



Reforma energética y contenido local en México

Efectos en el sector minero

**Dr. Guillermo A. Musik Asali
Dr. Ramón Espinasa
Dr. Martin Walter**

**Banco
Interamericano de
Desarrollo**

División de Energía

Sector de
Infraestructura y
Medio Ambiente

**NOTA TÉCNICA
IDB-TN-771**

Abril 2015

Reforma energética y contenido local en México

Efectos en el sector minero

Dr. Guillermo A. Musik Asali
Dr. Ramón Espinasa
Dr. Martin Walter



Banco Interamericano de Desarrollo

2015

Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo

Musik Asali, Guillermo Abdel.
Reforma energética y contenido local en México: efectos en el sector minero / Guillermo Abdel Musik,
Ramon Espinasa, Martin Walter.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 771)
Incluye referencias bibliográficas.

1. Power resources—Law and legislation—Mexico. 2. Petroleum industry and trade—Mexico. 3. Mineral
industries—Mexico. 4. Energy development—Mexico. I. Espinasa, Ramón. II. Walter, Martin. III. Banco
Interamericano de Desarrollo. División de Energía. IV. Título. V. Serie.
IDB-TN-771

JEL code: K20; Q3; Q38; Q48

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2015 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia
Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-
ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para
cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras
derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se
someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID
para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están
autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de
vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Ramon Espinasa (ramones@iadb.org)

Martin Walter (martinw@iadb.org); Guillermo Abdel Musik (gamusik@itam.mx)

ÍNDICE

RESUMEN	1
1. INTRODUCCIÓN.....	2
1.1. La Reforma Energética de 2013 en México	4
2. EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS Y EL SECTOR MINERO	6
2.1. El subsector hidrocarburos	7
2.2. Sector minero	10
2.3. Perfil de la Industria Minera Ampliada	11
3. CADENAS DE VALOR Y USO DE MINERALES EN EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS	16
3.1. Cadena de valor del petróleo	16
3.2. Cadena de valor del gas natural	20
3.3. Cuantificación de minerales empleados en el sector hidrocarburos	22
4. CONTENIDO LOCAL	25
4.1. Análisis de la política pública de integración nacional	25
4.2. Normas referidas al contenido local	27
4.3. Casos de estudio	32
5. PROSPECTIVA DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	43
5.1. Prospectiva de la SENER	43
5.2. Prospectiva de la EIA	49
5.3. Prospectivas de inversión	50
6. PRODUCTOS Y SERVICIOS MINEROS UTILIZADOS POR EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS	53
6.1. Producción de principales minerales utilizados	53
6.2. Perforación de pozos	77
7. CONCLUSIÓN: INVERSIÓN REQUERIDA EN PRODUCTOS Y SERVICIOS MINEROS	83
7.1 Recomendaciones	85
BIBLIOGRAFÍA	87
SITIOS WEB Y RECURSOS ELECTRÓNICOS.....	89
ANEXO 1: ACRÓNIMOS.....	93
ANEXO 2: NOMENCLATURA DE UNIDADES USADAS	94
ANEXO 3. PAÍSES PRODUCTORES DE PETRÓLEO	95
ANEXO 2. LEYES Y REGLAMENTOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS Y DEL SECTOR MINERO	97
ANEXO 3. CLAVES DE LOS SUBSECTORES Y CLASES DE LA INDUSTRIA MINERA AMPLIADA	103
ANEXO 4. LODOS DE PERFORACIÓN.....	105
ANEXO 5. CONSUMO DE MINERALES METÁLICOS Y NO METÁLICOS EN EL SUB-SECTOR DE HIDROCARBUROS	110
ANEXO 6. NORMATIVIDAD DEL USO Y PRODUCCIÓN DE LA BARITA Y BENTONITA.....	118
ANEXO 7. RENTABILIDAD DE UN PROYECTO DE GAS <i>SHALE</i>.....	121
ANEXO 8. COSTOS DE INVERSIÓN EN MINERÍA ASOCIADA AL SECTOR ENERGÉTICO.....	122

Resumen

México es uno de los productores líderes de petróleo en el mundo; actualmente ocupa el décimo lugar a nivel mundial y el primero en la región de América Latina y el Caribe. Sin embargo, en los últimos 10 años la producción de petróleo ha disminuido en casi un millón de barriles diarios. Asimismo, la exportación de crudo ha disminuido, provocando incrementos en las importaciones, e impactos negativos en la balanza comercial. Para revertir esta tendencia, el gobierno federal de México ha promovido una reforma en el sector energético que fue aprobada en diciembre de 2013. Esta reforma declara como actividades estratégicas la exploración y producción de petróleo y gas, y promueve la inversión privada en la industria de hidrocarburos. Además de los beneficios directos que genera esta inversión, en cuanto a mayor producción y mejores precios, existe un gran potencial de impactar en más sectores de la economía a través de eslabonamientos verticales. El presente estudio analiza el efecto que tendrán los cambios del sector hidrocarburos en el sector minero, con énfasis en los encadenamientos existentes y posibles entre ambos sectores, en virtud de las políticas de contenido local. Este análisis será de utilidad para generar instrumentos financieros y de política pública que permitan al sector minero aprovechar al máximo el crecimiento que se espera tendrá en los próximos años el sector hidrocarburos.

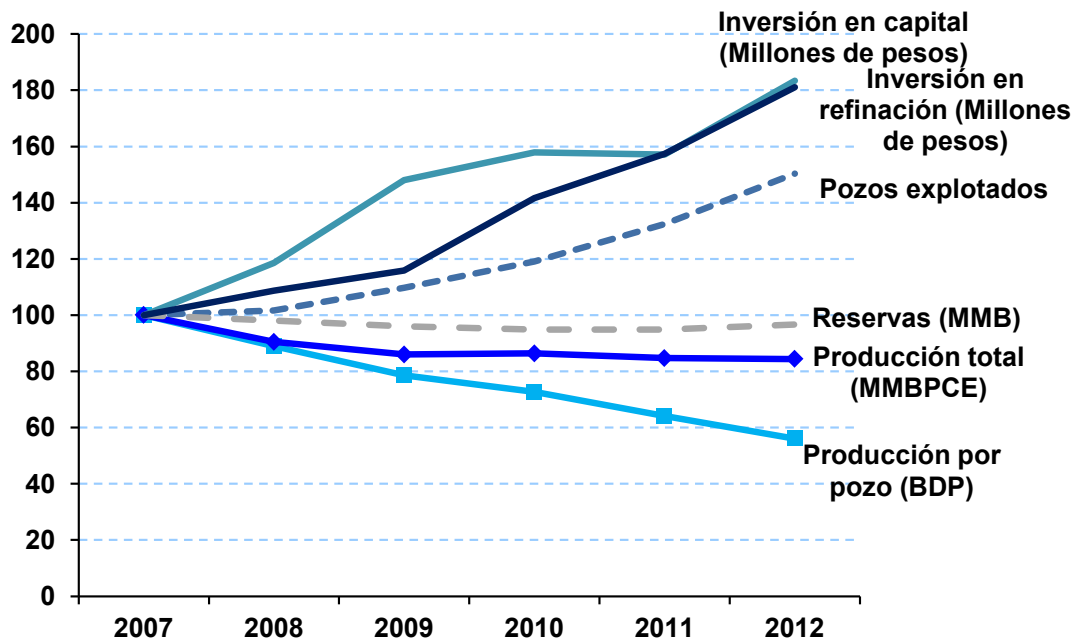
1. Introducción

México es uno de los productores líderes de petróleo en el mundo; actualmente ocupa el décimo lugar a nivel mundial y el primero en la región de América Latina y el Caribe (EIA, 2014).¹ Las reservas probadas de crudo en 2013 fueron de 10.100 millones de barriles y de 17.000 millones de pies cúbicos de gas natural (Pemex, 2014a).

Sin embargo, en los últimos 10 años la producción de petróleo ha disminuido en casi un millón de barriles diarios. Datos de Pemex destacan que, a pesar de los incrementos en inversión del orden del 80% de 2007 a 2012, la producción por pozo cayó un 40%, mientras que la producción total disminuyó 15% en el mismo período.

Gráfico 1

Inversión y producción del sector petrolero (2007=100)



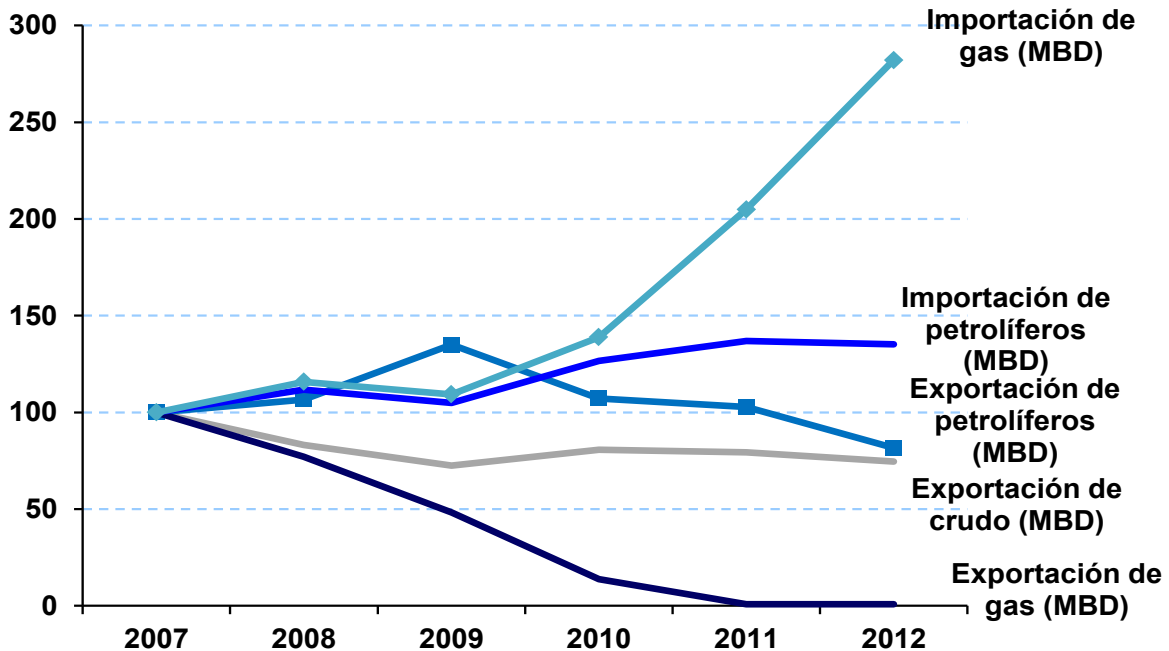
Fuente: Pemex (2014).

Estas reducciones en producción y productividad han resultado en crecimientos en la importación de hidrocarburos, y disminuciones en las exportaciones:

¹Sitio web consultado el 25 de septiembre de 2014, para el listado de los principales países de acuerdo con su producción de crudo y reservas probadas (véase [http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=57&aid=1&cid=regions&syid=2009&eyid=2013&unit=TBP](http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=57&aid=1&cid=regions&syid=2009&eyid=2013&unit=TBP&unit=TBP&unit=TBP) y <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=5&pid=57&aid=6>Anexo 1).

Gráfico 2.

Importaciones y exportaciones del sector hidrocarburos (2007=100)



Fuente: Pemex (2014).

A pesar de que las reservas y los pozos de explotación muestran ligeros aumentos, queda de manifiesto la disminución de la producción y de los rendimientos de los pozos. Asimismo, la exportación de crudo ha disminuido, provocando incrementos en las importaciones, e impactos negativos en la balanza comercial.

Para revertir esta tendencia, el gobierno federal promovió una reforma en el sector energético que fue aprobada en diciembre de 2013. Esta reforma declara como actividades estratégicas la exploración y producción de petróleo y gas, y permite la entrada de jugadores particulares en dichas actividades, promoviendo la inversión privada en la industria de hidrocarburos. Se espera que, como resultado de dicha reforma, haya un crecimiento de la inversión y producción de energéticos.

Además de los beneficios directos que genera esta inversión, en cuanto a mayor producción y mejores precios, existe un gran potencial de impactar en más sectores de la economía a través de eslabonamientos verticales. Así, por ejemplo, la perforación de un pozo de hidrocarburos genera demanda de diversos bienes y servicios, que van desde maquinaria especializada para perforación y químicos, hasta caminos, servicios de alimentación y diversos productos de la minería.

El presente estudio tiene como objetivo analizar el efecto que tendrán los cambios del sector hidrocarburos en el sector minero, con énfasis en los encadenamientos existentes y posibles entre ambos sectores, en virtud de las políticas de contenido local. Este análisis será de utilidad para generar instrumentos financieros y de política pública que permitan al sector minero aprovechar al máximo el crecimiento que se espera tendrá en los próximos años el sector hidrocarburos.

Para lograr este objetivo, el documento está estructurado en siete capítulos. El resto del presente capítulo describe los beneficios esperados por la Reforma Energética, así como las principales modificaciones a los artículos constitucionales que sustentan dicha reforma. Se busca identificar complementariedades y áreas de oportunidad para la promoción de políticas de contenido local para el sector minero.

El segundo capítulo describe los aspectos políticos, institucionales y regulatorios del subsector hidrocarburos y del sector minero, lo cual permite entender la estructura de ambos sectores en el contexto de la reciente Reforma Energética. Dicho capítulo se realizó partiendo de una investigación documental sobre el marco jurídico y regulatorio concerniente a la industria de hidrocarburos, y concluye presentando el concepto de Industria Minera Ampliada, la cual comprende diversos productos y servicios mineros que pueden ser utilizados por el sector hidrocarburos.

Para una mejor comprensión de la producción de hidrocarburos y de las áreas de oportunidad en las que se podría impulsar una mayor participación del sector minero, el tercer capítulo presenta un estudio sobre la cadena de valor del petróleo, del gas natural y de la demanda derivada de minerales, y bienes y servicios por eslabón.

En el cuarto capítulo se analizan las políticas de contenido local desde su definición y aplicaciones, hasta la normatividad referida al contenido local aplicada en México. Se presentan los casos de Noruega, Brasil y Colombia, como experiencias en el diseño y la aplicación de políticas de contenido local en la industria de hidrocarburos.

En el quinto capítulo presenta, con base en estadísticas oficiales, las perspectivas de crecimiento de la producción del petróleo y del gas natural para los próximos 20 años, así como las perspectivas de inversión que se requerirán para alcanzar los niveles de producción esperados. A partir de dicha información, y combinándola con los datos de producción de los minerales empleados en la extracción de hidrocarburos, se hizo una estimación sobre la posible demanda de estos minerales y de la inversión que se requerirá para cumplir con los aumentos esperados.

El sexto capítulo se exponen las cadenas de valor, más un análisis de la producción de los principales minerales metálicos y no metálicos, así como las actividades de la cadena productiva de la minería que son realizadas por empresas mexicanas.

El capítulo final detalla las conclusiones derivadas de este documento y las recomendaciones para el desarrollo de instrumentos que faciliten el crecimiento y el desarrollo de la pequeña y mediana minería que participa en la producción de minerales utilizados en la extracción de hidrocarburos.

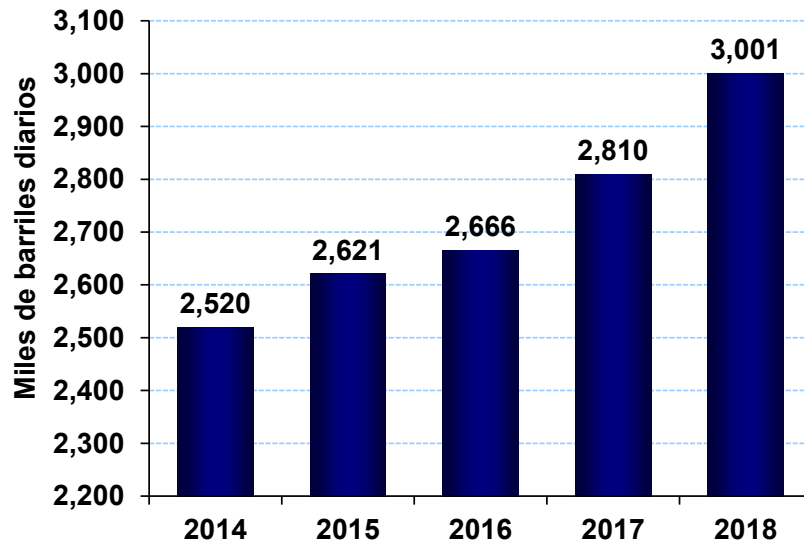
1.1. La Reforma Energética de 2013 en México

Durante 75 años el aprovechamiento de los hidrocarburos en México fue una facultad exclusiva del Estado. Este panorama cambió radicalmente a partir de la Reforma Energética promovida en diciembre de 2013, que abrió la puerta a la inversión privada en el sector así como su participación en distintas actividades productivas de la cadena de valor. El objetivo fundamental de esta reforma ha sido aumentar la competitividad del sector energético, generando un contexto jurídico que garantice estándares internacionales de eficiencia, transparencia y rendición de cuentas.

