorio nacional. Se estima que sus reservas originales eran de más de 17 mil millones de barriles de petróleo crudo y 8 billones de pies cúbicos de gas natural.

Cantarell ha aportado alrededor de 45% de la producción petrolera del país y de la misma forma ha contribuido a la hacienda pública nacional. Hasta el cierre de 2011, había producido casi 15,600 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, volumen que representa 112% de las reservas probadas actuales del país. De modo similar que los grandes campos en el mundo, Cantarell está en declive. En 2004, la producción nacional de crudo alcanzó la cifra récord de 3.4 millones de barriles diarios (mmbd), donde Cantarell fue responsable de 60% de la producción total. A partir de 2005 y debido a la madurez del campo, la producción comenzó a declinar y, por ende, a llevar a la baja la producción nacional.

“La Geopolítica Energética Mundial y su Impacto en la Legislación Petrolera Mexicana”

La caída fue compensada mediante la incorporación de producción de proyectos con potencial en la cartera: Ku-Maloob-Zaap- ubicado frente a las costas de Tabasco y Campeche- y Litoral Tabasco. Sin embargo, dada la magnitud del decremento de Cantarell desde 2004, estos esfuerzos no lograron evitar la caída general en la producción. Para 2012, la producción nacional había disminuido 25% (-835 mbd).

Información tomada de: “Nos cambiaron el mapa: México ante la revolución energética del siglo XXI” IMCO, <http://imco.org.mx/wp-content/uploads/internacional/ICI2013-completo.pdf>

ANEXO 5: SHALE OIL Y SHALE GAS

Sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas y de muy baja permeabilidad, que actúan como generadoras, almacenadoras, trampa y sello. Para que el sistema funcione como yacimiento se requiere crear permeabilidad a través de la perforación de pozos horizontales que requieren fracturamiento hidráulico múltiple, para inducir el flujo de fluidos hacia el pozo.

Información tomada de: SENER (¿Qué es el Shale Gas/Oil y cuál es su importancia?) y EIA; <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=14431>

ANEXO 6: CONTRATOS DE SERVICIO TÉCNICO (TSCS)

El gobierno de Irak ha otorgado doce Contratos de Servicio Técnico (TSCs) para el desarrollo de campos gigantes. Hasta ahora, las operadoras se han enfocado en actividades de rápida ganancia, como renovación de instalaciones, reparación de pozos y perforación de un número limitado de pozos nuevos, para levantar la producción rápidamente en un 10%, el umbral al que el gobierno actual estaba obligado para iniciar sus pagos.

ANEXO 7: PROYECTO KUWAIT.

La el gobierno de Kuwait es consciente de que la participación de las compañías petrolíferas internacionales en los proyectos de este sector, es un factor relevante para alcanzar el objetivo marcado, por lo que se está estimulando cada vez más las negociaciones en este mercado. Las expectativas en cuanto a la intensificación de las actividades para extraer y refinar petróleo pesado constituye un pilar importante en los proyectos futuros. Se estima que el nivel de producción de este tipo de crudo se incremente en 60.000 barriles diarios para el 2015 y 270.000 para el 2020. Sin embargo, éste último valor es menor que el que se habían calculado originariamente (750.000 unidades diarias).

Información tomada de: “El mercado de petróleo y gas en Kuwait” <http://www.icex.es/icex/cma>

ANEXO 8: CAMPO NORTE DE QATAR

El gran campo Pars Sur tiene del orden de 280 tcf, ha producido gas natural desde 2002 y ha sido el respaldo a la reducción de la producción en campos maduros que son explotados con inyección de gas. Este gran campo iraní cambia de nombre en Qatar, donde es comúnmente conocido como Campo Norte y es el campo de gas no asociado más grande del mundo.

Información tomada de: “Petróleo y gas natural: Industria, mercados y precios”. Enrique Iglesias.

ANEXO 9: ACTO POSITIVO. ACUERDOS DE BUCARELI COMPROMISO GENERAL

El Ejecutivo ha respetado y hecho respetar, continuará haciéndolo así, los principios de las decisiones de la Suprema Corte de Justicia en el caso de la "Texas Oil Company" y los cuatro casos similares de amparo, declarando que el párrafo IV del artículo 27 de la Constitución de 1917 no es retroactivo en relación a todas las personas que antes de la promulgación de dicha Constitución, hayan ejecutado algún acto positivo que haya puesto de manifiesto la intención del propietario de la superficie o de las personas que sus derechos representen, sobre el petróleo del subsuelo para utilizar u obtener el petróleo del subsuelo: tales como perforación, arrendamiento, formulación de contrato relativos al subsuelo, inversiones de capitales en tierras con objeto de obtener el petróleo del subsuelo, ejecutando trabajos de exploración y exploración en el subsuelo, y en casos en los que del contrato relativo al subsuelo aparezca que los concesionarios fijaron y recibieron un precio más alto que el que habría sido pagado por la superficie de la tierra porque se había comprado con el objeto de buscar petróleo y explotarlo en caso de ser hallado; y, en general, ejecutando o haciendo cualquier otro acto positivo, manifestando una intención de carácter similar a las que antes se han descrito.