Además, se espera atraer inversión al sector energético mexicano, lo que será un impulsor del crecimiento del país en los próximos años. Según estimaciones, la producción proyectada de petróleo alcanzará tasas anuales de crecimiento promedio del 4% en la producción diaria de barriles, cifra que para 2018 equivaldrá a un volumen de 3 millones de barriles diarios (González, 2014).

Gráfico 3

Producción proyectada de petróleo



Fuente: González (2014).

Se espera que la Reforma Energética brinde considerables beneficios a la economía, al permitir que compañías privadas obtengan licencias para contabilizar reservas entre sus activos, lo cual será un importante atractivo para inversionistas extranjeros. Se estima que para poder aprovechar las reservas comprobadas, la reforma atraerá inversión privada anual por US\$12.000 millones, que se sumarán a los US\$15.000 millones de inversión que realizará Pemex en exploración y desarrollo (De la Fuente, 2013).

Los beneficios concretos que el gobierno federal espera obtener de la Reforma Energética son los siguientes (Gobierno Federal, 2013):

1. Reducir las tarifas eléctricas, el precio del gas y el precio de los alimentos.
2. Lograr tasas de restitución de reservas probadas de petróleo y gas superiores al 100%.
3. Aumentar la producción de petróleo de los 2,5 millones de barriles diarios que se producen actualmente, a 3 millones de barriles en 2018 y a 3,5 millones en 2025. Aumentar la producción de gas natural de los 5.700 millones de pies cúbicos diarios que se producen actualmente, a 8.000 millones en 2018 y a 10.400 millones en 2025.
4. Generar cerca de 1 punto porcentual más de crecimiento económico en 2018 y aproximadamente 2 puntos porcentuales más para 2025.

5. Crear cerca de medio millón de empleos adicionales en este sexenio y 2,5 millones de empleos más en 2025.

La base jurídica de la Reforma Energética comprende las modificaciones a diversos párrafos dentro de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, y el decreto por el que se establece la Reforma Energética. Estas modificaciones especifican las posibilidades de participación de privados en el sector, así como las atribuciones que permanecen como exclusivas del Estado.

Las reformas al párrafo cuarto del Artículo 25 señalan principalmente que corresponden a la Nación la planificación y el control del sistema eléctrico nacional y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, además de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos. Señala que “la ley establecerá las normas relativas a la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado, así como el régimen de remuneraciones de su personal [...]”.

En el Artículo 27 se indica que la planificación y el control del sistema eléctrico nacional, el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, permanecen en control del Estado. Las modificaciones correspondientes al Artículo 27 refieren que “no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en la que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica”.

También señala que el Estado “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 estas o con particulares [...]”. Es decir, la Nación conserva la propiedad de los hidrocarburos, pero las actividades de exploración y extracción podrán ser realizadas mediante contratos ya sea por Pemex o por particulares.

Por su parte, las reformas al Artículo 28 refieren a que las funciones que el Estado ejerza en materia de planificación y control del sistema eléctrico nacional, del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, no constituyen monopolios. Señala que el Estado contará con un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, para recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos de las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos.

Las modificaciones al Artículo 27 constitucional son particularmente relevantes en cuanto a la posibilidad de generar eslabonamientos de diversas industrias con la industria de hidrocarburos nacional, ya que por primera vez se permite que el Estado asigne, a través de contratos, la operación de actividades productivas a privados. Esto abre importantes oportunidades para las industrias que integran las cadenas de valor de los hidrocarburos, particularmente al sector minero.

2. El subsector hidrocarburos y el sector minero

El presente capítulo describe el contexto político e institucional del sector minero y del subsector hidrocarburos en México. Este capítulo retrata las funciones del Estado dentro de las cadenas productivas de los sectores analizados, y permite identificar a los responsables de las decisiones y actividades que se llevan a cabo por eslabón y fase de los procesos de valor en la industria.

Se presenta también un análisis sobre la Industria Minera Ampliada (IMA), el cual es relevante para este estudio porque, además de las actividades mineras relacionadas con el subsector hidrocarburos, incluye servicios relacionados, como la perforación de pozos de petróleo y gas, en los cuales también se espera un importante impacto derivado de la Reforma Energética y las políticas de contenido local.

2.1. El subsector hidrocarburos

La historia reciente de la industria petrolera en México tiene como punto de partida la expropiación de 1938. La expropiación supuso un cambio radical en la estructura y producción del petróleo en México, eliminando por completo la participación de empresas extranjeras, y recayendo sobre el Estado Mexicano el control absoluto de los recursos petroleros. En las décadas posteriores, el Estado fue ampliando sus atribuciones con la creación de empresas e instituciones paraestatales que participaban y controlaban cada una de las fases de la producción en la industria, como es el caso de Pemex y el Instituto Mexicano del Petróleo (Cárdenas Gracia, 2009).

A partir de la década de 1940, la política de nacionalización estableció un modelo económico de sustitución de importaciones, y a partir de entonces, la industria petrolera se convirtió en un pilar fundamental del desarrollo económico nacional. El presupuesto federal se comenzó a definir a partir de las estimaciones de producción y ventas de la industria, la cual se convirtió a su vez en la principal fuente de divisas para el país (Cárdenas Gracia, 2009). A lo largo del siglo XX se fueron creando y modificando leyes y reglamentos que restringían la participación de privados y que a su vez cargaban de responsabilidades fiscales a Pemex (Zenteno Barrios, 1997).

Actualmente, el sector energético en México está coordinado por la Secretaría de Energía, que es la encargada de las políticas relacionadas con la producción de electricidad e hidrocarburos. En la organización del sector la figura de la empresa pública es fundamental, ya que además de sus aportaciones en términos económicos y de servicios, se ubican en esta rama dos de las empresas más grandes del país: Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios (Pemex) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE).²

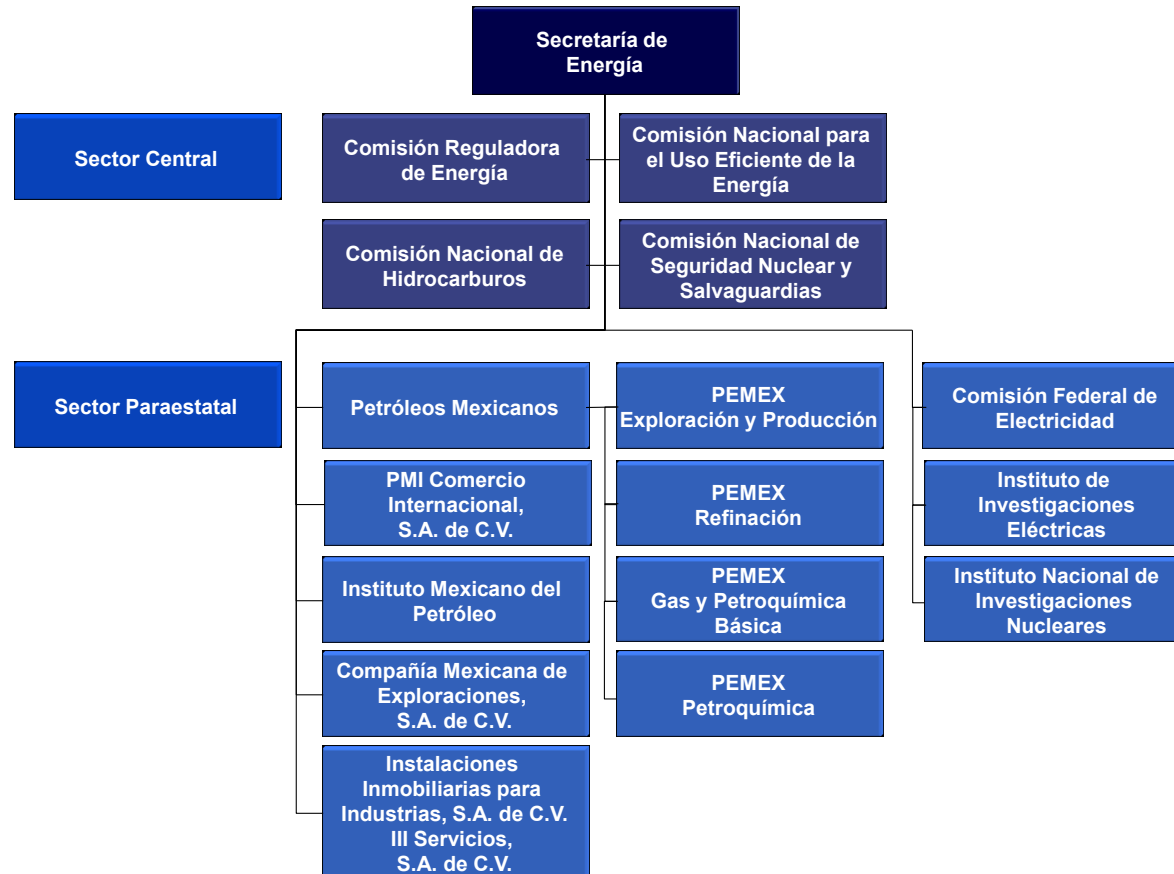
La Secretaría de Energía engloba, además de las empresas mencionadas, a otras entidades responsables de diversos servicios relacionados con el sector, como el Instituto Mexicano del Petróleo, el Instituto de Investigaciones Eléctricas y el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares, responsables de los trabajos de investigación científica y promotores de la formación de capital humano especializado.

Los trabajos de exploración y los servicios de alta especialización tecnológica son realizados por la Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A., mientras que los servicios de administración y operación inmobiliaria son responsabilidad de III Servicios S.A. de C.V. La comercialización de hidrocarburos a nivel internacional la realiza PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V.

² Debido al alcance y a los objetivos del estudio, el presente documento se concentrará en la descripción y el análisis de la industria petrolera y de Pemex, únicamente mencionando a CFE, sin profundizar en detalles sobre la empresa.

Gráfico 4

Estructura organizacional del sector energético



Fuente: SENER (2014b).

Las actividades de generación de valor en el sector hidrocarburos recaen exclusivamente en Pemex. Dicha institución operó como una entidad paraestatal de la Secretaría de Energía hasta principios del 2014. Durante dicho período, fue la única empresa de México autorizada para desarrollar actividades de exploración, explotación y ventas de petróleo.

La Reforma Energética ha generado dos cambios fundamentales en la estructura organizacional del sector. El primer cambio es el que ha tenido lugar en la estructura política de la industria petrolera, hasta ahora monopolizada por el Estado, y que permitirá la participación de actores privados en los procesos de exploración, extracción y producción de hidrocarburos, sin que el Estado pierda la propiedad de los mismos. Como resultado de la Reforma Energética, la organización institucional del sector sufrirá importantes cambios en su estructura, así como en las legislaciones y normatividad relacionadas.

El segundo cambio organizacional es el cambio de personalidad jurídica de Pemex de paraestatal a empresa productiva del Estado, con lo cual se busca darle un carácter empresarial con autonomía presupuestaria, sujeto solamente al balance financiero, y al techo de servicios personales y de proyectos de presupuesto autónomos (SENER, 2014a).

Con esta nueva personalidad se dota al Consejo de Administración de la empresa de una nueva estructura organizacional acorde con las mejores prácticas internacionales, y se le asignan regímenes especiales de responsabilidades y remuneraciones acordes con los de empresas equivalentes del sector privado. Como empresa productiva del Estado, Pemex debe presentar información financiera de acuerdo con lo dispuesto en la Ley del Mercado de Valores, aun cuando no cotice en la Bolsa (SENER, 2014a).

En cuanto a los cambios en la legislación del subsector hidrocarburos, La Reforma Energética de 2013 con sus modificaciones a los artículos 25, 27 y 28 implicó la revisión y modificación a 12 legislaciones, así como la creación de nueve leyes nuevas relacionadas con el sector, las cuales fueron presentadas al Congreso en abril de 2014. Las leyes a modificar y nuevas legislaciones se agrupan en nueve bloques, según puede apreciarse en el Cuadro 1.

Cuadro 1

Leyes a modificar y nuevas legislaciones en materia de energía en México

Bloques	Leyes a modificar	Leyes nuevas
Hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Inversión Extranjera • Ley de Minería • Ley de Asociaciones Público Privadas 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Hidrocarburos
Eléctrica		<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Industria Eléctrica
Geotermia	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Aguas Nacionales 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Energía Geotérmica
Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos		<ul style="list-style-type: none"> • Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Empresas productivas del Estado	<ul style="list-style-type: none"> • Ley Federal de las Entidades Paraestatales • Ley de Adquisiciones, 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Petróleos Mexicanos • Ley de Comisión Federal de Electricidad

Bloques	Leyes a modificar	Leyes nuevas
	Arrendamientos y Servicios del Sector Público <ul style="list-style-type: none"> • Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas 	
Reguladores y ley orgánica de la Administración Pública Federal	<ul style="list-style-type: none"> • Ley Orgánica de la Administración Pública Federal 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
Fiscal	<ul style="list-style-type: none"> • Ley Federal de Derechos • Ley de Coordinación Fiscal 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos
Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo		<ul style="list-style-type: none"> • Ley del Fondo Mexicano para la Estabilización y el Desarrollo
Presupuesto	<ul style="list-style-type: none"> • Ley Federal de Responsabilidad Hacendaria • Ley de Deuda Pública 	

Fuente: Elaboración propia, con base en la información de: <http://presidencia.gob.mx/reformaenergetica/#lleyes-secundarias> (consultado el 30 de mayo de 2014).

2.2. Sector minero

De acuerdo con la Constitución Política Mexicana, el Estado es el propietario original de las tierras y aguas existentes en su jurisdicción, y es este quien tramita los títulos de propiedad a particulares, a entidades sociales (a través de ejidos), o no las transmite, quedando así como bienes nacionales.

En cuanto a la disposición de los recursos naturales, incluidos los hidrocarburos y los minerales, estos son propiedad única y exclusiva de la Nación, y se consideran bienes inalienables e imprescriptibles, por lo que los particulares solo pueden explotarlos a través de las concesiones que el Poder Ejecutivo Federal extienda si se reúnen los requisitos que establece la ley (López Bárcenas, Eslava y Galicia, 2011).

La Ley Minera divide los minerales en concesibles y no concesibles. Los minerales concesibles requieren contar con un permiso para su extracción y beneficio, y se clasifican en: metales preciosos, metales industriales no ferrosos, metales y minerales siderúrgicos y minerales no metálicos. Los minerales no concesibles pueden ser aprovechados sin necesidad de concesión: son los agregados pétreos para la construcción, como arena, grava, tezontle o barro (INEGI, 2011).

Los hidrocarburos y los minerales radiactivos no entran en ninguna de las clasificaciones anteriores ya que, hasta la Reforma Energética, solo podían ser aprovechados por el Estado (INEGI, 2011).

Históricamente, se han producido cambios importantes en el rol que ha desempeñado el Estado en la minería. A partir de la década de 1960, se nacionalizó la industria minera mexicana, permitiéndose la participación directa estatal y fomentándose la modernización de los sistemas, la organización del trabajo minero y la integración vertical de la industria siderúrgica (CEC-ITAM, 2004).

En las décadas de 1970 y 1980, la nacionalización dio pie a políticas intervencionistas que contribuyeron a la reducción de la inversión extranjera, lo que propició que varias empresas

mexicanas y extranjeras fueran estatizadas, sobreviviendo solamente las grandes empresas mineras, así como las empresas de diversos tamaños con depósitos mineros de alta calidad y que operaban a bajo costo. La minería se concentró en un número reducido de empresas mexicanas y las actividades de exploración se redujeron (CEC-ITAM, 2004).

En los 12 años transcurridos entre 1982 y 1994, la estructura institucional propiciaba la vinculación y la política compartida entre energía y minería, pues ambos sectores se concentraban en la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP). Con el correr de los años, el gran tamaño de las empresas paraestatales redujo su flexibilidad para hacer a frente a los retos que se visualizaban a partir de la globalización económica y el cambio en los mercados internacionales.

Lo anterior propició un cambio de política en la década de 1990, cuando se estableció que el gobierno dejara de participar en las empresas mineras y se eliminaron las restricciones a la participación extranjera, permitiendo la apertura del sector. Esto en coincidencia con un repunte de la demanda de los mercados internacionales y las cotizaciones de los principales metales. Estos factores favorecieron el incremento de la producción y el empleo en la explotación y el aprovechamiento de oro, plata, zinc, cobre, fluorita, carbón mineral, yeso, plomo y hierro.

La Ley de Inversión Extranjera permitió a su vez la participación de hasta el 100% de capital extranjero en las sociedades mineras establecidas bajo leyes mexicanas. Con la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) se presentó la apertura del 95% de las fracciones arancelarias para los productos mineros-metalúrgicos mexicanos que ingresan a los mercados del Norte.

Después de las reformas y modificaciones efectuadas a las legislaciones mineras en la década de 1990, no se han producido más cambios o reformas trascendentales en lo que respecta a la política minera, hasta la actual Reforma Energética, que es la más reciente modificación en este contexto.

La Reforma Energética de 2013 no supone cambios en el marco institucional del sector minero. Sin embargo, es importante conocer a este último para entender su estructura e identificar a los agentes y actores que participan de él, a fin de determinar qué áreas se vinculan con el subsector hidrocarburos.

2.3. Perfil de la Industria Minera Ampliada

La Industria Minera Ampliada (IMA) es un concepto desarrollado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) con fines de clasificación sectorial y se define como “el conjunto de actividades directamente relacionadas a la minería de minerales metálicos y no metálicos, que se caracterizan por pasar a distintos procesos productivos que comprenden desde la extracción, concentración, fundición y afinación, hasta la elaboración de productos de demanda intermedia o final que pueden ser aprovechados por otras industrias manufactureras, por la industria de la construcción, o bien, ser consumidos en los hogares” (INEGI, 2011).

De acuerdo con INEGI el concepto de Industria Minera Ampliada (IMA) se basa en el análisis de las estadísticas derivadas de la industria minera y la manufactura de minerales. Se consideran algunas actividades económicas de la minería además de las actividades de extracción de petróleo y gas, las cuales están registradas en el Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SCIAN). En el cuadro 2 se muestran las actividades que se incluyen en el concepto de IMA.

Cuadro 2

Sub-ramas y clases de subsectores dentro de la IMA

Clave SCIAN	Subsector	Clases incluidas
212	Minería de minerales metálicos y no metálicos excepto petróleo y gas	Todas, excepto materiales radioactivos
213	Servicios relacionados con la minería	Una ^a
324	Fabricación de productos derivados del petróleo y del carbón	Todas
327	Fabricación de productos a base de minerales no metálicos	Todas
331	Industrias metálicas básicas	Todas

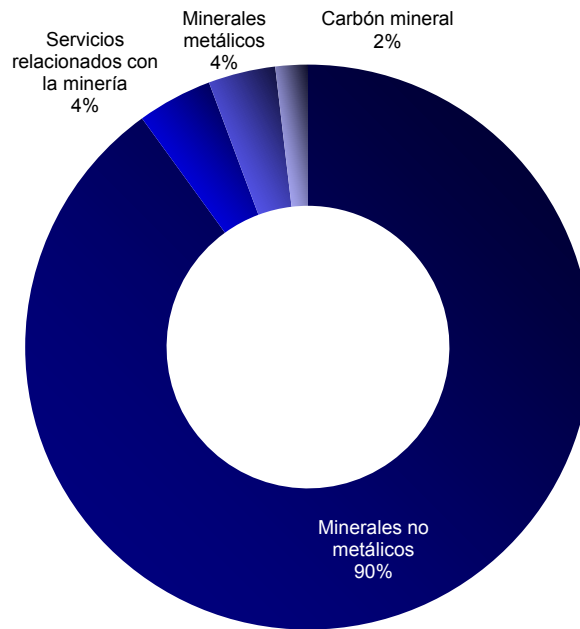
^a Incluye únicamente la fabricación de coque y otros productos derivados del petróleo refinado y del carbón mineral.

El análisis de la IMA incluye en la Clase 213 las actividades relacionadas con la perforación de pozos de petróleo y gas, en las cuales se esperan impactos derivados de la Reforma Energética y las políticas de contenido local que de esta se deriven.

En los resultados de los Censos Económicos 2009 para la IMA, la actividad minera no petrolera comprende 2.916 unidades económicas, siendo las principales las dedicadas a la extracción y al beneficio de minerales no metálicos como agregados pétreos para la construcción, arcillas y otros minerales básicos para la elaboración de productos químicos. Participan, en menor número, las minas y plantas de beneficio de minerales metálicos y carbón mineral, y establecimientos dedicados a prestar servicios relacionados con la exploración minera, perforación de pozos y mantenimiento de torres de perforación en campos de petróleo y gas natural.

Gráfico 5

Unidades económicas de la industria minera ampliada

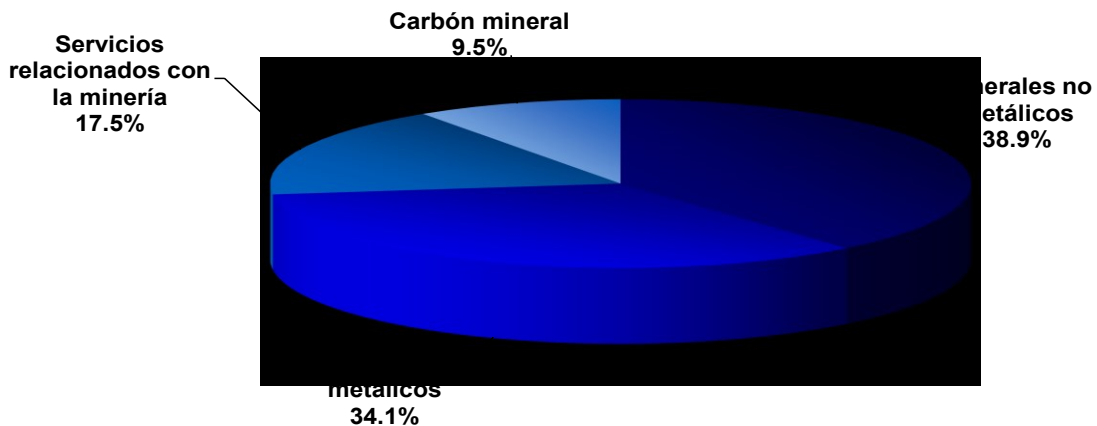


Fuente: INEGI (2011).

En cuanto a los empleos en el sector, el ramo de minerales no metálicos ocupa al mayor número de personas en la industria, seguido de las actividades relacionadas con la extracción de minerales metálicos. Los servicios relacionados con la minería dieron empleo a 16.124 personas en actividades de exploración minera y mantenimiento en pozos de petróleo y gas.

Gráfico 6

Personal ocupado en la industria minera ampliada



Fuente: INEGI (2011).

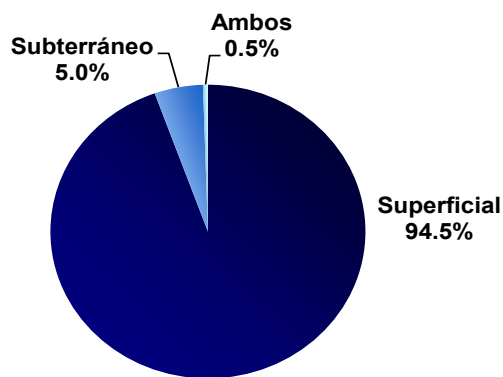
La producción bruta de la minería no petrolera ascendió a US\$110.029 millones, lo que incluye la producción de minas, plantas de beneficio y las actividades de los servicios relacionados. La producción bruta de los minerales metálicos fue de US\$61.893 millones, lo que incluye la producción de metales como el oro y la plata, metales industriales como el plomo, zinc, cobre y molibdeno, y metales y minerales siderúrgicos como el hierro, manganeso y carbón. La producción de minerales no metálicos fue de US\$13.527 millones, cifra que abarca la producción de arena, grava, calizas, sal, yeso, barita, fluorita y minerales para la elaboración de productos químicos y arcilla.

De acuerdo con el INEGI, la actividad económica de extracción de minerales se refiere a la acción de desprender el mineral del depósito en que se encuentra, ya sea al aire libre o en excavaciones subterráneas, e incluye procesos de cribado o cernido previos a la venta o transferencia del mineral. Los procesos de beneficio modifican la presentación de los minerales a través de procesos de molienda, dimensionado, limpieza o concentración selectiva para separar los minerales de materiales inertes o impurezas. Estas plantas se localizan en lugares independientes a las zonas de extracción y realizan sus actividades con minerales propiedad de terceros o con minerales comprados para beneficio como parte de insumos (INEGI, 2011). Del total de las unidades económicas registradas, 2.537 cuentan con minas y 917 realizan procesos de beneficio.

De las minas registradas, el 95% realiza sus actividades a cielo abierto, de las cuales se extrae principalmente cantera, bancos de minerales no metálicos, carbón mineral, hierro y cobre (INEGI, 2011). El 5% de las minas son subterráneas y se especializan principalmente en la extracción de minerales metálicos; el mineral extraído puede venderse sin ningún valor agregado, sobre todo en el caso de los minerales pétreos. Los minerales como los metales o arcillas se transfieren a las plantas de beneficio para su transformación antes de ser aprovechados por otras industrias (INEGI, 2011).

Gráfico 7

Unidades económicas por tipo de minado



Fuente: INEGI (2011).

La rama de servicios relacionados con la minería es particularmente importante en cuanto a su capacidad para aprovechar los cambios derivados de la Reforma Energética. Esta rama agrupa las unidades económicas que proporcionan servicios exclusivos para el sector minero y que comprenden las actividades de:

- Otros servicios relacionados con la minería, como exploración de minerales metálicos, no metálicos o de hidrocarburos como el gas natural y el petróleo.
- Perforación de pozos de petróleo y gas, cuando esta se efectúe con base en un contrato que incluya la supervisión, la instalación, el mantenimiento, y el desmantelamiento de torres y plataformas para extraer petróleo y gas.

La exploración minera comprende las actividades de estudios geológicos y geofísicos sobre el terreno para la localización de minerales a través de perturbaciones en el suelo. La exploración permite cuantificar y valorar las reservas de minerales a explotar y permite determinar el tipo de minado a realizar y la evaluación de costo-beneficio. Esta actividad es necesaria para el desarrollo de minas, canteras o yacimientos de metales, no metales e hidrocarburos, ya que permite descubrir nuevas reservas para su explotación, para preparar y abrir minas nuevas o para ampliar las áreas de extracción de un proyecto minero que ya esté en producción. Los establecimientos de exploración se localizan de acuerdo con la ubicación de depósitos de minerales. Las unidades económicas dedicadas a la exploración son móviles, ya que tienen que desplazar personal calificado y maquinaria a los lotes mineros en los que se prestan los servicios. La mayor parte de las actividades de exploración se realiza en los estados de Sonora, Chihuahua, Coahuila, Durango y Zacatecas.

De acuerdo con los Censos Económicos 2009, los servicios relacionados con la minería registraron 125 unidades económicas, de las cuales 102 se encuentran dentro de la actividad de “otros servicios relacionados con la minería”, y el resto “con los servicios de perforación de pozos de petróleo y gas”. El informe anual de la Cámara Minera de México (Camimex) señala que en 2012 se registraron 439 empresas de exploración con 1.171 proyectos mineros en México. Si bien las labores de extracción de petróleo crudo y gas natural, así como los trabajos de exploración de mantos y depósitos de hidrocarburos los realiza directamente Pemex, también se asignan contratos de servicios múltiples para que particulares realicen las actividades de perforación y mantenimiento de instalaciones petroleras y gasíferas.

La información de los Censos de 2009 señala que en ese año existían 23 establecimientos dedicados a la prestación de servicios de perforación y mantenimiento, localizados principalmente en el litoral del Golfo de México. Estos establecimientos reportaron 9.719 personas empleadas, de las cuales el 23,7% era personal dependiente y el resto subcontratado. Las entidades que ocupan más personal en este tipo de empresas se hallan en Campeche (48%), Distrito Federal (33%), Tamaulipas (9%), Tabasco (5%) y Veracruz (1%).

Las actividades de perforación de pozos de petróleo y de gas generaron en 2009 una producción bruta total de US\$18.928 millones. La participación de los estados se distribuye de la siguiente manera: Campeche 43%, Distrito Federal 30%, Tamaulipas 11% y Tabasco 10%. El Distrito Federal es mencionado en estas actividades debido a que las oficinas sede de algunos establecimientos se localizan en la entidad aunque sus actividades operativas se realicen en las zonas petroleras.

Dadas las características del sector minero mexicano, y gracias a la distribución y propiedad de las tierras en México, muchos de los recursos minerales se explotan por comunidades o pequeñas agrupaciones de mineros, quienes venden los minerales extraídos a empresas más grandes, intermediarios o *brokers* de la industria. La pequeña minería en México representa el 2,9% del valor total de la producción minero-metalúrgica nacional, y el 1,6% del producto interno bruto (PIB) del

país. La pequeña minería genera empleos de manera formal e informal, y su explotación, derivada de deficiencias tecnológicas, suele considerarse como artesanal (González-Sánchez y Camprubí, 2010).³

3. Cadenas de valor y uso de minerales en el subsector hidrocarburos

Las industrias de hidrocarburos y minera están estrechamente relacionadas no solo por tratarse de actividades extractivas de recursos naturales, sino también porque en distintas fases de las cadenas de valor del sector de hidrocarburos se emplean diversos minerales como insumos y materiales para la producción.

El presente capítulo tiene como objetivo describir las cadenas de valor del petróleo y del gas natural, y los minerales que se emplean para su extracción y producción que son producidos en México y para los cuales la Reforma Energética representaría oportunidades de crecimiento.

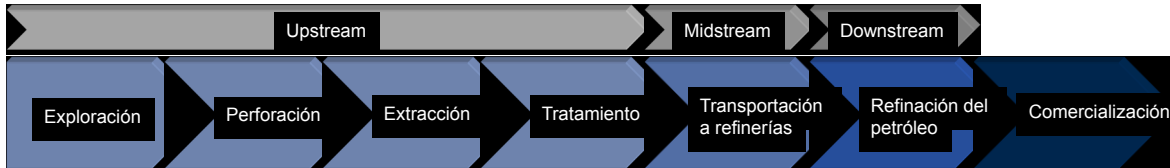
3.1. Cadena de valor del petróleo

El proceso de producción del petróleo se divide en tres principales fases, el *upstream* que corresponde a la primera etapa que va desde la exploración hasta el tratamiento de separación de gases y deshidratación; el *midstream* que refiere a la transportación de los hidrocarburos; y el *downstream* que es la fase de refinación del petróleo. Posterior a estas tres fases productivas corresponde la comercialización de los productos derivados (Zapata, 2005). En el Gráfico 8 se describen las fases que componen la cadena de valor del petróleo.

³ Debido a factores como la falta de inversión y de capacidades técnicas, la explotación minera a pequeña escala presenta importantes oportunidades de mejora. Estos sistemas de explotación minera son importantes para la producción nacional de minerales, ya que además de aportar a la producción de materiales, contribuyen en la formación de empleo y generación de ingresos para las comunidades en las que se desempeñan. En la sección de conclusiones de este documento se ahondará sobre las recomendaciones para estimular el desarrollo, la integración y el crecimiento de la pequeña y mediana minería.

Gráfico 8

Cadena de valor del petróleo



Fuente: Elaboración propia.

La fase del *upstream* comienza con la exploración o prospección de yacimientos, para lo cual se realizan estudios geológicos y geofísicos para localizar reservas de petróleo. Los estudios geológicos incluyen estudios superficiales del terreno con fotografías aéreas, imágenes satelitales e inspecciones oculares directas. Los estudios geofísicos utilizan métodos y equipos como los gravimétricos, magnéticos y sísmicos para localizar en el subsuelo rocas porosas o poco densas que pudieran contener petróleo (Comunidad Eduambiental, s/f).

Una vez localizadas las zonas propicias para la extracción, se realizan sondeos de exploración para determinar la presencia de petróleo, los tipos de rocas del subsuelo, la radioactividad, la porosidad, la permeabilidad y el registro de perfiles eléctricos. La etapa de exploración concluye con una serie de sondeos que determinan el potencial del yacimiento, su permeabilidad, su índice de productividad, el volumen del petróleo extraíble y la ubicación del petróleo en el subsuelo.

El segundo eslabón de la fase *upstream* es el de perforación, en el cual se emplean distintos procedimientos de acuerdo con la naturaleza del yacimiento y de su ubicación (terrestre o marítima). En la perforación se utilizan diversas herramientas, que abarcan desde una mesa rotatoria hasta una herramienta accionada por la potencia hidráulica de lodos de perforación, con dientes de diamante que giran cortando el terreno. Los lodos sirven además para extraer ripios o detritus comúnmente llamados corte o material de corte. Los lodos de perforación son bombeados por el interior de la tubería a presiones elevadas desde la superficie y retornan por el espacio anular entre la tubería de inyección y la pared del pozo, arrastrando consigo los residuos.