Información tomada de: “Iberoamérica: Acuerdos de Bucareli”; <http://www.notecrom.com/content/files/290/file.pdf>

ANEXO 10: TRATADO DE BUCARELI

El tratado de Bucareli, firmado en 1923, fue un acuerdo entre los países de México y Estados Unidos. Oficialmente llamado “Convención Especial de Reclamaciones” por pérdidas sufridas por ciudadanos o sociedades de los Estados Unidos por causas de las guerras de la revolución Mexicana. Este acuerdo trataba de canalizar las exigencias de ciudadanos estadounidenses por presuntos daños causados a sus bienes por guerras internas durante el periodo 1010.1921. Las negociaciones se iniciaron el 15 de mayo de 1923 y fue firmado por Álvaro Obregón el 13 de agosto de 1923, con lo que se llegó: a que las propiedades agrícolas expropiadas se pagarían con bonos si no eran mayores a 1755 hectáreas, aquellas que superaran esa extensión el pago sería inmediato; en relación con el petróleo el art. 27 no era retroactivo para los norteamericanos que habían adquirido concesiones antes de 1917, lo que les permitía seguir explotando libremente el hidrocarburo.

Información tomada de: “Política Exterior Mexicana: Doctrina Carranza; Acuerdos De Bucareli” http://www.mexicodiplomatico.org/aportadiplo/luis_ruben_gonzalez_tapia.pdf

ANEXO 11: PANORAMA NACIONAL EN EL SEXENIO CARDENISTA

Durante el periodo cardenista, en la política económica del país, aun influía el capital extranjero; de ahí que no se realizaban los preceptos constitucionales en materia económica. La inversión extranjera dominaba el panorama económico nacional, las empresas establecidas en México tenían su centro de poder en Estados Unidos y en otros países poderosos de Europa, sus capitales en México ascendían a los 4000 mdp distribuidos en agricultura, minería, banca, comercio, etc. La

“La Geopolítica Energética Mundial y su Impacto en la Legislación Petrolera Mexicana”

propiedad territorial aun se concentraba en unos cuantos, el latifundio estaba presente, lo campesinos carecían de parcelas y era urgente una reforma agraria. Cárdenas había emprendido modificaciones al crear el Departamento Agrario en sustitución de la Comisión Nacional Agraria y suprimir las comisiones agrarias locales. En este contexto el gobierno favoreció la creación de la CNC (confederación nacional campesina). En oposición a estas políticas y a la CNC, los conservadores crearon la UNS (unión nacional sinarquista) para pronunciarse a favor de la propiedad privada y rechazar la socialización de la tierra.

La industria petrolera del país se encontraba totalmente en poder de empresas extranjeras, entre las que figuraban Royal Dutch, que a su vez era propietaria de la compañía mexicana El Águila, así como Estándar Oil y Sinclair Pierce, estas y muchas otras empresas controlaban la producción petrolera y el país recibía pocos beneficios. El 90% de la industria eléctrica estaba en poder de compañías canadienses, inglesas y estadounidenses, de las cuales se puede citar a la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza que aun genera electricidad en el país.

Diez mil personas trabajaban en la industria petrolera en 1934, agrupadas en 19 sindicatos independientes (1935 se crea el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana: STPRM). El STPRM se afilia a la CTM (1936) y queda bajo el control del Estado. Bajo estas circunstancias, los trabajadores petroleros empezaron a demandar mejores condiciones de trabajo y salarios más altos. En un estira y afloja con las empresas, se llegaría en marzo de 1938 a una condición que permitiría a Cárdenas promulgar el decreto expropiatorio de las instalaciones y activos de las empresas petroleras (18 de marzo de 1938).

Información tomada de: <http://html.rincondelvago.com/gobierno-lazaro-cardenas-1934-1940.html>

ANEXO 12: CONTRATOS RIESGO

El joint venture o contrato de riesgo compartido es una figura jurídica utilizada en el mundo empresarial para enfrentar obligaciones civiles y comerciales diversas. Se presenta cuando dos o más empresas se unen para un determinado requerimiento u obra o para la prestación de un servicio.

En 1970, en su último informe como director de Petróleos Mexicanos, Jesús Reyes Heróles (padre) reseñó que de 1949 a 1951 se celebraron cinco contratos denominados “de riesgo” para exploración y perforación con empresas petroleras privadas, señalando como remuneración o pago por parte de PEMEX, el reembolso de los gastos o inversiones por trabajos ejecutados, -sin plazo de vencimiento al respecto-, con una parte de la producción que se obtuviera en los pozos perforados; (el valor de 50% de los hidrocarburos producidos) y una compensación que iba del 15 al 18.25% de su valor por un plazo de 25 años. Además, otros cinco contratos “de ventas” mediante los cuales, PEMEX se comprometía, en los términos y condiciones que en cada caso se fijaran, a la venta total o parcial de la producción de su porcentaje correspondiente. Esos contratos riesgo fueron firmados con las compañías privadas CIMA, Sharmex, Isthmus Development Company y Pauley Noreste.

Información tomada de: <http://www.buenastareas.com/ensayos/Cancelaci%C3%B3n-Contratos-Riesgo-En-Pemex/24645428.html>

ANEXO 13: PIDIREGAS

Ante la necesidad de fortalecer la infraestructura productiva del país en áreas estratégicas realizadas por las empresas paraestatales, el Gobierno Federal creó la posibilidad impulsar el desarrollo económico nacional y las finanzas públicas aprovechando la utilidad de las inversiones. Desde 1996 se diseñaron estos nuevos esquemas de inversión, orientados a desarrollar la infraestructura productiva del sector público federal, los cuales inicialmente fueron llamados Proyectos de Infraestructura Productiva con Impacto Diferido en el Registro del Gasto y que actualmente se denominan Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS). Los PIDIREGAS se presentan en dos modalidades: de inversión directa y condicionada:

La inversión directa incluye proyectos en los que las entidades suscriben contratos por virtud de los cuales, al recibir a satisfacción los activos y estando éstos en condiciones de generar los ingresos que cubran su costo, se obligan a liquidar su valor de adquisición. La inversión condicionada no implica un compromiso inmediato y firme de inversión por parte de la entidad pública, pero si la compra de los bienes y servicios producidos con activos propiedad de empresas del sector privado o social, que fueron construidos bajo especificaciones técnicas definidas por la entidad contratante, es decir, no se adquiere el activo ni se cubren intereses, sólo se realizan pagos por los bienes y servicios adquiridos por la entidad.