Los lodos son tratados en el exterior para separarlos de los residuos y reacondicionarlos para su nueva inyección, en un proceso continuo que los bombea por tanques, tamices vibratorios, sistemas de lavado y de mezclado con lodos recién formulados, reingresando al hoyo de perforación.

Los lodos de perforación son insumos relevantes para este análisis, ya que sus principales componentes son minerales que existen en México y para los cuales las políticas de contenido local derivadas de la Reforma Energética representarán una importante oportunidad de inversión y crecimiento.

Recuadro 2. Lodos de perforación (Ecapetrol, s/f)

Un uso fundamental de los minerales en la cadena de valor de hidrocarburos es el de los lodos de perforación. Los lodos de perforación son fluidos a base de agua o aceite, a los que se añaden aditivos para mejorar ciertas propiedades como densidad, viscosidad, filtrado o PH. La composición de los lodos depende del tipo de detritos a extraer, y sus principales funciones son las de refrigerar la herramienta de corte, lubricarla, refrigerar el varillaje y transportar los ripios hasta la superficie.

Existe un amplio rango de tipos de lodos y no hay una composición única. Sin embargo, sí es posible establecer clasificaciones generales de los lodos de perforación. Para modificar las características de los lodos se emplean aditivos como los siguientes:

- Agentes densificantes (como barita, carbonato de calcio y sales solubles), que ayudan a controlar la presión subterránea y a sostener las paredes del pozo.
- Arcillas viscosificantes, que son polímeros y agentes emulsionantes líquidos que hacen que los lodos se espesen, aumentando su capacidad para transportar y suspender los recortes y los materiales sólidos.
- Dispersantes, para hacer los lodos más fluidos reduciendo las presiones de succión, los efectos de pistón y los problemas de presión de circulación.

Estos aditivos sirven también para reducir la filtración del lodo a través de la pared del pozo, reduciendo al mínimo el daño a las formaciones subterráneas, los problemas de aprisionamiento diferencial y los problemas en la interpretación de perfiles de cable.

Otros aditivos del lodo incluyen sales, sosa cáustica, preservativos, bactericidas, emulsionantes y ampliadores de temperatura, así como lubricantes, inhibidores de corrosión, sustancias químicas que ligan a los iones de calcio contaminantes y floculantes para ayudar en la remoción de recortes.

De los aditivos mencionados, las arcillas son los componentes fundamentales, al reunir en sí mismas las propiedades requeridas por el fluido de perforación. Estas arcillas son materiales plásticos de grano fino que ocurren naturalmente en el suelo. Algunas, como las montmorilonitas (también conocidas con el nombre de montmorilonitas sódicas o bentonitas), tienen propiedades hidrofílicas y tixotrópicas, siendo los viscosificadores más importantes para los lodos, ya que permiten la fluidez del mismo, la transmisión de potencia hidráulica y el control de la pérdida de filtrado.

La montmorilonita cálcica, también llamada sub-bentonita, se hincha hasta dos o cuatro veces su volumen seco original al contacto con agua dulce, y se utiliza para mejorar la distribución del tamaño o de las partículas en los lodos a fin de reducir la pérdida de filtrado.

Cuando la bentonita se mezcla con agua mantiene sus características de estabilidad y consistencia, teniendo como particularidad que cuando la mezcla se amasa sin que se produzca variación de agua, pierde resistencia y se comporta como un fluido. Sin embargo, al entrar en reposo, recupera la resistencia perdida y necesaria para evitar la caída de las paredes de excavación y mantener la suspensión de los recortes. Esta mezcla de sus propiedades hidrofílicas y tixotrópicas hace que el

lodo bentonítico ayude en la perforación haciéndola rápida y muy eficaz (Triopas, s/f).

La bentonita rinde de 90 a 100 barriles por tonelada (en agua dulce), mientras que la sub-bentonita rinde de 40 a 50 bbl/ton (Ecapetrol, s/f).

Por su parte, entre los agentes densificantes, el aditivo más utilizado es la barita. La barita es un mineral de sulfato de bario que se encuentra normalmente en la naturaleza y es el más denso de los sólidos de perforación. Es un mineral inerte no abrasivo.

La barita se tritura y muele para su uso, su tamaño es determinante en el uso de los lodos. Las partículas grandes requieren un lodo espeso para quedar en suspensión y son removidas en una zaranda vibratoria. Las partículas muy finas son indeseables porque determinan la formación de una gran superficie total de sólidos que queda expuesta a la fase líquida, lo cual causa viscosidad y resistencia de gel excesivas. Un sustituto de la barita usado comúnmente son las sales solubles.

El eslabón de extracción se realiza con diversos procedimientos y tecnologías, de acuerdo con la naturaleza del yacimiento y su ubicación en tierra o mar. Si se considera el tipo de yacimiento, la extracción puede ser:

- Primaria, en cuyo caso la presión del gas sobre el crudo hace que este salga por la perforación.
- Secundaria, inyectando agua, gas y otros líquidos para obligar al crudo a salir.
- Terciaria, utilizando sistemas de bombeo mecánico.

El último eslabón de la fase de *upstream* es el de tratamiento, cuando el crudo se somete a un tratamiento primario de estabilización mediante el cual se separa el agua de mar y los sólidos en suspensión.

La fase de *midstream* corresponde al eslabón de transporte del crudo hasta la refinería. El transporte a gran escala se realiza por medio de oleoductos o por buques. El petróleo se bombea desde la estación de cabecera y se impulsa de nuevo desde estaciones intermedias; los oleoductos y los buques descargan el crudo en grandes depósitos a pie de refinería (Comunidad Eduambiental, s/f).

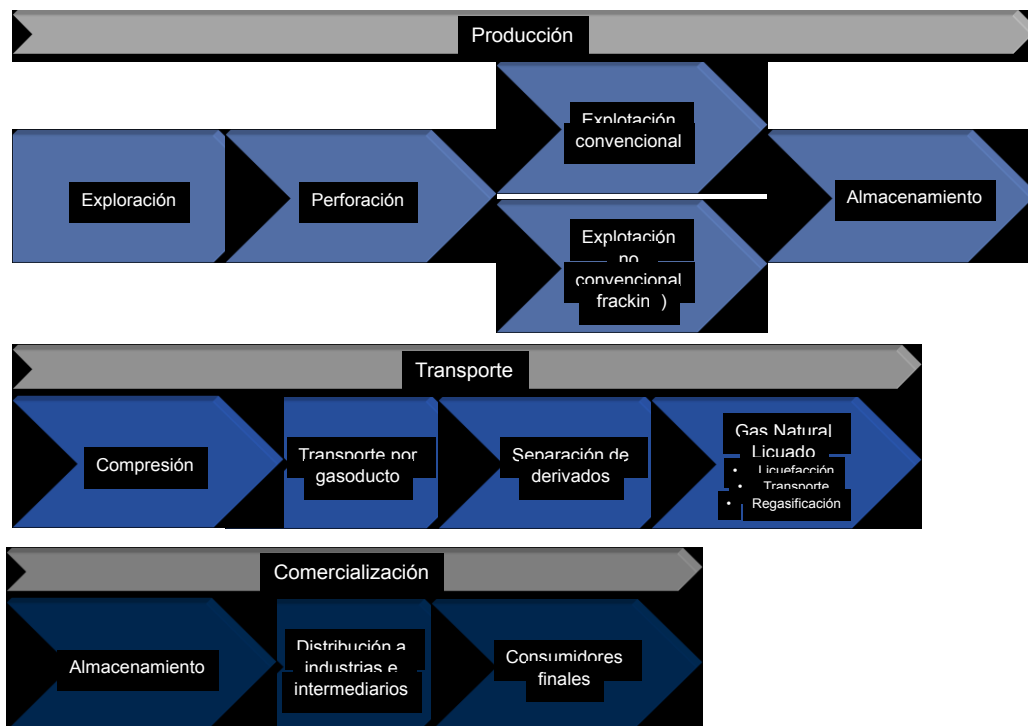
Finalmente, la fase de *downstream* corresponde al eslabón de refinación, es decir: a la separación de los componentes del petróleo. Con la refinación del petróleo se busca separar sus componentes, convirtiendo las fracciones más pesadas en otras más ligeras mediante procesos de destilación, pero también con procesos de división molecular, denominados craqueo. Además se hace la limpieza química de los contaminantes del petróleo, en especial la remoción de compuestos de azufre. La refinación sirve para mejorar la calidad de los productos y para obtener gasolinas. El último eslabón de la cadena de valor del petróleo es el de comercialización. En este eslabón se trasladan los productos desde los depósitos de la refinería a los mercados interno y externo, ya sea para uso como combustible en diversas industrias o como derivado para otros usos.

3.2. Cadena de valor del gas natural

La cadena de valor del gas natural se compone de tres fases: producción, transporte y comercialización (Zapata, 2005). La fase de producción del gas natural es similar a la del petróleo, ya que el gas se encuentra asociado comúnmente a este energético. También se le puede encontrar no asociado cuando está acompañado de pequeñas cantidades de otros hidrocarburos.

Gráfico 9

Cadena de valor del gas natural



Fuente: Elaboración propia.

El primer eslabón, el de exploración, se realiza de la misma manera que en la producción de petróleo, aplicando estudios geológicos y geofísicos, con los mismos métodos de exploración. En esta etapa se determinan las prospectivas de recuperación del área y se define la pertinencia de la extracción.

En el segundo eslabón, el de perforación, se debe tener en cuenta que el gas natural se encuentra atrapado entre las porosidades de las rocas subterráneas. La porosidad de la roca está relacionada con el volumen almacenado de gas; las rocas en las que comúnmente se almacena gas natural son la arena, roca caliza o dolomita, que forman bolsas de almacenamiento que se busca liberar por medio de la extracción.

Otro factor que incide en la extracción del gas es el nivel de porosidad de la roca y su factor de permeabilidad, que es la alineación de los poros de las rocas y su interconectividad, lo cual permite el

flujo del gas natural. De acuerdo con la porosidad y permeabilidad de las rocas, se emplean perforaciones verticales, o bien verticales y horizontales.

En la cadena de valor del gas natural se utilizan dos tipos de explotación que dependen de las características del suelo: explotaciones convencionales y no convencionales. Las explotaciones convencionales se usan en yacimientos con rocas altamente porosas, ya que al perforar la capa impermeable en la que se encuentra encerrado el gas natural, este sale por el pozo hasta la superficie (Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, 2013).

Las explotaciones no convencionales se aplican en rocas poco porosas y de menor permeabilidad como arenas compactas, lechos de carbón y pizarra. En este tipo de explotaciones se requieren técnicas más complejas y agresivas con el subsuelo y el medio ambiente (Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, 2013).

Una de las técnicas más usadas en las explotaciones no convencionales es la fracturación hidráulica, la cual inicia con una perforación vertical hasta aproximarse a la profundidad en donde se encuentra el gas, y a partir de ahí se desvía el barreno en una trayectoria curva que va desviando la perforación hasta una posición horizontal o en el ángulo requerido para encontrarse paralelamente al yacimiento (Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, 2013).

Una vez hecha la perforación horizontal se emplean explosivos de efecto unidireccional para generar grietas o fracturas en el yacimiento. A continuación, se inyecta un fluido⁴ a alta presión, incrementando el tamaño, la longitud y el número de las grietas para dar cauce al gas. La arena que está mezclada con el fluido inyectado sirve para extender y mantener las grietas abiertas, para que el gas utilice estos canales como camino hacia la superficie y así poder recolectarlo (Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, 2013).

Al igual que en la extracción del petróleo, desde el inicio se coloca en la boca del pozo un cabezal permanente para evitar erupciones y controlar posteriormente el flujo de gas. Se cuenta también con el equipo de superficie necesario para la recolección y el tratamiento primario del gas, donde se le separa de corrientes líquidas y sólidos arrastrados. Asimismo, se realiza un tendido de canal para transportar el gas hasta la red de distribución. A menudo el gas se queda almacenado en el pozo hasta que se construyen ductos (Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, 2013).

La fase de transporte sigue a la extracción del gas; para ello, en regiones que cuentan con varios pozos se construyen redes de recolección con estaciones de compresión. El almacenamiento y transporte pueden ser subterráneos o superficiales.

El gas es transportado a plantas de procesamiento, en las que inicia el siguiente eslabón de la cadena de valor, que es la separación de derivados. En las plantas se limpia el gas natural crudo separando las impurezas de varios hidrocarburos y fluidos. El gas puede ser enviado por ductos para su consumo industrial y doméstico, o puede licuarse a través de un proceso criogénico y almacenarse

⁴ Generalmente compuesto en un 98% por agua y arena (como agente de apuntalamiento) y un 2% por productos químicos. Los químicos de los fluidos sirven para distribuir de manera homogénea el agente de apuntalamiento, para facilitar el retroceso del fluido, para inhibir la corrosión, limpiar los orificios y tubos, y como antioxidante, biosida y bactericida.

para su traslado o uso posterior. En algunos lugares el gas es almacenado en sitios subterráneos como yacimientos agotados de gas natural, acuíferos y cavernas de sal.

El siguiente eslabón del gas licuado por criogenia es el de regasificación, en instalaciones expofeso, en el que se transforma nuevamente a su estado gaseoso a través de un proceso de vaporización a temperatura ambiente para su incorporación a una red de ductos de distribución y consumo.

La infraestructura de transporte de gas natural en México se compone de gasoductos extendidos en el territorio nacional, integrados en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y el sistema Naco-Hermosillo, que pertenecen a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB). Estos sistemas se conectan con gasoductos fronterizos del sur de Estados Unidos (Sener, 2012).

PGPB transporta gas natural a los grandes consumidores y a la entrada de las ciudades. La distribución al interior la realizan empresas privadas con permisos de distribución por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en diversas zonas del país, y que cuentan con sus propios gasoductos. Las entidades privadas son las encargadas de comercializar el gas natural a los consumidores finales, ya sea para industrias, para la generación de energía, o para el consumo residencial (Sener, 2012).

3.3. Cuantificación de minerales empleados en el sector hidrocarburos

Para poder estimar el crecimiento del consumo de minerales metálicos y no metálicos en el subsector hidrocarburos, hay que conocer los consumos de los diferentes productos minerales en las diferentes etapas de la cadena de valor. El cuadro 3 ilustra los principales consumos minerales en las diferentes etapas de aprovechamiento según el tipo de explotación.

Cuadro 3

Prospectiva de consumo en la industria de hidrocarburos

<p style="text-align: center;">Exploración, perforación, extracción, tratamiento inicial y traslado</p>	<p>Pozos en aguas profundas</p>	<p>Acero en equipos: La exploración se hace con una embarcación. No hay prospectiva. Acero en tuberías: 300 kg por metro de profundidad, 1,200 t/pozo de 4,000 m Bentonita: 150 t/pozo en promedio Barita: 1,750 t/pozo en promedio</p>
	<p>Pozos en aguas someras</p>	<p>Acero en equipos: 30,000 a 50,000 t Acero en tuberías: 80 kg por metro de profundidad, 320 t/pozo de 4,000 m Bentonita: 45 a 250 t/pozo Barita: 300 a 400 t/pozo</p>
	<p>Pozos de shale gas</p>	<p>Acero en equipos: El equipo de perforación se traslada de un lugar a otro. El equipo de separación 10 t/pozo Acero en tuberías: 130 kg por metro de perforación, 520 t/pozo de 4,000 m Acero en tubería de conducción: 15 km por pozo, 257 t/pozo Bentonita: 95 t/pozo en promedio Barita: 175 t/pozo en promedio Arena sílica: 2 t por metro de perforación horizontal, 2,500 t/pozo de brazo horizontal de 1,200 m Grava basáltica: 109,000 t para el camino de acceso y la zona del pozo</p>
	<p>Para petróleo</p>	<p>Acero en equipos: Refinería con un consumo de acero de 15,000 a 25,000 t</p>
	<p>Para gas</p>	<p>Acero en equipos: Criogénica con un consumo de acero de 10,000 t</p>
<p>Nota</p>	<p>Los consumos se dan al momento de establecer las operaciones, y no durante la producción continua.</p>	



Fuente: Elaboración propia.

El cuadro 3 muestra los consumos de minerales como bentonita, barita y acero para tres diferentes tipos de pozos durante las fases de *upstream* y *midstream* del petróleo y gas natural. Además se presentan los consumos prospectivos de acero durante la fase de *downstream* en los hidrocarburos.

El principal mercado de la bentonita es la industria petrolera que lo utiliza en la fase de *upstream* en los lodos de perforación, ya que reúne las características de: recolección y suspensión del material cortado; transmisión de potencia hidráulica a la barrena y el fondo del barreno; soporte del peso de la sarta de perforación; enfriamiento y lubricación de la barrena; estabilidad mecánica de las paredes del barreno; control de la presión de formación; y vehículo de medición de características de la formación. El lodo bentonítico permite que las labores de perforación sean rápidas y seguras (Triopas, s/f).

El consumo de bentonita en aguas profundas es de 150 toneladas en promedio por pozo, en aguas someras el consumo máximo promedio es de 250 toneladas por pozo, mientras que en pozos de *shale gas*⁵ el consumo promedio es de 95 toneladas por pozo. El anexo 5.6 detalla el nivel de consumo de la bentonita en pozos desde 2006 hasta 2012.

La barita es un mineral no metálico también conocido como baritina, cuyos principales usos se encuentran en la industria petrolera, a la cual se destina el 95% de la producción nacional; el resto se destina a industrias como la automotriz (producción de pinturas para automóviles) y médica (como medio opaco en radiografías).

El uso de la barita en la industria petrolera también tiene lugar en la fase de *upstream* para los lodos de perforación. El consumo de barita en aguas profundas es de 1.750 toneladas en promedio por pozo, en aguas someras el consumo máximo promedio es de 400 toneladas por pozo, mientras que en pozos de *shale gas* el consumo promedio es de 175 toneladas por pozo. El anexo 5.6 detalla el nivel de consumo de la barita en pozos desde 2006 hasta 2012.

En el caso de los aceros, estos se utilizan en las fases de *midstream* y *downstream*, ya que sirven como insumos de las tuberías para el traslado de hidrocarburos, y para los equipos de producción. El consumo más alto tiene lugar en los pozos de aguas someras, donde se calcula hasta 50.000 toneladas en promedio por pozo. En la refinación de petróleo se puede esperar un consumo de aceros para equipos de hasta 25.000 toneladas. Para mayores referencias, el anexo 5.5 detalla el uso de tubos de acero en la perforación de pozos.

Los aceros para tuberías tienen una prospectiva de consumo de hasta 1.200 toneladas por pozo. En los pozos de aguas profundas el consumo esperado es de 320 toneladas por pozo, y en los pozos de *shale gas* de hasta 520 toneladas por pozo. El análisis de consumo se realizó para pozos de 4.000 metros de profundidad.

⁵ El *shale gas* es metano (principal componente del gas natural) que se encuentra en grandes volúmenes de hidrocarburos almacenados en rocas, fracturas o poros muy pequeños con permeabilidad muy baja. A lo largo de este documento se utilizará el término *shale gas*, aunque en español se le conoce indistintamente como *shale gas*, gas de lutita, gas de esquisto o gas de pizarra bituminosa. Esta última denominación proviene del hecho de que suele almacenarse en depósitos de pizarra y en rocas madre u originarias de los yacimientos convencionales de gas natural (Estrada, 2013).

Los pozos de aguas profundas no fueron analizados porque las exploraciones se hacen con embarcaciones, y en el caso de pozos de *shale gas* los equipos de perforación se trasladan de un lugar a otro.

Para los pozos de *shale gas* se calculó el consumo de otros minerales no metálicos partiendo del hecho de que los pozos se sitúan en zonas alejadas de urbanizaciones y caminos, y que debido a su consumo constante de minerales y otros bienes e insumos, requieren caminos especiales que conecten los pozos entre ellos y caminos principales hacia los centros que integran la fase de comercialización de la cadena de valor.

Para el desarrollo de estos caminos especiales se estiman volúmenes de consumo de 109.000 toneladas para los caminos de acceso y a las zonas de pozos. Asimismo, en la perforación hidráulica para la extracción de *shale gas* se utiliza la arena sílica, de la cual se calculó un consumo de 2.500 toneladas por pozo de brazo horizontal de 1.200 metros.

4. Contenido local

4.1. Análisis de la política pública de integración nacional

El concepto de contenido local incluye diversos esquemas que van desde el aprovisionamiento de materias primas en el lugar hasta el establecimiento de relaciones comerciales con firmas que mantienen oficinas operacionales permanentes dentro de una zona determinada (Esteves, Coyne y Moreno, 2013).

De acuerdo con Esteves, Coyne y Moreno (2013), las políticas de contenido local, en el contexto del sector hidrocarburos, tienen como objetivo extender o expandir los beneficios de las actividades petroleras, gasíferas y mineras para la economía nacional. Estas políticas intentan abrir vías de acceso a oportunidades económicas, a través del empleo, la participación en cadenas de suministro o la provisión de otros servicios de apoyo relacionados (Esteves, Coyne y Moreno, 2013).

Bacon, Tordo y Anouti (2013) señalan que las políticas de contenido local no se relacionan solamente con al aumento inmediato de servicios o productos locales, sino que se relacionan con acciones que permitirán conseguir mejoras y crecimientos a largo plazo en otros sectores relacionados con la industria de hidrocarburos. Entre las mejoras que se pueden esperar están el desarrollo de habilidades y la creación y mantenimiento de clústers de otras industrias que presentan sinergias naturales con el sector petrolero.

Los requerimientos de contenido local estipulan que las empresas que producen algún bien en un país deben procurar cierta proporción de insumos o materiales domésticos. Belderbos y Sleuwaegen (1997) afirman que el objetivo de las políticas de contenido local, además de aumentar la producción de bienes intermedios nacionales, es crear un campo de participación “parejo” para las empresas transformadoras nacionales forzando condiciones de adquisición en las empresas extranjeras (Belderbos y Sleuwaegen, 1997).

Bacon, Tordo y Anouti (2013) también mencionan que el concepto de contenido local abarca desde la compra de materiales e insumos locales a propietarios nacionales y extranjeros hasta la compra a propietarios locales pero situados en otros países. Estos autores destacan que estas distinciones son importantes porque por una parte los beneficios directos a la economía nacional pueden diferir en función de la propiedad de la empresa local, mientras que, por otra parte, el monitoreo de contenidos locales requiere considerar la naturaleza de la propiedad (Bacon, Tordo y Anouti, 2013).

En la definición de políticas de contenido local se manejan dos conceptos diferentes: el de *contenido* local y el de *participación* local. El contenido local se define como el porcentaje de personal, bienes y servicios y materiales producidos localmente que se proporcionan a las industrias petroleras, gasífera y minera. En términos económicos, es el valor contribuido a la economía nacional a través de compra de bienes y servicios nacionales, es decir: el valor agregado local (Esteves, Coyne y Moreno, 2013).

La participación local es el nivel de patrimonio de propiedad de los ciudadanos locales, y puede presentar alguna de las siguientes características (Esteves, Coyne y Moreno, 2013):

- Registro local: la entidad legal está registrada según las leyes locales.
- Propiedad local: un determinado porcentaje de la empresa es propiedad de ciudadanos del país o de entidades existentes de propietarios locales registradas localmente.
- Fuerza de trabajo local: en su mayoría, la fuerza de trabajo de la empresa, tanto empleados directos como contratados, está compuesta por ciudadanos del país.
- Valor agregado local: un porcentaje específico de los bienes/servicios se producen dentro del país.
- Operación conjunta entre una empresa extranjera y una local: la empresa local participa con una empresa extranjera en una sociedad con un porcentaje mínimo.

Por su parte, Bacon Tordo y Anouti (2013) destacan que el contenido local puede referirse a empleos o a valor agregado que es creado en cualquier lugar dentro de la economía doméstica como resultado de las acciones de las empresas petroleras, así como también a los empleos que se generan en las localidades circundantes de las plantas de producción de petróleo y gas. Si bien la mayoría de las políticas no hacen referencia específica a la localización de los contenidos locales dentro de la economía, es común que las comunidades cercanas a las instalaciones productivas de gas y petróleo –posiblemente las más afectadas por estas– ejerzan mayor presión para la creación de empleos.

Para Pérez (2012), las políticas de contenido local pretenden que la participación de los países en industrias globalizadas sea lo más amplia posible en términos de valor agregado, e implican que los incentivos de contenido local puedan variar desde bonificaciones en el tipo de interés para sectores y proyectos estratégicos hasta obligaciones contractuales en el mercado público. Pérez (2012) destaca que las empresas extranjeras deben verse como aliados en la aplicación de las políticas de contenido local, porque son el punto de partida para generar encadenamientos económicos y tecnológicos que permiten acceder a mayores segmentos de las cadenas globales de producción.

En lo que refiere a las políticas de contenido local para el subsector hidrocarburos en México, el artículo transitorio séptimo de la Reforma Energética señala: “Para promover la participación de cadenas productivas nacionales y locales, la ley establecerá, [...], las bases y los porcentajes mínimos del contenido nacional en la proveeduría para la ejecución de las asignaciones y contratos a que se refiere el presente decreto. [...]” (Presidencia de la República, 2013). Lo anterior significa que con la Reforma Energética se busca promover la inversión nacional y el desarrollo de las cadenas de valor en el sector de hidrocarburos, favoreciendo a industrias y productores nacionales que proveen de materias primas, insumos y tecnologías a la industria de hidrocarburos.

Generar una política de contenido local presenta retos, pues requiere el desarrollo de capacidades, tanto de la fuerza de trabajo, como de capital humano. Diferentes países han promulgado reglas y leyes sobre contenido local que exigen a las firmas extractivas el uso de productos, empresas, recursos y trabajadores locales y les ofrecen incentivos para hacerlo. En la sección de casos de estudio, se analizan en detalle ejemplos exitosos de políticas de contenido local que pueden servir como modelo para México.

4.2. Normas referidas al contenido local

El concepto de contenido local no es nuevo en lo que refiere a la formulación de políticas en México. La promoción de las industrias nacionales se realiza desde el modelo de sustitución de importaciones de la década de 1940. Este modelo buscaba promover el crecimiento y el desarrollo del proceso de industrialización basado en una fuerte intervención estatal. La política de sustitución de importaciones incluía la solicitud de permisos previos a la importación, estableciendo precios oficiales a ciertos bienes importados y prohibiciones a la importación de productos de procedencia extranjera. Asimismo, la inversión extranjera directa (IED) estaba muy regulada y solo se aceptaba como una parte minoritaria en áreas no estratégicas de la manufactura exclusivamente (SE, s/f).

El modelo de sustitución de importaciones es desplazado en la década de 1980, cuando comenzaron a implantarse políticas de liberalización del mercado. Estas nuevas políticas implicaron una reducción de los subsidios y estímulos fiscales a las manufacturas, además de la desregulación y apertura a la IED (SE, s/f). Si bien las políticas liberalizadoras redujeron considerablemente la participación del Estado en cuanto a subsidios o políticas de protección de las industrias y empresas nacionales, se mantuvieron algunas iniciativas destinadas a impulsar sectores estratégicos para el desarrollo económico. Tal es el caso del sector energético, cuyo esfuerzo por integrar a productores y proveedores de servicios en las cadenas de valor de hidrocarburos se refleja en la Reforma Energética de 2008, en la cual se crearon mandatos que promovían el establecimiento de estrategias para apoyar el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales por parte de Pemex.

En este orden, en 2009 se publicó el documento “Estrategia de Petróleos Mexicanos para el Desarrollo de Proveedores Contratistas y Contenido Nacional” (Pemex, 2009). La estrategia buscó encontrar alternativas que redujeran el impacto de la disminución de los precios del petróleo y del aumento en los gastos de producción debido al agotamiento en campos de menor costo, así como también procuró hacer frente a las cargas fiscales impuestas a la empresa.

Desde entonces, la justificación de aumentar el componente nacional en las compras de Pemex se basó en el hecho de generar una mayor actividad económica y por lo tanto incrementar la base de la recaudación fiscal. También se buscó desarrollar una estrategia de industrialización a partir de cadenas productivas con alto valor agregado, como las industrias proveedoras de bienes, servicios y obras públicas.

La estrategia tenía como finalidad incrementar el grado de contenido nacional en las compras de Pemex en un mínimo del 25%. Para apoyar esto se creó el Fideicomiso para Promover el Desarrollo de Proveedores y Contratistas Nacionales para la Industria Petrolera Estatal en convenio con la SHCP y Nacional Financiera para canalizar recursos financieros a las empresas proveedoras locales, y particularmente a las pequeñas y medianas empresas (PyME).

Con el fin de atender las condiciones establecidas y alcanzar los objetivos de contenido nacional, se creó un área especializada en la promoción e incorporación de contratistas y proveedores, cuyas funciones eran:

- Publicar y promover la estrategia de contenido local.
- Identificar las oportunidades para el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales.
- Proponer las políticas y acciones para dar cumplimiento a los objetivos de contenido local.
- Coadyuvar en las acciones de Pemex y sus organismos subsidiarios para alcanzar los objetivos planteados.
- Dar seguimiento al desarrollo de la estrategia y reportar los avances al Consejo de Administración.
- Apoyar a Nacional Financiera en las acciones que realice el Fondo, así como promover esquemas de financiamiento para el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales.

Por su parte, la actual Reforma Energética (2013) propone una serie de herramientas e instrumentos para garantizar el desarrollo de proveedores y cadenas productivas, entre los que cabe destacar dos:

- El establecimiento de un promedio mínimo de contenido nacional.
- Porcentaje mínimo para cada asignación o contrato y un calendario de cumplimiento.

Con la nueva reforma se establecerán reglas para dar preferencia a nacionales cuando ofrezcan condiciones similares en cuanto a precios, calidad y entrega oportuna para la adquisición de bienes y contratación de servicios y obras, y para la contratación y capacitación de personal.

El requisito de contenido nacional para la contratación de servicios y abastecimiento para el sector se refleja jurídicamente en el Artículo 46 de la recién decretada Ley de Hidrocarburos, en la cual se señala: “El conjunto de actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos que se realice en territorio nacional a través de Asignaciones y Contratos de Exploración y Extracción deberá alcanzar, en promedio, al menos 35% de contenido nacional”. El mismo

artículo señala que los asignatarios y contratistas deberán cumplir individualmente y de forma progresiva con un porcentaje mínimo de contenido nacional, asignado conforme a la ley.

Es responsabilidad de la Secretaría de Economía (SE) establecer una meta de contenido nacional acorde con las características de dichas actividades y determinar el porcentaje con el que está cumpliendo cada empresa. La metodología de cálculo de contenido nacional definida en el Artículo 46 señala que la SE deberá utilizar los siguientes conceptos:

1. Bienes y servicios contratados, considerando su origen.
2. Mano de obra nacional y de trabajo calificada.
3. Capacitación de la mano de obra nacional.
4. Inversión en infraestructura física local y regional.
5. Transferencia de la tecnología.

La Ley de Hidrocarburos estipula que la meta de contenido nacional excluirá la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas. A su vez, los criterios establecidos por la SE para determinar cuándo un bien es nacional establecen que este debe haber sido fabricado en México y debe contar con un grado de contenido nacional de por lo menos un 50%.

El grado de contenido nacional se calcula a partir de alguna de las siguientes fórmulas:

$$(1) CN = \left[\frac{C_P - R - C_I}{C_P - R} \right] * 100$$

$$(2) CN = \left[\frac{0.82P_V - C_I}{0.82P_V} \right] * 100$$

Dónde:

CN=	Grado de contenido nacional del bien ofertado en el procedimiento de contratación expresado en porcentaje
C _P =	Costo de producción del bien ofertado en el procedimiento de contratación
C _I =	Costo de las importaciones directas e indirectas de insumos, incorporados en el bien ofertado en el procedimiento de contratación, incluido el costo de transporte hasta la planta, impuestos de importación y gastos aduaneros
R=	Valor de los costos de promoción de ventas, comercialización, regalías, embarque y del bien ofertado en el procedimiento de contratación
P _V =	Precio de venta del producto ofertado en el procedimiento de contratación

Por ejemplo, en un caso de licitación de adquisición de bombas para lodos con un costo estimado de US\$13.600 millones (considerando valores hipotéticos), el grado de contenido nacional dependerá principalmente del costo de las importaciones directas e indirectas de los insumos incorporados en las bombas para lodos, cuyo valor no deberá sobrepasar los US\$9.401.205 para cumplir con un 30% de contenido nacional en el producto.

Adquisición de bombas para lodos recíprocos triplex, de simple acción, 1600 H.P. y 2200 H.P. para equipos de perforación de pozos de la División Sur

(en dólares de EE.UU.)

		Fórmula (1)	Fórmula (2)
C _p =	Costo de producción del bien ofertado en el procedimiento de contratación	13.600.000	13.600.000
C _i =	Costo de las importaciones directas e indirectas de insumos, incorporados en el bien ofertado en el procedimiento de contratación, incluido el costo de transporte hasta la planta, impuestos de importación y gastos aduaneros	9.401.250	9.401.250
R=	Valor de los costos de promoción de ventas, comercialización, regalías, embarque y del bien ofertado en el procedimiento de contratación	63.988	63.988
P _v =	Precio de venta del producto ofertado en el procedimiento de contratación	25.922.724	25.922.724
CN=	Grado de contenido nacional del bien ofertado en el procedimiento de contratación expresado en porcentaje	30,5%	55,7%

En el caso de la segunda fórmula el grado de contenido nacional es más alto porque desempeña un papel importante el precio de venta del producto y no tanto el del costo de las importaciones.