Información tomada de: “PIDIREGAS, Un Pasivo con Impacto Diferido en su Registro” http://www.bdomexico.com/espanol/publicaciones/detalles/pdf/CCS_pidiregas.pdf

ANEXO 14: PROVINCIAS CON POTENCIAL PETROLÍFERO DE MÉXICO

Provincias productoras y/o con reservas	Provincias de potencial medio bajo
Sabinas burro picachos	Plataforma de Yucatán,
Burgos	Cinturón Plegado de Chiapas
Tampico misantla	Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental,
Veracruz	Chihuahua
Sureste	Golfo de California
Golfo de México profundo	Vizcaíno-La Purísima-Iray.

In Información tomada de: “provincias petroleras de México” <http://www.cnh.gob.mx/rie/PDF/PROVINCIAS%20PETROLERAS.pdf>

ANEXO 15: DUCTOS Y PROCESAMIENTO EN MÉXICO



Información tomada de: PEMEX, Anuario estadístico 2013

ANEXO 16: CONVENIO DE SAN JOSÉ

Acuerdo de cooperación petrolera de México y Venezuela que a poya a Centroamérica y al área del Caribe y contempla un esquema de colaboración destinado a financiar proyectos de desarrollo económicos.

Información tomada de: PEMEX, Glosario; <http://www.ri.pemex.com/files/DCF/AEGlosario07.pdf>

ANEXO 17: CICLO COMBINADO

Se denomina ciclo combinado en la generación de energía a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión o quema. En la propulsión de buques se denomina ciclo combinado al sistema de propulsión COGAS.

Información tomada de: http://es.wikipedia.org/wiki/Ciclo_combinado

ANEXO 18: GLOSARIO

Aceite de formaciones compactas: gas en areniscas de baja permeabilidad (tight gas) gas en lutitas (shale gas). Metano en capas de carbón (coal bed methane).
Aceite extra pesado: Aceite con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (baja densidad API) y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento.
Aceite ligero: La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados
Aceite pesado: Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.
Aceite Súper Ligero: Su densidad es mayor a los 38 grados API.
Aguas profundas: Zonas costa fuera donde la profundidad del agua es mayor o igual a 500 metros, pero menor a 1,500 metros.
Aguas ultra profundas: Zonas costa fuera donde la profundidad del agua es mayor o igual a 1,500 metros, pero menor a 3,000 metros.
Asia Central: Región de Asia que va desde el mar Caspio hasta las fronteras de China y Rusia hasta Asia del Sur. Asia Central se ha caracterizado históricamente por pueblos nómadas y por la Ruta de la Seda. Como resultado ha sido la vía por la que se han movido personas, bienes, e ideas, entre Europa, Oriente Medio, Asia del Sur, y Asia Oriental. De acuerdo con la definición de la ONU se integra por cinco repúblicas ex-Soviéticas Kazajistán, Kirguistán, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán.
Balanza comercial: Registro de las importaciones y exportaciones de un país durante un período. El saldo de la misma es la diferencia entre exportaciones e importaciones. Es la diferencia entre los bienes que un país vende al exterior y los que compra a otros países.
Barril: Unidad volumétrica para medir el crudo y los productos derivados del petróleo y es equivalente a 159 litros o 42 galones (EE.UU.)
Boe: El barril equivalente de petróleo es una unidad de energía equivalente a la energía liberada durante la quema de un

“La Geopolítica Energética Mundial y su Impacto en la Legislación Petrolera Mexicana”