Por su parte, la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas (LOPSRM) establece que en las obras que realice la administración pública federal podrán requerirse materiales, maquinaria y equipo de instalación permanente, de fabricación nacional, por el porcentaje del valor de los trabajos que determine la entidad convocante.

El porcentaje de contenido nacional en proyectos de infraestructura se calcula conforme a la siguiente fórmula:

$$CN = \left[\frac{V_{SN}}{V_{TP}} \right] * 100$$

Dónde:

CN=	Contenido nacional del proyecto correspondiente, expresado en porcentaje
V _{SN} =	Valor de los materiales (diferentes a los de la construcción), maquinaria y equipo de instalación permanente, de fabricación nacional, en el proyecto correspondiente
V _{TP} =	Valor total del proyecto, el cual incluye, además de los componentes anteriores, el valor de la ingeniería, la ejecución de la obra civil y de la obra electromecánica, así como de los suministros

México es socio comercial de 45 países a través de tratados de libre comercio (TLC), que determinan reglas sobre diversos aspectos de la participación de los países firmantes en distintas actividades económicas y sectores. Las reglas de los TLC aplicables a compras gubernamentales establecen procedimientos que garantizan la igualdad de condiciones y trato no discriminatorio en las adquisiciones para todos los bienes, servicios y obras públicas.

Los TLC prohíben solicitar requisitos de contenido nacional, llamados “condiciones compensatorias especiales”, entre los que cabe destacar los siguientes:

- Calificar y seleccionar proveedores, bienes o servicios en la evaluación de ofertas o en la adjudicación de contratos.
- Imponer o considerar condiciones para fomentar el desarrollo local o para mejorar las cuentas de la balanza de pagos.
- Solicitar requisitos de contenido local y licencias para el uso de tecnología, inversiones, comercio compensatorio o requisitos análogos.

Lo anterior implica que el margen de acción para que Pemex pueda establecer requisitos de contenido nacional en sus adquisiciones y obras es limitado.

El principal acuerdo comercial de México es el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), en el cual se especifica que ninguna de las partes firmantes puede “imponer ni hacer cumplir requisitos o hacer cumplir compromisos o iniciativas, con relación al establecimiento, adquisición, expansión, administración, conducción u operación de una intervención de un inversionista o de una parte o de un país no parte en su territorio para [...] alcanzar un determinado grado o porcentaje de contenido nacional” (OEA, s/f). Para esta restricción se establecieron umbrales de los montos de contratación previstos en los TLC tanto de América del Norte como con otros países. Los límites se presentan en el cuadro 4.

Cuadro 4

Umbrales de los montos de contratación previstos en los TLC

(en dólares de EE.UU.)

Países con TLC	Bienes o servicios	Obras públicas
América del Norte, Europa, Israel y Japón	339.132	10.852.752
América del Sur	318.242	10.183.723

Cuando se rebasan estos montos de contratación, las adquisiciones y obras deben realizarse bajo la figura de licitación internacional y no podrán reservarse a proveedores y contratistas nacionales.

Los TLC prevén también la posibilidad de realizar compras gubernamentales mediante mecanismos de reservas. A través de dichos mecanismos, Pemex puede realizar adquisiciones de carácter nacional hasta por un monto anual establecido en 2009 de US\$206 millones, que es ajustable de acuerdo con lo previsto en el TLCAN.

De acuerdo con las disposiciones de los TLC, solo es posible establecer requisitos de contenido nacional para:

- Adquisiciones de bienes y servicios, cuyo valor estimado de compra sea inferior a los umbrales de contratación y en procedimientos reservados en los TLC.
- Obra pública, cuando el valor del proyecto sea inferior a los umbrales de contratación, en proyectos reservados de los TLC, y en proyectos “llave en mano” o “integrados mayores”.

Las restricciones señaladas derivadas de los acuerdos comerciales de México con sus países socios pueden generar incertidumbre en la aplicación de políticas públicas, ya que a pesar de la intención de aumentar la participación de empresas y productores nacionales en la cadena de valor, los acuerdos comerciales deben ser cumplidos. Este obstáculo podría implicar una reducción de los objetivos de contenido nacional y limitar la participación de empresas o productos mexicanos en el subsector hidrocarburos.

4.3. Casos de estudio

En esta sección se presentan tres casos de estudio sobre políticas de contenido local aplicadas al sector de hidrocarburos, que pueden proporcionar elementos de utilidad para el caso de México. Se analizó el caso de Noruega, cuyo sector de hidrocarburos era prácticamente inexistente a mediados de la década de 1960, y en pocos años se convirtió en un jugador líder no solo en la producción de hidrocarburos sino también en el desarrollo de tecnologías avanzadas para la industria. También se presenta el caso de Brasil, dado el gran crecimiento que ha experimentado su industria petrolera en los últimos años, a partir de la aplicación de rigurosas políticas de contenido local.

En ambos países el factor de éxito de las estrategias de desarrollo de proveedores nacionales ha sido el arreglo institucional en el que desarrollan sus actividades, a través de modificaciones en los marcos jurídicos, normatividad y participación público-privada. Es importante destacar que los arreglos institucionales no son estáticos, sino que han cambiado en el transcurso del tiempo.

Finalmente se presenta el caso de Colombia, en cuya industria participan además de la empresa petrolera nacional, Ecopetrol, un gran número de empresas privadas que han aplicado iniciativas propias de contenido local, lo cual demuestra que las iniciativas de contenido local no se limitan al sector público o a políticas instauradas por el gobierno.

4.3.1. Noruega

La exploración y producción de gas y petróleo en Noruega se inició a mediados de la década de 1960, y su primer campo de extracción entró en funcionamiento en 1971. En 2013 su

producción de petróleo crudo fue de 1.529.900 barriles diarios, lo cual colocó al país como el mayor productor de Europa Occidental (U.S. Energy Information Administration, s/f). El sector petrolero de Noruega emplea aproximadamente a 80.000 personas (Embajada de Noruega en Chile, s/f).

Desde la década de 1970, Noruega es uno de los principales productores y exportadores de hidrocarburos en el mundo. Sus exportaciones representan el 47% de su mercado total de exportación y es el tercer exportador más grande del mundo en la industria (Embajada de Noruega en Chile, s/f).

En Noruega operan más de 40 empresas petroleras (Eures, 2013), de las cuales la más importante es la empresa del estado StatoilHydro, que realiza operaciones en la plataforma continental noruega y tiene presencia en casi 40 países, y que en 2013 tuvo una producción de 1,99 millones de barriles diarios (*América Economía*, 2013).

El caso de Noruega destaca porque en cuatro décadas pasó de ser un país sin reservas ni experiencia en el sector para convertirse en uno de los mayores productores y exportadores mundiales de petróleo y gas natural. Esto tuvo lugar gracias a las políticas de contenido local implementadas por el gobierno, que además convirtieron a este país en proveedor internacional de productos y soluciones de punta para la industria petrolera (Heum, 2008).

La política de contenido local noruega es el resultado de estrategias de política interna que incluyeron adaptaciones de leyes e instituciones. El impulso de la política partió del principio de que era necesario atraer empresas petroleras internacionales, y contar con los recursos económicos y profesionales del sector para desarrollar sus reservas petroleras ubicadas bajo el mar (Estrada, 2006).

Al mismo tiempo se generaron las capacidades para hacer estos trabajos por cuenta propia y se mantuvo la soberanía plena sobre los recursos petroleros, controlando su desarrollo. El plan de desarrollo interno consistió en coordinar los esfuerzos del gobierno con distintos grupos sociales e industriales para fomentar la industria de hidrocarburos, que evolucionó en tres fases (Estrada, 2006):

1. Se incorporaron tres empresas petroleras nacionales para aprender el negocio y gradualmente transferirles la responsabilidad de los nuevos emprendimientos en exploración y producción.
2. Las compañías existentes en actividades económicas tradicionales recibieron estímulos para renovarse y adaptarse como proveedoras de la industria.
3. Se brindó apoyo económico a las universidades y a los centros de investigación para que desarrollaran conocimientos y programas en temas petroleros.

Una vez que empezaron a observarse los resultados positivos de estas fases, se formó un *clúster* petrolero que posteriormente incursionó en los mercados internacionales (Estrada, 2006).

La postura para la formulación de las políticas de contenido local en Noruega fue la de maximizar la creación de valor por encima de lo que se pudiera obtener por la venta de hidrocarburos. Además de favorecer a las empresas e industrias nacionales, se estableció un

severo régimen fiscal (Estrada, 2006), de acuerdo con el cual las empresas petroleras pagan un impuesto ordinario sobre las utilidades del 28%, como el resto de los negocios del país, pero además pagan un impuesto del 50% sobre las ganancias (Appel, 2013).

Para asegurar la igualdad de condiciones a los proveedores locales, se requirió que las empresas concesionarias hicieran transparente y predecible su proceso de adquisiciones, además de hacer explícitos los bienes y servicios que adquirirían de cada proveedor (Pemex, 2009).

La política de contenido local noruega se basa en seis lineamientos, como se detalla en el cuadro 5.

Cuadro 5
Lineamientos de la política petrolera en Noruega

Lineamiento	Descripción
Dirección nacional desde el inicio	Los recursos petroleros pertenecen a la Nación. Aunque Noruega inicialmente fue dependiente de las petroleras extranjeras, el Parlamento y los gobiernos sucesivos crearon lineamientos legales e institucionales para proteger la soberanía nacional y asegurar la dirección sobre el manejo de los recursos.
Estrictas normas de seguridad	La industria petrolera conlleva riesgos para los trabajadores, la población y el medio ambiente. Cada persona y empresa vinculadas a las actividades petroleras debe ser consciente de los riesgos que ello involucra y debe respetar las normas de seguridad. Los sindicatos han desempeñado un importante papel en este ámbito, asegurando la mejora continua de las normas y convirtiendo la seguridad en una cultura sobre el cómo planificar y hacer las cosas. El Estado realiza auditorías técnicas para verificar el cumplimiento de las normas.
Evitar que los negocios petroleros erosionen otros negocios	El tamaño de la industria petrolera y de su dinamismo financiero puede invadir otras actividades económicas o absorber los recursos que le sean necesarios. Uno de los objetivos políticos de largo plazo es que la industria petrolera sepa convivir con el resto de la economía. Para contrarrestar los efectos adversos de dicha industria, el gobierno ha mantenido una política de apoyos económicos a las comunidades para conservar a las poblaciones en su sitio y para proporcionar herramientas para crear nuevas empresas, algunas de ellas ligadas a los negocios petroleros. Al establecer puntos para el desembarque del gas y del petróleo en distintas ciudades costeras, el negocio del petróleo ha contribuido con el desenvolvimiento de las actividades económicas locales a lo largo del país.
Compromiso de construir el <i>know-how</i> noruego	<p>La innovación tecnológica es indispensable en el desarrollo del sector petrolero, por lo que requiere la aplicación constante de las mejores tecnologías disponibles y de una inversión continua en investigación y desarrollo (I&D). La industria petrolera ofrece oportunidades para generar nuevas áreas de competencia. Primero, al fomentar el <i>know-how</i> local, la industria nacional puede proporcionar productos y soluciones de creciente valor agregado. Segundo, al promover el desarrollo tecnológico en el negocio petrolero, se genera un efecto multiplicador sobre los conocimientos nacionales y sobre la creación de nuevos productos y servicios. Bajo esta mecánica, la transmisión del <i>know-how</i> se ha convertido en una cultura.</p> <p>En Noruega la tecnología petrolera inicialmente se transfirió de las multinacionales a las petroleras nacionales, lo cual fue aprovechado por el gobierno para establecer mecanismos para organizar cadenas productivas y retransmitir las habilidades adquiridas al resto de la población. Para lograrlo se creó una red de cooperación entre las empresas petroleras, los institutos de investigación, la industria para-petrolera, el sector financiero y de seguros y las autoridades.</p>
Competencia y cooperación	La operación de una licencia se otorga a las empresas, nacionales o extranjeras, que demuestren tener suficiente experiencia técnica y capacidad financiera. Sin embargo, una vez que se determina quiénes serán los socios en una licencia, el grupo de inversionistas debe cooperar con ideas y experiencia para obtener los mejores resultados. De esta manera, la licencia se convierte en un sistema de control interno que cuida los equilibrios entre las partes y que supervisa los trabajos propuestos e instrumentados por el operador.
Extracción de la renta económica sin dañar el negocio petrolero	<p>La renta económica es el diferencial entre el precio y los costos, mientras que la renta petrolera es la parte de la renta económica que los precios del gas y del petróleo pueden proporcionar por encima de lo que hubiera sido el rendimiento normal en otras actividades industriales.</p> <p>El sistema impositivo asegura que la mayor parte de la renta petrolera, si no toda, corresponda a la Nación y que los inversionistas reciban un pago justo por su participación. Por otra parte, si el país quiere conservar una porción mayor de la renta económica, el Estado debe hacer inversiones directas en las actividades petroleras, por ejemplo a través de una empresa petrolera estatal, para tener derecho a recibir los mismos beneficios que cualquier otro accionista.</p>

Fuente: Estrada (2006)

El requisito actual de contenido local en la industria de hidrocarburos noruega es de entre el 50% y el 60% (calculado por el valor agregado) para las inversiones en el desarrollo de nuevos campos petroleros, y de 80% en las actividades de mantenimiento y operación (Heum, 2008).

Los principales resultados de estas políticas son el establecimiento de la Universidad Shell en Stavanger y la existencia de más de 500 PyME dedicadas a producir bienes y servicios para las industrias de petróleo y gas, las cuales operan internacionalmente (Pemex, 2009).

Los beneficios económicos generados por las actividades petroleras en Noruega se han transferido a la sociedad a través del ahorro de recursos financieros, la construcción de infraestructura, la transferencia de recursos al sistema educativo y el desarrollo de actividades productivas a nivel local. Además, para evitar problemas inflacionarios derivados del aumento del flujo de ingresos, se estableció un fondo nacional de ahorro que implica que parte de los ingresos petroleros sean usados en casos de necesidad o urgencia (Estrada, 2006).

4.3.2. Brasil

Brasil es el decimotercer productor mundial de petróleo y el segundo (EIA U.S. s/f) país de América Latina con mayores reservas probadas de petróleo, las cuales a 2011 sumaban 15.000 millones de barriles (*El Economista*, 2014). En julio de 2013 la producción de petróleo crudo alcanzó los 2,023.88 miles de barriles diarios (Pemex, 2014).

Como parte de las políticas de impulso al crecimiento y desarrollo económico de Brasil y de su industria petrolera, el gobierno ha implementado diversas políticas orientadas a incrementar de manera paulatina el contenido local en todas las licitaciones en las que participen tanto empresas nacionales como extranjeras e incluso la misma Petrobras. Ésta última es la principal empresa petrolera brasileña y en la cual participa el Estado mayoritariamente.

Estas políticas se apoyan en tres pilares: capacitación de profesionales y técnicos, política industrial de estímulo activo a los proveedores locales por vías fiscales y de acceso a financiamiento, y diagnóstico detallado de las cadenas locales de proveedores de bienes y servicios para identificar fortalezas y debilidades. La estrategia se aplicó haciendo énfasis en el desarrollo de pequeñas y medianas empresas con alto contenido nacional.

Específicamente, el Decreto No. 4.925/2003 establece como objetivo “Maximizar la participación de la industria nacional de bienes y servicios con base en la competencia y la sustentabilidad en proyectos de petróleo y gas natural en Brasil o en el exterior; mayor capacitación y desarrollo tecnológico nacional y capacitación y calificación profesional local” (Huerta y Ruíz, 2012).

La Agência Nacional do Petróleo, Gas Natural e Biocombustíveis (ANP) es el organismo regulador de las actividades de la industria petrolera, gasífera y de hidrocarburos en Brasil. Esta institución promueve licitaciones y cierra contratos a nombre del Estado con concesionarias, ligadas a la exploración, desarrollo y producción en la industria. Es también la encargada de fiscalizar en forma directa e indirecta las industrias reguladas del sector (BNAméricas, s/f).

La ANP es la reguladora de los compromisos de contenido local que originalmente se establecían a través de los contratos de concesión. Posteriormente la ANP estableció una ordenanza en la que se definieron reglas específicas relativas a la información y al seguimiento de contenidos locales (Redo y Macedo, 2009).

Los requisitos de contenido local son obligatorios y la ANP tiene la facultad de revisar previa y posteriormente a la firma de los contratos si se cumple con las obligaciones legales (Huerta y Ruíz, 2012).

Las primeras rondas de licitación de concesiones establecían compromisos de contenido local muy bajos, del 5% en la fase de explotación y del 15% en la etapa de desarrollo (Redo y Macedo, 2009), como una forma de generar las competencias en las empresas nacionales. Estos han ido aumentando y en 2011 los requisitos de contenido local en la industria de hidrocarburos en Brasil eran los que se exponen en el cuadro 6.

Cuadro 6
Requerimientos mínimos de contenido local en la industria petrolera de Brasil

Tipo de actividad	Exploración	Desarrollo
Tierra	70%	77%
Aguas someras <100 m	51%	63%
Aguas someras 100 a 400 m	37%	55%
Aguas profundas >400 m	37%	55%

Fuente: Huerta y Ruiz (2012).

Gracias a los requisitos de contenido local, la participación de las industrias locales en las inversiones del sector petrolero y gasífero han aumentado considerablemente, pasando del 57% en 2003 al 75% en el primer trimestre de 2009, lo cual representó un valor adicional de US\$14.200 millones en bienes y servicios adquiridos en el mercado brasileño; además, se estima que esto ha implicado la creación de 640.000 nuevos empleos (Redo y Macedo, 2009).

Los requisitos de contenido local no se relajan a pesar de las dificultades técnicas que pudieran suponer los terrenos de exploración y extracción. Por ejemplo, en la recién descubierta región de Pré-Sal (Pérez, 2012),⁶ el gobierno decretó que para 2020 el contenido local deberá alcanzar entre el 85% y el 95%, lo cual significa que cualquier jugador que intente participar en la extracción de petróleo en dichos campos, tendrá que establecerse en el país o con operadores locales, particularmente aquellos jugadores enfocados en la proveeduría de equipo (Redo y Macedo, 2009). Asimismo, aumentó el control estratégico para promover *spillovers* hacia atrás y hacia adelante.

⁶ Pré-Sal se encuentra en una capa geológica en el fondo del océano, debajo de 2 km de sal. Se estima que esta reserva contiene 80.000 millones de barriles de crudo y supone un importante reto tecnológico y operativo para su exploración y extracción, ya que para alcanzar los depósitos se deben atravesar 2 km de océano, 1 km de roca post-sal y una capa de sal de 2.000 metros de espesor, localizados a 150 km de la costa.

Los expertos consideran que, para mantener dichos decretos, será necesaria la participación de empresas extranjeras que permitan un proceso de innovación competitiva y que financien sus aplicaciones en las industrias petrolera y de servicios relacionados con la industria. A su vez, el gobierno espera tener empresas conjuntas que hagan compatibles la creación de tecnología y la apropiación local (Pérez, 2012).

Las universidades brasileñas y Petrobras han desarrollado un *clúster* tecnológico del petróleo en Rio de Janeiro, en el cual se deberá crear la tecnología necesaria para explotar Pré-Sal. Al mismo tiempo la empresa en coordinación con el Parque Tecnológico de la Universidad Federal de Rio de Janeiro instaló un centro de investigación y desarrollo al que se han unido sus proveedores locales de ingeniería para favorecerse de las redes de colaboración público-privadas de Petrobras y con empresas extranjeras (Pérez, 2012).

Para regular el cumplimiento de las políticas de contenido local, la ANP creó un sistema de certificación de contenido que debe ser aplicado en los contratos de concesión entre la ANP y sus concesionarios (Redo y Macedo, 2009).

El Certificado de Contenido Local es un documento elaborado por un certificador que es registrado previamente por la ANP. El certificador más importante es el ONIP, el cual tiene registradas 2.000 compañías que participan en la cadena de suministro de petróleo en alta mar (Redo y Macedo, 2009).

La certificación se realiza a partir de una plantilla puesta a disposición por la ANP, en la cual se indica el porcentaje de contenido local del bien o servicio contratado para la medición (Redo y Macedo, 2009).

El porcentaje de contenido local en bienes es aplicable al equipo y a los materiales, y se calcula con la siguiente fórmula (Redo y Macedo, 2009):

$$CLb = \left(1 - \frac{x}{y}\right) * 100$$

Dónde:

X	Es el precio de los componentes importados (en reales), incluidas las materias primas.
Y	Es el precio de venta del producto, sin contar el IPI y el ICMS.

Los expertos suponen que el aumento de los requisitos de contenido local forzarán a los proveedores internacionales a establecer subsidiarias en Brasil que les faciliten la participación en contratos masivos.

4.3.3. Colombia

Colombia se considera un país de tamaño medio en cuanto a producción de petróleo, debido a que su producción en 2013 fue de apenas 1 millón de barriles diarios, cifra que lo ubica en el

lugar 19 de la producción mundial. Sus reservas probadas alcanzan los 2.000 millones de barriles, gracias a lo cual ocupa el lugar 34 a nivel mundial en esta categoría (EIA U.S., 2014).

Pese a no destacar como un país petrolero, las actividades económicas asociadas al sector son relevantes para su economía. La participación del producto interno bruto (PIB) del sector hidrocarburos en el PIB nacional en 2011 fue de 5,5%, con una producción de 915.000 mil barriles por día (BPD). La producción se concentra principalmente en una sola empresa, Ecopetrol, que produce el 73,3% del crudo (Martínez, 2012).

En la industria petrolera colombiana participan empresas públicas y privadas, aunque debido a la legislación del país, la principal es Ecopetrol, actor central de la demanda de bienes y servicios petroleros. Su política de contratación y sus planes de inversión y de compras buscan promover la participación de la oferta local. De acuerdo con las leyes colombianas, en los contratos de asociación el Estado debe recibir una regalía del 20% de la producción, independientemente del tamaño de los yacimientos, mientras que el 80% restante se divide entre Ecopetrol y el asociado (Campodónico, 2004).

Los contratos de asociación entre el Estado y las empresas privadas consisten en la asociación entre el Estado, a través de Ecopetrol, con las empresas que tienen éxito en la exploración petrolera, es decir, que encuentran yacimientos con potencial de ser aprovechados. Ecopetrol participa con el 50% de las inversiones para el desarrollo de la producción, lo cual implica una menor necesidad de capital de inversión para la empresa privada que asume el riesgo de exploración (Campodónico, 2004).

El decreto DL1760 de 2003 abrió la posibilidad a cualquier modalidad de contratos, incluidas las concesiones. Asimismo, se reestructuró Ecopetrol, que desde entonces se dedica exclusivamente al desarrollo de actividades industriales y comerciales, como empresa encargada de la operación petrolera que corresponde al Estado (Campodónico, 2004).

A partir de dicho decreto se crearon dos nuevas empresas: la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Sociedad Promotora de Energía de Colombia. La función principal de la ANH es la de administrar integralmente las reservas de hidrocarburos de propiedad de la nación. La Sociedad Promotora de Energía de Colombia tiene como función principal participar o invertir en compañías cuyo objeto social esté relacionado con actividades del sector energético o con actividades similares, conexas o complementarias (Campodónico, 2004).

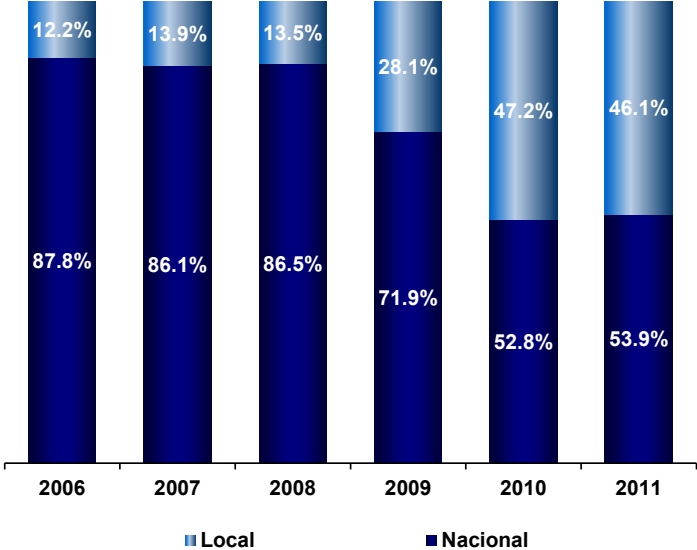
La legislación en materia petrolera establece que los contratistas que firmen acuerdos con Ecopetrol deben comprometerse a desarrollar actividades científicas y tecnológicas a petición de la ANH, la cual además determina los propósitos y condiciones de los proyectos de investigación a llevarse a cabo. Las peticiones de proyectos de la ANH no pueden superar los US\$100.000 al año (Baker & McKenzie, 2012).

Ecopetrol cuenta con un Programa de Desarrollo de Proveedores que brinda apoyo para contar con contratistas y proveedores regionales y locales en zonas de interés para la operación y el desarrollo de negocios. Entre 2006 y 2011 la participación de proveedores de bienes y servicios locales aumentó considerablemente en cuanto a la contratación de proveedores no

extranjeros. Como se puede observar en el gráfico 10, el monto de participación de proveedores locales en 2006 representaba apenas el 12,2%, y para 2011 esta participación aumentó al 46,1%.

Gráfico 10

Porcentaje de participación de proveedores nacionales y locales en Ecopetrol



Fuente: Ecopetrol (s/f).

Del listado de 39 productos y servicios del programa, varias de las actividades con mayor valor de contratación se vinculan directamente con la cadena de valor de hidrocarburos, entre ellas: mantenimiento de vías, movimiento de tierras y geotécnica, obras civiles, edificaciones y estructuras metálicas, mantenimiento y construcción de líneas y tuberías, obras eléctricas y redes eléctricas, mantenimiento de motores eléctricos de baja tensión, ferretería menor y ferretería eléctrica menor.

Además de los productos y servicios contenidos en el Programa de Desarrollo de Proveedores, la ANH establece que los contratistas deben favorecer a los proveedores de bienes y servicios locales, regionales o nacionales de manera equitativa en términos de calidad, oportunidad y precio con respecto a otros competidores (Baker & McKenzie, 2012).

Como evidencia de los contratos, se deben presentar informes ejecutivos cada seis meses, en los cuales el contratista tiene que proporcionar la información relativa a los contratos celebrados con las autoridades locales, regionales o con proveedores nacionales (Martínez, 2012).

En la industria petrolera colombiana participan muchas otras empresas además de Ecopetrol, las cuales han implementado también condiciones de contratación local, con el fin de coadyuvar a la promoción de empresas nacionales y locales ligadas a la cadena de valor de hidrocarburos colombiana.

El cuadro 7 muestra las principales empresas petroleras de Colombia y sus objetivos o líneas de trabajo relacionadas con la contratación de proveedores locales:

Cuadro 7
Compromisos de contenido local en las principales
empresas petroleras de Colombia

Objetivos / Líneas de trabajo	
Pacífic Rubiales	<p>Implementar un factor local y regional en el proceso de compras, tanto de Pacífic Rubiales Energy como de sus contratistas estratégicos, mediante herramientas de análisis de potencialidades e identificación de oportunidades.</p> <p>Dinamizar la economía local y regional mediante la articulación de empresas y microempresas a la cadena de valor de Pacífic Rubiales Energy, sus contratistas estratégicos, otras empresas del sector extractivo y/o de la sociedad civil.</p>
Occidental Colombia LLC (OXY)	<p>Colombia OXY señala su compromiso de contratar proveedores nacionales; por ejemplo, en 2012 de los 288 contratistas que prestaban servicios en La Cira-Infantas y en Llanos Norte, el 47% y 33%, respectivamente, eran proveedores locales.</p> <p>Sus prácticas de contenido local incluyen la capacitación y formación de capital humano en diversas actividades, que abarcan: seguimiento técnico, Salud, Medio Ambiente y Seguridad (HES), y negocios, tanto para sus empleados de planta, como para los de campo y apoyo.</p>
Petrominerales Colombia	<p>De acuerdo con los valores de la empresa, Petrominerales busca la integración de la comunidad a través de la contratación de empleados y proveedores locales en sus trabajos operativos.</p> <p>La compañía apoya el desarrollo de las comunidades en las que se llevan a cabo proyectos operativos, a partir de la contratación de negocios locales, la promoción de proyectos sostenibles de agricultura, opciones de microcrédito, programas de capacitación y certificación de trabajadores locales.</p>
Hocol	<p>En tecnologías, bienes, obras y servicios promueve la contratación en mercados locales.</p>
Petrobras Colombia Limited	<p>Contribuye en las áreas de influencia de sus operaciones en cuatro ejes: Productividad, Aprendizaje, Apoyo Interinstitucional y Saneamiento Básico. El plan de inversión social incluye programas de fortalecimiento productivo empresarial, refuerzo de la infraestructura básica social y desarrollo social para el mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades en las áreas de influencia de las operaciones, y de su auto sostenibilidad.</p> <p>Es relevante en los programas, en la promoción de la creación y conservación de actividades productivas propias de las comunidades, así como en el mejoramiento de los niveles educativos de la población.</p>

Fuente: Elaboración propia.

En los casos presentados, las acciones de contratación y promoción de proveedores locales responden a actividades de responsabilidad social de las empresas como una forma de

compensar los impactos de la industria petrolera en las comunidades en las que se desarrollan las actividades operativas.

Lo más destacable de los tres casos presentados es que las políticas de contenido local no se han limitado a acciones de gobierno, sino que la participación de las empresas privadas ha desempeñado un papel importante en la implementación y el éxito de estas iniciativas.

Si bien en el caso de las empresas privadas, las iniciativas de contenido local responden principalmente a temas de imagen corporativa y de responsabilidad social, es innegable el hecho de que es posible promover la participación económica, social y productiva de las localidades en las que se llevan adelante las actividades petroleras.

En los tres casos de estudio se identificaron seis estrategias principales, cuya implementación puede significar el éxito de las políticas de contenido local, aunque en algunos casos deberán tomarse precauciones para que las políticas y las modificaciones que implica la Reforma Energética no representen un riesgo para el subsector hidrocarburos. Las estrategias y sus posibles factores de éxito o de riesgo se presentan en el cuadro 8.

Cuadro 8

Factores de éxito y riesgo en las políticas de contenido local

Estrategias	Éxito	Riesgo
Dirección nacional desde el inicio	Es posible mantener la rectoría de la Nación sobre los recursos petroleros, a pesar de la entrada de capitales privados y extranjeros.	Asignación de contratos poco transparente o manejo de influencias para la obtención de licitaciones.
Evitar que los negocios petroleros erosionen otros negocios	Diagnóstico detallado de las cadenas locales de proveedores de bienes y servicios para identificar fortalezas y debilidades.	La atracción de nuevas inversiones en la industria podría dañar a otras industrias y empresas ubicadas en las localidades en las que se realicen las nuevas inversiones.
Compromiso de construir el <i>know-how</i> nacional	Es un factor clave en el desarrollo de las políticas de contenido social. En los tres casos de estudio, los gobiernos nacionales han enfatizado la necesidad de que los inversionistas privados contribuyan con la inversión en investigación y desarrollo para las industrias de hidrocarburos nacionales. Esto ha permitido aumentar el valor agregado de los productos nacionales, así como la creación de <i>clústers</i> científicos y tecnológicos.	
Extracción de la renta económica sin dañar al negocio petrolero	Al mismo tiempo, el gobierno debe hacer inversiones directas en la industria para tener derecho a recibir los mismos beneficios que cualquier accionista, a través de un sistema impositivo diseñado adecuadamente para garantizar que la renta petrolera se mantenga en el país pero que no sea una amenaza para las inversiones.	Un esquema impositivo demasiado rígido puede repeler a los inversionistas privados.
Política industrial de estímulo activo a los proveedores locales por vías fiscales y de acceso a financiamiento	A través de herramientas de financiamiento, las entidades gubernamentales y la banca de desarrollo pueden promover la expansión y un mayor flujo de inversiones a las empresas que forman parte de la cadena de valor, particularmente a las PyME, que participan como proveedoras de insumos y servicios.	

Cuadro 8

Factores de éxito y riesgo en las políticas de contenido local

Estrategias	Éxito	Riesgo
Incremento paulatino y sin excepciones de los requerimientos de contenido nacional	Mayores apoyos para las PyME vinculadas directamente a la industria, lo que potenciaría su desarrollo.	Puede significar cuellos de botella en la licitación de proyectos. Si bien se estimula la inversión en empresas locales, se deben crear mecanismos que garanticen la transparencia de las inversiones, y que agilicen la gestión de contratos.

Fuente: Elaboración propia.

5. Prospectiva de la producción de hidrocarburos

En esta sección se presentan datos y estadísticas recabados de fuentes oficiales con respecto a estimaciones para la producción de hidrocarburos en los próximos años, así como las prioridades de inversión en el país.