<p>barril aproximadamente (42 galones estadounidenses o 158,9873 litros) de petróleo crudo. Un barril de petróleo equivale a $6,1178632 \times 10^9$ J o 1.700 Kilovatios-hora. Un BPCE equivale aproximadamente a 5.800 pies cúbicos de gas natural. El Servicio Geológico de los Estados Unidos le da una equivalencia de 6.000 pies cúbicos (170 metros cúbicos) de gas natural típico. Este es utilizado por las compañías de petróleo y gas para el balance de sus estados financieros como una forma de combinar reservas de petróleo y gas natural bajo una sola medida.</p>
<p>Brent: Es un petróleo liviano, aunque no tanto como el West Texas Intermediate (WTI). Contiene aproximadamente un 0,39% de sulfuro, siendo así considerado como petróleo dulce, aunque tampoco es tan dulce como el WTI. El Brent es ideal para la producción de gasolina. Este tipo de petróleo es de los más pobres con respecto a su poder calorífico. Se extrae principalmente del Mar del Norte (referencia en los mercados europeos). El precio del barril de Brent se ha mantenido en torno a \$1 menos que el WTI, y aprox. \$1 más que el crudo de la OPEP (\$108.76 dólares 30 abril 2014).</p>
<p>BTU: British Thermal Unit. Cantidad de calor necesaria para aumentar en 1° la temperatura de una libra (0.4536 kg) de agua destilada.</p>
<p>Buena vecindad (New Deal) de EE.UU.: La Política del buen vecino fue una iniciativa política creada y presentada por la administración del gobierno estadounidense presidido por Franklin D. Roosevelt en el marco de la VII Conferencia Panamericana de Montevideo en diciembre de 1933, en lo referente a sus relaciones América Latina durante los años 1933-45, cuando la intervención de Estados Unidos en los asuntos internos de los países latinoamericanos fue moderándose (Estados Unidos había invadido abiertamente varios países de la región en los primeros años del siglo XX, como Cuba, México, Haití, República Dominicana o Nicaragua). Buscaba particularmente la solidaridad hemisférica contra amenazas exteriores, en especial de las potencias del eje durante la Segunda Guerra Mundial, por lo tanto esta política influyó en que casi todas las naciones latinoamericanas apoyaran a Estados Unidos en dicho conflicto bélico.</p>
<p>Campo: Área consistente de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas.</p>
<p>CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL); organismo responsable de promover el desarrollo económico y social de la región.</p>
<p>Clausula calvo: La Cláusula Calvo es una doctrina legal que condiciona los siguientes cinco puntos en un contrato celebrado con extranjeros: 1) someterse a la jurisdicción legal local; 2) aplicación de la legislación de la localidad; 3) someterse a los acuerdos contractuales locales; 4) renuncia a solicitar la protección diplomática de su gobierno; y 5) renuncia a sus derechos bajo leyes internacionales.</p>
<p>Competencia: Situación donde existe un indeterminado número de compradores y vendedores, que intentan maximizar su beneficio o satisfacción.</p>
<p>Condensados del gas natural (LGN): Si el gas presenta compuestos más pesados que el etano, a ellos se les denomina condensados del gas natural. En este caso existen los líquidos del gas natural (LGN), y de ellos se puede obtener el GLP, que es una mezcla de propano y butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados (gasolina natural).</p>
<p>Contrato: Acuerdo de obligado cumplimiento legal.</p>
<p>Costo de equilibrio: Aquel que surge gráficamente de la intersección entre la oferta y la demanda de bienes. Este punto puede ser definido como el precio al que las empresas están dispuestas a ofertar X cantidad de bienes, y que los consumidores están dispuestos a pagar a esa X cantidad.</p>
<p>Costo de producción incremental: Es el costo adicional que resulta de aumentar la producción de un sistema de una (o más) unidades.</p>
<p>Costo por inflación: Es un aumento generalizado en el nivel de precios de la economía, el que usualmente se debe a un incremento persistente de la demanda por sobre la oferta.</p>
<p>Costos unitarios: Costo de producir una unidad de producto o de servicio, basado generalmente en promedios y tomando en consideración los costos de todos los factores productivos que intervienen en la producción.</p>
<p>Crisis mundial de 1967: En 1967 Israel provocó el cierre del canal de Suez y la economía europea se vio afectada. Durante esta guerra, Israel ha bombardeado las terminales del Mediterráneo Oriental y Europa ha sufrido otra escasez en su aprovisionamiento de petróleo.</p>
<p>Crisis mundial de 1973: La crisis del petróleo de 1973 (también conocida como primera crisis del petróleo) comenzó el 23 de agosto de 1973, a raíz de la decisión de la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo (que agrupaba a los países árabes miembros de la OPEP más Egipto, Siria y Túnez) con miembros del golfo pérsico de la OPEP (lo que incluía a Irán) de no exportar más petróleo a los países que habían apoyado a Israel durante la guerra del Yom Kippur (llamada así por la fecha conmemorativa judía Yom Kipur), que enfrentaba a Israel con Siria y Egipto. Esta medida incluía a Estados Unidos y a sus aliados de Europa Occidental.</p>
<p>Delta del río Níger: Es una eco región de pradera inundada con una superficie de 46.000 kilómetros cuadrados; ocupa una zona pantanosa alrededor de la confluencia del río Níger y su afluente, el Baní, en el centro de Malí.</p>
<p>Demanda: Cantidad que se está dispuesto a comprar de un cierto producto a un precio determinado.</p>
<p>Dividendo: Es la retribución a la inversión que se otorga en proporción a la cantidad de acciones poseídas con recursos originados en las utilidades de la empresa durante un periodo determinado y podrá ser entregado en dinero o en acciones.</p>
<p>Druzhba: Es el oleoducto más largo del mundo (siendo el segundo el oleoducto Bakú-Tiflis-Ceyhan). Se construyó en la URSS en 1964 para transportar petróleo desde Rusia central para suministrar petróleo a las regiones occidentales más necesitadas de energía de la Unión Soviética, a los aliados socialistas del antiguo Bloque del Este y a Europa Occidental. El oleoducto comienza en Samara, en el sureste de Rusia, donde recoge el petróleo de Siberia occidental, los Urales y el</p>

“La Geopolítica Energética Mundial y su Impacto en la Legislación Petrolera Mexicana”

<p>Mar Caspio. Llega hasta Mazyr, en el sur de Bielorrusia, donde se bifurca en una rama sur y otra norte. La rama sur recorre Ucrania, Eslovaquia, la República Checa y Hungría. La rama norte cruza el resto de Bielorrusia hasta alcanzar Polonia y Alemania. Ha habido propuestas recientes para alargar esta rama hasta el puerto alemán del Mar del Norte de Wilhelmshaven, que reduciría el tráfico de barcos petroleros en el Mar Báltico y facilitaría el transporte del petróleo ruso hacia los Estados Unidos y tiene una capacidad de 1.2 a 1.4 millones de barriles al día.</p>
<p>EIA (Energy Information Administration): La Administración de Información de Energía de EE.UU. es un organismo responsable de la recopilación, análisis y difusión de información inherente a la energía, para promover la formulación de políticas sanas, mercados eficientes y la comprensión pública de la energía y su interacción con la economía y el ambiente.</p>
<p>Estado: Forma de organización político-administrativa de un país.</p>
<p>Estrecho de Ormuz: Es un estrecho angosto entre el golfo de Omán, localizado al sudeste, y el golfo Pérsico, al sudoeste. En la costa norte se localiza Irán y tiene importancia estratégica debido a que casi el 20% del petróleo del mundo y aproximadamente el 35% comercializado por mar pasan por él, por lo que es un punto estratégico muy importante para el comercio internacional.</p>
<p>Estrecho de Malaca: Estrecho que separa la isla de Sumatra y la península de Malaca, con una longitud total de 965 km y una anchura mínima de 38 Km. Constituye una de las rutas marinas más transitadas del mundo, ya que es paso obligado entre el océano Índico y el mar de China Meridional.</p>
<p>Eurasia: Término que define una zona geográfica o continente que comprende Europa y Asia unidas.</p>
<p>Exportación: En economía, una exportación es cualquier bien o servicio enviado fuera del territorio nacional. La exportación es el tráfico legítimo de bienes y/o servicios desde un territorio aduanero hacia otro territorio aduanero.</p>
<p>Formaciones de kerógeno: La extracción de la materia orgánica presente en lutitas, requiere que sea descompuesta térmicamente o atacada químicamente; originándose de este modo compuestos más ligeros.</p>
<p>Franja del Orinoco: Extensa zona rica en petróleo pesado y extrapesado ubicada al norte de río Orinoco, en Venezuela, su nombre se debe a la cercanía del río pues la formación geológica de los yacimientos no está relacionada con el mismo.</p>
<p>Gas natural: Mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).</p>
<p>Geopolítica: La geopolítica es la ciencia que, a través de la geografía política, los estudios regionales y la historia, estudia la causalidad espacial de los sucesos políticos y sus futuros efectos.</p>
<p>Golfo de Adén: Golfo en el océano Índico, entre los continentes de África y Asia.</p>
<p>GTL: Proceso de cambio de un gas a líquido (GTL). En este procedimiento el metano se convierte primero en gas. Este gas sintético, se mezcla con dióxido de carbono, oxígeno o agua, para provocar reacciones químicas que derivan en una gran diversidad de combustibles. Los combustibles que se logran a través del GTL tiene la particularidad de ser menos contaminantes que los derivados del petróleo, por eso es muy cotizado por los países industrializados y los consumidores que pueden costearlos.</p>
<p>Henry Hub: Centro de distribución de gas natural propiedad de Sabine Pipe Line LLC, una subsidiaria de Chevron Corporation. Debido a su importancia, da nombre al punto de referencia de precios para el gas natural en los contratos y negociaciones en la Bolsa Mercantil de Nueva York (NYMEX).</p>
<p>Hidrocarburos: Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono</p>
<p>IEA (Agencia Internacional de energía):(International Energy Agency) Es una organización internacional, creada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) tras la crisis del petróleo de 1973, que busca coordinar las políticas energéticas de sus Estados miembros, con la finalidad de asegurar energía confiable, adquirible y limpia a sus respectivos habitantes.</p>
<p>Integración económica: Término usado para describir los distintos aspectos mediante los cuales las economías son integradas, también se conoce como el modelo por medio del cual los países pretenden beneficiarse mutuamente a través de la eliminación progresiva de barreras al comercio. El grado de integración económica puede categorizarse en 6 estadios:</p> <ul style="list-style-type: none">Zona preferencial de comercio.Zona de libre comercioUnión aduaneraMercado comúnUnión económica y monetariaIntegración económica complete
<p>Integración regional: Formación de una unidad diferenciada, formando un bloque político-económico y también, en ciertos casos, social y cultural, que esté constituido por unidades político-económicas menores (países) vecinas entre sí, con el fin de lograr mayor fuerza competitiva, más rendimiento en sus operaciones, cooperación y solidaridad, minimizando riesgos, y fijándose metas compartidas.</p>
<p>IOC: Compañías internacionales de petróleo (International Oil Company)</p>
<p>Join Venture: Empresa conjunta; es un tipo de acuerdo comercial de inversión conjunta a largo plazo entre 2 o más personas (jurídicas o comerciantes).</p>
<p>Ley de Arrendamiento de Mineral de 1920: Se autoriza al Poder Ejecutivo para contratar la explotación de petróleo u otras sustancias minerales de reserva fiscal, en las zonas y extensiones que juzgue conveniente, mediante arrendamiento temporal, que no pase de 66 años, u otra forma cualquiera, con participación del Estado en el producto bruto, fijándose como mínimo de esta participación el 12.5%. Queda igualmente autorizado, para proceder a la explotación por</p>

“La Geopolítica Energética Mundial y su Impacto en la Legislación Petrolera Mexicana”

administración directa, contrayendo un empréstito hasta la cantidad que requiera el negocio, con garantía de los mismos terrenos petrolíferos y de las maquinarias que fuere necesario adquirir.
Líquidos de carbón (CTL): Proceso químico de cambio del carbón a líquido.
Líquidos de planta: Líquidos del gas natural recuperados en plantas de procesamiento de gas, consistiendo de etano, propano y butano, principalmente.
Lukoil: Compañía petrolera más grande de Rusia y la 2º mayor compañía, junto a ExxonMobil, en cuanto a reservas de crudo.
M85: El gasohol producido con metanol, M85 es un combustible compuesto de 85 % de metanol y un 15 % de gasolina.
Mar de Barents: Sector del océano Ártico, situado en el norte de Noruega y de Rusia.
Medio Oriente y Norte de África (MENA): El término MENA, por "Medio Oriente y África del Norte ", es un acrónimo de uso académico, militar, humanitaria, y negocios. El término abarca una extensa región, que se extiende desde Marruecos a Irán.
Medio Oriente: Región situada al sudoeste de Asia, reuniendo a países como Arabia Saudí, Baréin, Emiratos Árabes Unidos, Irak, Israel, Jordania, Kuwait, Líbano, Libia, Omán, Catar, Siria, Sudán, Yemen, los territorios palestinos (Franja de Gaza y parte de Cisjordania), y por lo general también a Turquía, pero también para 3 países cercanos (Chipre, Egipto e Irán).
Metanol: El compuesto químico metanol, también conocido como alcohol de madera o alcohol metílico, es el alcohol más sencillo. A temperatura ambiente se presenta como un líquido ligero (de baja densidad), incoloro, inflamable y tóxico que se emplea como anticongelante, disolvente y combustible.
Nabucco: Proyecto de gasoducto para el transporte de gas natural desde Erzurum, en Turquía, a Baumgarten an der March, en Austria. El objetivo de esta nueva tubería sería el de diversificar las actuales rutas de suministro de gas, existentes en Europa.
Nacionalización: Transformación de una empresa o unidad económica privada en una empresa pública. También se denomina socialización o nacionalización de los medios de producción. Sin embargo, la nacionalización específicamente se refiere a la recuperación de una empresa extranjera (no nacional) al dominio del Estado.
NAFTA: El Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), en inglés North American Free Trade Agreement (NAFTA), es un acuerdo regional entre los gobiernos de Canadá, Estados Unidos y México para crear una zona de libre comercio. Este Acuerdo comercial fue negociado durante la administración del presidente mexicano Carlos Salinas de Gortari, del presidente estadounidense George H.W. Bush, y del primer ministro canadiense Brian Mulroney.
NOC: Empresa nacional de petróleo (National Oil Company) es una compañía con propiedad mayoritaria de un gobierno nacional. .
OCDE: La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) es una organización de cooperación internacional, compuesta por 34 estados, cuyo objetivo es coordinar sus políticas económicas y sociales. Conocida como «club de los países ricos», la OCDE agrupa a países que proporcionaban al mundo el 70 % del mercado mundial.
Oferta: Exposición pública que se hace de las mercancías en solicitud de venta.
OPEP: La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) es una organización intergubernamental, fundada el 14 de septiembre de 1960 a raíz de unos acuerdos previos establecidos en el I Congreso Petrolero Árabe realizado a finales de enero de 1960 por iniciativa del Gobierno de Venezuela. Donde se señalaba que era necesario un "instrumento de defensa de los precios para evitar el despilfarro económico del petróleo que se agota sin posibilidad de renovarse".
PDVSA: Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima (PDVSA) es una empresa estatal venezolana cuyas actividades son la explotación, producción, refinación, mercadeo y transporte del petróleo venezolano.
Peak Oil: El Pico petrolero es el momento en el cual se alcanza la tasa máxima de extracción de petróleo global y tras el cual la tasa de producción entra en un declive terminal. Este concepto se deriva de la curva de Hubbert y se ha demostrado que es aplicable tanto a la tasa de producción doméstica de una nación determinada como a la tasa de producción petrolera global. A menudo se confunde el pico petrolero con el agotamiento del petróleo. En realidad, el pico petrolero es el punto de máxima producción, mientras que el agotamiento corresponde al período de caídas de las reservas y los suministros.
Península de Yamal: La península de Yamal es una península que se interna en el océano Ártico, localizada al noroeste de Siberia, muy próxima a la península de Guita.
Petróleo no convencional: Los recursos no convencionales son hidrocarburos (petróleo y gas) que se encuentran en unas condiciones que no permiten el movimiento del fluido, bien por estar atrapados en rocas poco permeables, o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad. Requieren el empleo de tecnología especial para su extracción, ya sea por las propiedades del propio hidrocarburo o por las características de la roca que lo contiene.
Petróleo: Mezcla de hidrocarburos compuesta de combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno, que se encuentra en los espacios porosos de la roca. El petróleo crudo puede contener otros elementos de origen no metálico como azufre, oxígeno y nitrógeno, así como trazas de metales como constituyentes menores. Los compuestos que forman el petróleo pueden estar en estado gaseoso, líquido o sólido, dependiendo de su naturaleza y de las condiciones de presión y temperatura existentes.
Poder calorífico: Es la cantidad de calor liberado por unidad de masa, o por unidad de volumen, cuando una sustancia es quemada completamente. Los poderes caloríficos de los combustibles sólidos y líquidos se expresan en calorías por gramo o en BTU por libra. Para los gases, este parámetro se expresa generalmente en kilocalorías por metro cúbico o en BTU por pie cúbico.

“La Geopolítica Energética Mundial y su Impacto en la Legislación Petrolera Mexicana”

Precio: Valor en que se estima un bien.
Pre-Sal: Pre-sal es un concepto de la geología donde se explica que el yacimiento está situado en el fondo del mar, bajo una capa de sal. (Costa de Brasil, en Santa Catarina).
Privatización: Proceso jurídico-económico mediante el cual las actividades empresariales son transferidas del sector público al sector privado, es decir, traspasadas o tomadas ya sea desde el Estado o la comunidad hacia agentes económicos privados.
Provincia geológica: Región de grandes dimensiones caracterizada por una historia geológica y desarrollos similares.
Recurso prospectivo: Volúmenes estimados asociados a las cantidades no descubiertas. Estos recursos representan aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha determinada, potencialmente recuperables de los yacimientos de petróleo o gas identificados a través de evidencia indirecta, pero que aún no han sido perforados.
Regalía: Una regalía o royalty es el pago que se efectúa al titular de derechos de autor, patentes, marcas o know-how a cambio del derecho a usarlos o explotarlos, o que debe realizarse al Estado por el uso o extracción de ciertos recursos naturales, habitualmente no renovables.
Relación reserva–producción (R/P): Es el resultado de dividir la reserva remanente a una fecha entre la producción de un periodo. Este indicador supone producción constante, precio de hidrocarburos y costos de extracción sin variación en el tiempo, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos en el futuro.
Renta: Incremento neto de riqueza. Todo ingreso que una persona física o jurídica percibe y que puede consumir sin disminuir su patrimonio. Diferencia entre los ingresos y los gastos necesarios para su obtención. Con frecuencia se utiliza el término renta para designar los ingresos relativos al capital impuesto o cedido al Estado o a las empresas de carácter público.
Reserva 1P: Es la reserva probada.
Reserva estratégica de petróleo (SPR): La Reserva Estratégica de Petróleo, conocido por las siglas (SPR) Inglés Reserva Estratégica de Petróleo es un almacenamiento de emergencia, en poder del Departamento de Energía de los Estados Unidos. La reserva almacena millones de barriles de crudo en cuencas subterráneas en cuatro sitios a lo largo del Golfo de México. La reserva estratégica de petróleo el Estados Unidos es el mayor suministro de emergencia en el mundo con la capacidad actual de almacenar hasta 727 millones de barriles o 115 600 000 metros cúbicos de gas.
Reserva probada: Volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada.
Reservas 2P: Suma de las reservas probadas más las reservas probables.
Reservas 3P: Suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.
Reservas de hidrocarburos: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.
Reservas posibles: Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.
Reservas probables: Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son más tendientes a ser comercialmente recuperables que no serlo.
Reservas probadas desarrolladas: Reservas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser recuperadas con la infraestructura actual mediante trabajo adicional con costos moderados de inversión.
Reservas probadas no desarrolladas: Volumen que se espera producir por medio de pozos sin instalaciones actuales para producción y transporte, y de pozos futuros.
Shale gas: Se conoce como gas en lutitas (una roca sedimentaria de grano que se fractura fácilmente en láminas finas y paralelas). Estas tienen poca permeabilidad, por lo que la producción de gas en cantidades comerciales requiere técnicas de fracturación para aumentar la permeabilidad.
Shale oil: Es un petróleo no convencional producido a partir de lutitas mediante pirolisis, hidrogenación, o disolución térmica. Estos procesos convierten a la materia orgánica contenida dentro de la roca (Kerógeno) en petróleo sintético y gas. El petróleo resultante puede ser utilizado como combustible o ser mejorado para ajustarse a las especificaciones del material que alimenta una refinería mediante el agregado de hidrógeno y la eliminación de impurezas tales como azufre y nitrógeno.
Unión Europea: Organización económica y política formada por 27 países europeos democráticos que comparten normas comunes en agricultura, transportes, pesca, industria.
Upstream: La industria del petróleo se divide normalmente en 3 fases: "Upstream": Exploración y producción. "Midstream": Transporte, procesos y almacenamiento. "Downstream": Refino, venta y distribución.
West Texas Intermédiate WTI: El WTI es un petróleo crudo ligero (de baja densidad) y dulce (con un bajo contenido en azufre), lo que lo convierte en la materia prima ideal de productos como la gasolina y el diesel de bajo contenido en azufre. El petróleo crudo WTI se refina sobre todo en las regiones estadounidenses del Medio Oeste y la Costa del Golfo.
Zona neutral particionada: También conocida como la Zona dividida, fue un área de 5.770 km ² situada entre las fronteras de Saudita y Kuwait que fue dejada como indefinida cuando se estableció la frontera entre ambos países..

Bibliografía

- (2012.). **Balance Nacional de Energía 2011**. México: © Secretaría de Energía Primera .
- Agenda ciudadana, **La privatización petrolera: El inicio** ,Lorenzo Meyer
- Alcocer, J. A. (Septiembre 2010). **Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México**. México: Trabajo de Ingreso a la Academia de Ingeniería Especialidad: Ingeniería Geológica.
- Banco de México. (Febrero 2014). **La Balanza de Pagos en 2013**.
- Barrios, F. J. **La regulación de los hidrocarburos en México**. . México.
- Camara de Diputados del H.Congreso de la Unión. (2008). **Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo**. DOF 28-11-2008.
- Cano, F. B. **Situación actual de Pemex en las aguas profundas del Golfo de México**. Instituto de Investigaciones Economicas, UNAM. .
- Centro de Investigación para el Desarrollo (CIDAC). (2013). **Tres dilemas diagnostico para el futuro energetico de México**. México.
- CIDOB. (2011). **Acuerdo y actividad de la federación rusa y otros países de la CEI en el ámbito de la energía. 2010**. Anuario Internacional CIDOB.
- Colmenares, F. **Petróleo y crecimiento económico en mexico 1938-2006**. México: Economicas UNAM.
- Congreso de la Unión. (2010). **Disposiciones administrativas de contratación en materia de adquisiciones, arrendamientos, obras y servicios de las actividades sustantivas de carácter productivo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios**. DOF Enero 2010. .
- CRE. **Primera revisión quinquenal del Ingreso Máximo autorizado a los permisionarios de distribución de gas natural y para la determinación de las correspondientes tarifas de distribución**. México: CRE.
- EIA. (2011). **Annual Energy Outlook 2011**. EIA.
- EIA. (2012). **Annual Energy Outlook 2012 with Projections to 2035**. EIA.
- EIA. (Abril 2013). **Annual Energy Outlook 2013**. EIA.
- ENERGIA., S. D. (noviembre 2008.). **Decreto por el que se expide la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos**. México: DOF .
- Estrada, J. H. (2012). **Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: reflexiones para Centroamérica**. CEPAL.
- Grunstein, Miriam. **De la caverna al mercado. Una vuelta al mundo de las negociaciones petroleras**. 1° edición. México 2010. Editorial Felou.
- Grupo de Expertos en Materia de Comercio e Interconexiones de Gas Natural . (Agosto 2005). **Visión del mercado de gas natural en América del Norte Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte**.
- Ibarra, D. (2008). **El desmantelamiento de Pemex**. México: **Economia**. UNAM.
- IEA. (2012). **Golden Rules for a Golden Age of Gas World Energy Outlook**. Special Report on Unconventional Gas. . IEA.

- IEA. (November 2010.). **World Energy Outlook-2010**. IEA. . IEA PUBLICATIONS.
- INEGI. (2014). **Balanza comercial de mercancías de México**. Instituto Nacional de Estadística y Geografía.
- Instituto Mexicano para la Competitividad A.C., 2013. **Índice de la competitividad internacional, 2013, Nos cambiaron el mapa: México ante la revolución energética del siglo XXI**. 1a edición: julio 2013. Impresos Villaflorito S.A. de C.V.
- International Journal of Humanities and Social Science . (Mayo 2011.). **Role of the Persian Gulf’s Oil in the US Geopolitical Codes during the Cold War Geopolitical Order**. Malaysia. .
- Klare, M. T. (2008). **Rising Powers, Shrinking Planet**. Metropolitan Books.
- L., H. R. (2005). **Peaking of World Oil Production: Impacts**,.
- **La geopolítica del gas natural en Europa: la estrategia rusa de abastecimiento de gas y el contexto actual del mercado**. Maria Teresa Nonay Domingo. Ingeniero Industrial y Técnico del Servicio de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol. . Cuadernos de Energía.
- Lajous, A. (2007). **El gobierno de la industria petrolera mexicana**. México.
- Lajus., A. (2013). **Dilema del suministro de gas natural en Mexico**. Cepal.
- Lordemann., C. M. (Octubre de 2009). **Gas y política. Una geopolítica explosiva**. La Paz. Bolivia.: © FES-ILDIS.
- Lorenzo Meyer, **México y los Estados Unidos en el conflicto petrolero 1917-1942**, México, El Colegio de México, 1981.
- Marković., Z. M. (March 2012.). **The changing geopolitics of energy**. University of Novi Sad, Faculty of Natural Sciences, Department of Geography, Tourism and Hotel Management. .
- **México negro**, Francisco Martín Moreno, Alfaguara, 2007, México
- México, B. d. (2013). **Informe Anual (varios números)**. México. Banco de México.
- Monaldi, F. (Julio de 2010). **La economía política del petróleo y el gas en América Latina**. . Working Paper nº 9 .
- Morales, Isidro. **La revolución energética estadounidense en gas natural. Sus impactos para México**, Tec de Monterrey, EGAP, Gobierno y Política Pública. CEM. 2013
- Moreno.Funday, R. (2006). **Ingresos petroleros y el gasto público. La dependencia continua**. Centro de Análisis e Investigación, A. C.
- Moya., M. J. (2009). **Acercamiento al marco regulatorio del gas grisú**. Revista Legislativa de Estudios Sociales y de Opinión Pública. .
- O. Sarahí Ángeles Cornejo, R. J. (2011). **Reforma energética anticonstitucional, privatizadora y desnacionalizante**. .
- Olaya, L. C. (2009). “**Análisis de las relaciones bilaterales energéticas entre Rusia y Alemania, y su incidencia en la obtención de ganancias relativas de Rusia sobre Alemania. 2003-2008**”.
- Pacheco, H. F. **Panorama global de la expansión de tuberías de gas natural, petróleo y otros productos**. EnerDossier.
- PADILLA, R. V. (2006). **La energía en la Alianza para la Seguridad y Prosperidad en América del Norte**. México: NORTEAMÉRICA.

- Padilla, V. R. (2010). **Contratos de servicios múltiples en Pemex:eficacia, eficiencia y rentabilidad.** Revista Problemas del Desarrollo.
- Padilla, V. R. **Contratos de servicios multiples: ¿Le convienen a Pemex? ¿Le convienen a México?.**Juridicas UNAM.
- Pascual, Carlos. **The Geopolitics of Energy: From Security to Survival.** Foreign Policy Brookings Institution.
- Pemex. (2012). **Valor de las exportaciones de petróleo crudo.** México.
- Pemex. (2013). **Anuario estadístico Pemex. 2013.** México: Pemex.
- PEMEX. **Provincias petroleras de México . 2008:** Pemex Exploración y Producción. Subdirección de Exploración.
- Producers, C. A. (2014.). **Statistical Handbook for Canada’s Upstream Petroleum Industry March 2014.** Canadá: Canadian Association of petroleum producers.
- Romero, J. G. **Modificaciones al artículo 27 constitucional y sus efectos sociales y económicos en el México rural.**México.
- Sánchez, C. C. (2008). **PIDIREGAS, Un Pasivo con Impacto Diferido en su Registro.** Castillo Miranda y Compañía, S.C, Horwath Internacional.
- Vargas, Rocío. **Derechos de propiedad e industria petrolera mexicana. México 2012.** Centro de investigaciones sobre América del Norte-UNAM.