Las proyecciones provienen de tres fuentes y proporcionan información complementaria. Las primeras son las de la SENER y generan dos proyecciones de producción, una inercial y otra basada en la Estrategia Nacional de Energía. La segunda proyección es de la EIA de Estados Unidos, y presenta proyecciones de la producción estimada en barriles diarios entre 2010 y 2040. Estos datos ya incorporan el incremento esperado resultado de la Reforma Energética. Finalmente se presentan proyecciones de la SENER en cuanto a necesidades de inversión para diferentes tipos de yacimientos de hidrocarburos.

5.1. Prospectiva de la SENER

La principal fuente de información estadística sobre el subsector hidrocarburos es la SENER y su sistema de información estadística. De acuerdo con la publicación *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2013-2026* (SENER, 2013), se calcula que la producción de petróleo crudo alcance los 2.884 miles de barriles diarios en 2020, y los 3.138 miles de barriles diarios en 2027, con una tasa media de crecimiento anual (TMCA) del 1,4% para el período 2013-2027.

En el mismo documento se señala que la perspectiva de Pemex en el mediano y largo plazos es continuar diversificando las labores de exploración en las múltiples provincias geológicas nacionales, como el Cinturón Plegado Perdido, Salina de Bravo y Salina del Istmo, ubicadas en Aguas Profundas del Golfo de México.

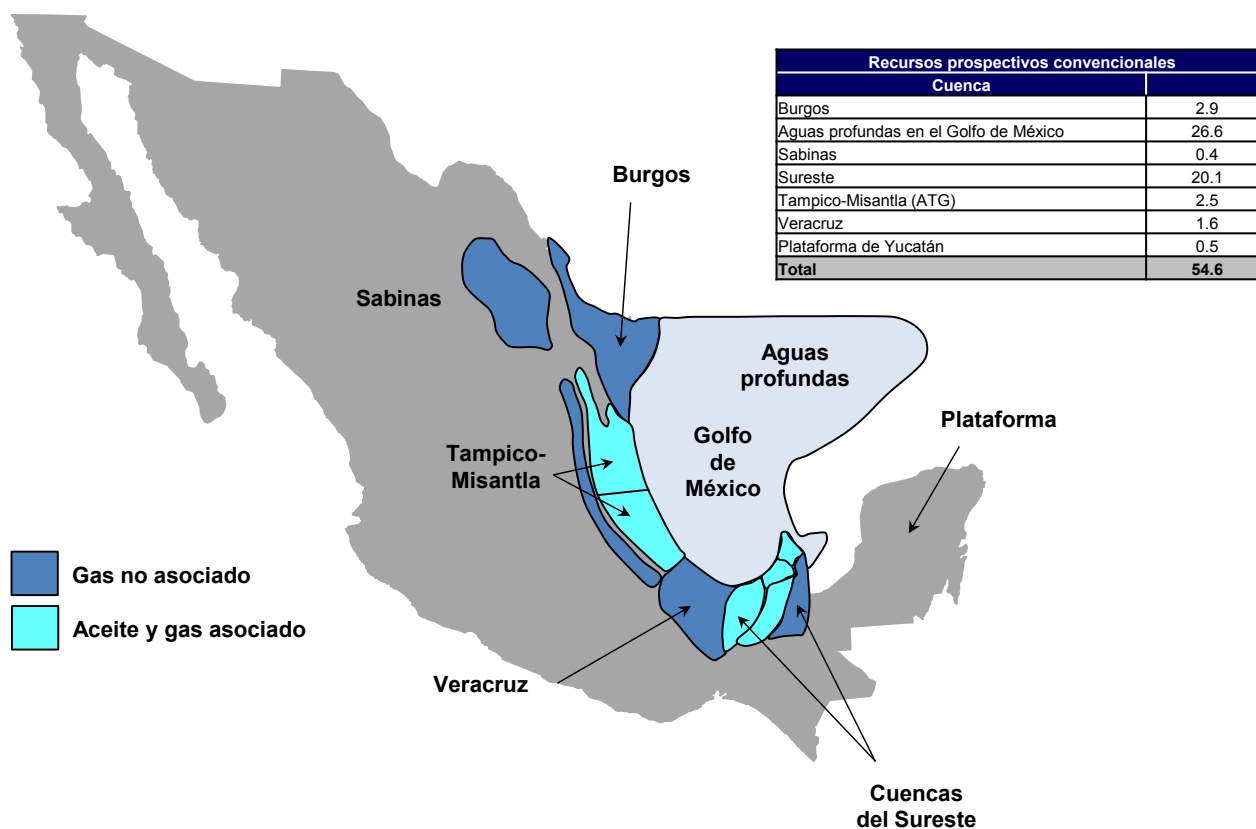
Se estima que México cuenta con 54,6 millones de barriles equivalentes de crudo (mmbpce) de recursos prospectivos convencionales:

- El 49% se concentra en aguas profundas del Golfo de México, ubicadas en tirantes de aguas mayores a 500 metros con una superficie aproximada de 575.000 km², los cuales pueden convertirse en reservas mediante la actividad exploratoria exitosa.

- El 51% restante de los recursos prospectivos del país se encuentra en áreas terrestres y en la plataforma continental (aguas someras), donde destacan las Cuencas del Sureste, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz. En estas regiones Pemex deberá intensificar esfuerzos en exploración y desarrollo, aprovechando las capacidades existentes y el uso de tecnologías conocidas.

Gráfico 11

Distribución de recursos prospectivos en México
(miles de millones de petróleo crudo equivalente)



Fuente: SENER (2013).

Las proyecciones del sistema consideran dos escenarios: el inercial y el de la Estrategia Nacional de Energía (ENE).⁷

En el escenario inercial se prevé que la producción en aguas profundas se iniciará a partir de 2015, con la producción de gas del proyecto Lakach. En tanto, la de petróleo comenzaría en 2021, con los proyectos Área Perdido y Holok, a los que posteriormente se agregará Tlanacán. El escenario inercial requerirá perforar 1.556 pozos en promedio por año entre 2012 y 2026. Se estima que los proyectos de exploración permitirán incorporar reservas totales de hidrocarburos (3P) por 2.004 mmbpce en promedio anual durante el período 2012-2026 (SENER, 2012).

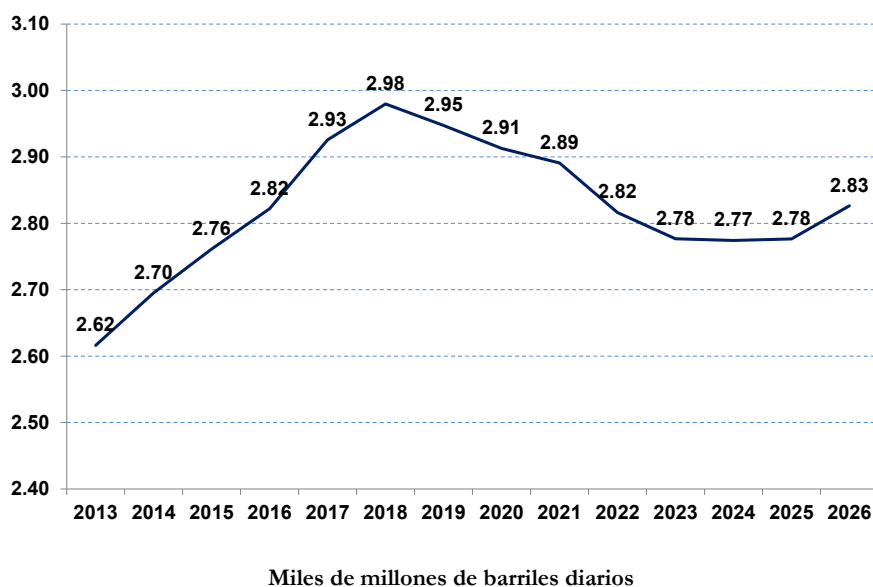
⁷ Escenario calculado a partir de la Estrategia Nacional de Energía 2012-2026 (ENE). Si bien se trata de proyecciones realizadas en la administración 2006-2012, y con base en la Reforma Energética de 2008, el Sistema de Información Energética de la SENER sigue manejando ambos escenarios, y al tratarse de la única información de estadística oficial disponible de prospectivas del sector, se la considera válida.

La inversión promedio anual que sustenta al escenario es de Méx\$ 310.500 millones en el período 2012-2026. Esta se destinará a mejorar los resultados exploratorios y mantener la plataforma de producción.

La prospectiva de producción de petróleo crudo en el escenario inercial contempla una producción de 2,62 miles de millones de barriles diarios en 2013, y de 2,83 miles de millones de barriles diarios en 2026, con una TMCA del 0,60%.

Gráfico 12

Prospectiva de producción de petróleo crudo, escenario inercial al año 2026

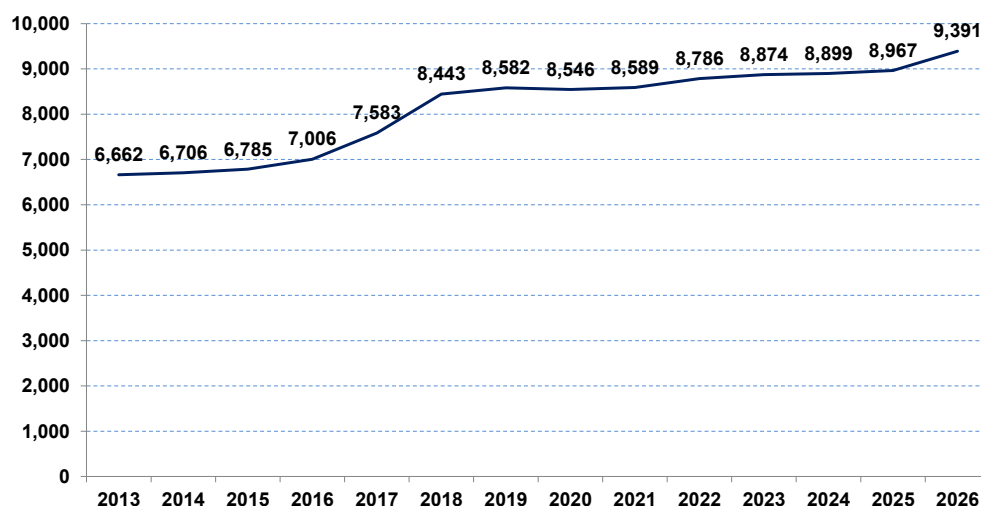


Fuente: Sistema de Información Energética (2014).

Para la producción de gas natural, el escenario inercial calcula una producción de 6.662 millones de pies cúbicos diarios en 2013, y de 9.390 millones de pies cúbicos diarios en 2026, con una TMCA de 2,68%.

Gráfico 13

Prospectiva de producción de gas natural, escenario inercial al año 2026
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Sistema de Información Energética (2014).

En cuanto al escenario ENE, según este los requisitos de inversión alcanzarán un promedio anual de Méx\$ 339.900 millones entre 2012 y 2026. De este monto, un 37,9% se ocupará para la explotación de campos actuales, un 22,7% se destinará a la exploración de nuevos campos, un 17,7% se orientará al desarrollo de proyectos en aguas profundas, un 7,7% será inversión complementaria de los Contratos Integrales, un 7,6% se utilizará para desarrollar los dos *plays* de *shale gas*, y el 1,8% restante corresponderá a la implementación de un programa de recuperación mejorada.

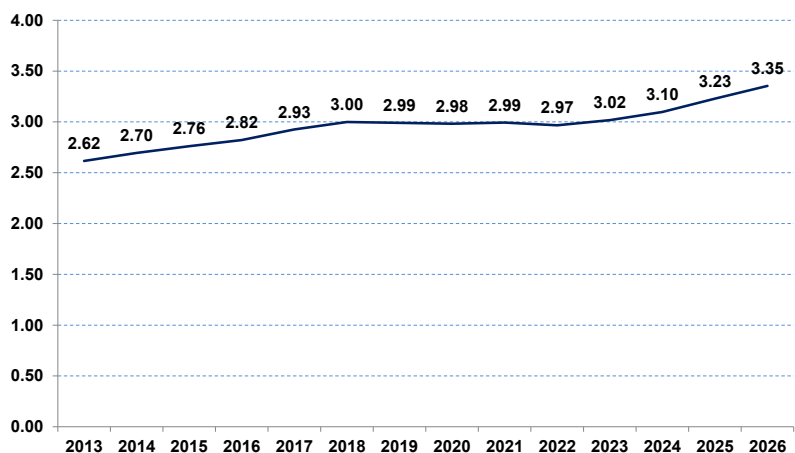
En el escenario se llevarán a cabo los mismos proyectos de aguas profundas que los del escenario inercial, pero con producciones de crudo mayores en 40 mbd hacia 2026.

Por otra parte, a partir de 2018 se integrará a la producción de crudo un programa de recuperación mejorada. El promedio de pozos a perforar entre 2012 y 2026 será de 1.753 por año, y la incorporación de reservas 3P será de 2.020 mmbpce promedio anual en el período 2012-2026 (SENER, 2012).

La prospectiva de producción de petróleo crudo en este escenario contempla una producción de 2,62 miles de millones de barriles diarios en 2013, y de 3,35 miles de millones de barriles diarios para 2026, con una TMCA del 1,93%.

Gráfico 14

Prospectiva de producción de petróleo crudo, escenario ENE al año 2026
(miles de millones de barriles diarios)

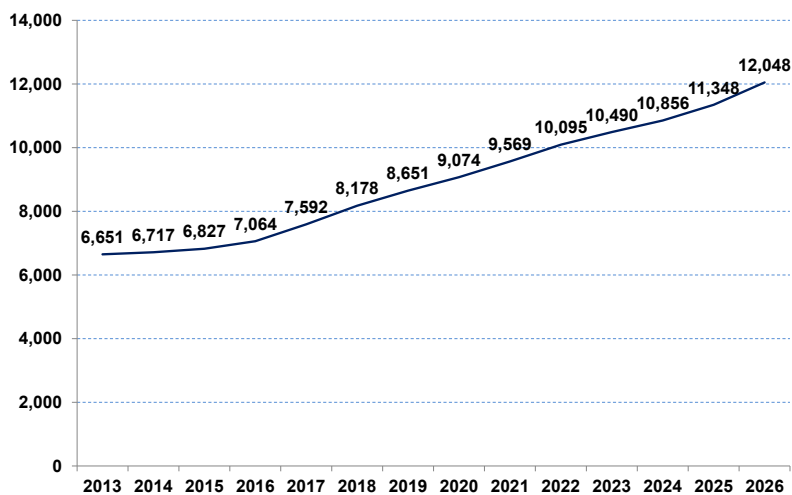


Fuente: Sistema de Información Energética (2014).

Por su parte, el escenario ENE calcula que la producción de gas natural será de 6.651 millones de pies cúbicos diarios en 2013, y de 12.048 millones de pies cúbicos diarios para 2026, con una TMCA del 4,68%.

Gráfico 15

Prospectiva de producción de gas natural, escenario ENE al año 2026
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Sistema de Información Energética (2014).

La exploración, el descubrimiento y el eventual desarrollo de los campos en aguas profundas requieren capacidades técnicas y de ejecución significativas, lo cual conlleva riesgos importantes para la inversión.

Para el aumento del nivel de incorporación de reservas de petróleo en aguas someras y áreas terrestres, PEP busca continuar la exploración en la búsqueda de petróleo ligero, gas y condensado y petróleo pesado en *plays* establecidos que se ubican en las Cuencas del Sureste.

Cuadro 9

Áreas prospectivas de *shale gas* en México

Áreas y <i>plays</i>	Tipo de hidrocarburos	Área prospectiva	Rango prospectivo	Pozos perforados	Recursos prospectivos
Piedras Negras-Eagle Ford, Sabinas Norte, Burgos y Agua Nueva	Gas seco	43.000 km ²	2.500-4.000 m	33	27-87
Sabinas Norte, La Casita, Burgos Occidental y Pimienta	Gas seco	43.500 km ²	1.000-5.000 m	No disponible	55-162
Agua Nueva, Pimienta, Maltrata Central	Gas seco y crudo ligero	37.000 km ²	1.000-5.000 m	No disponible	Agua Nueva: 21-67 Pimienta: 42-121 Maltrata: 5-13
Ojinaga Bone Spring y Ojinaga Woodford	Gas seco	33.000 km ²	3.000-5.000 m	Exploratorios (paleozoico)	Por definir

Fuente: Estrada (2013).

5.2. Prospectiva de la EIA

La Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) tiene una visión moderadamente optimista de las posibilidades de éxito de la Reforma Energética. A partir de sus propias proyecciones sobre la producción mundial de petróleo,⁸ esta institución estimó que la producción total de combustibles líquidos en México disminuirá

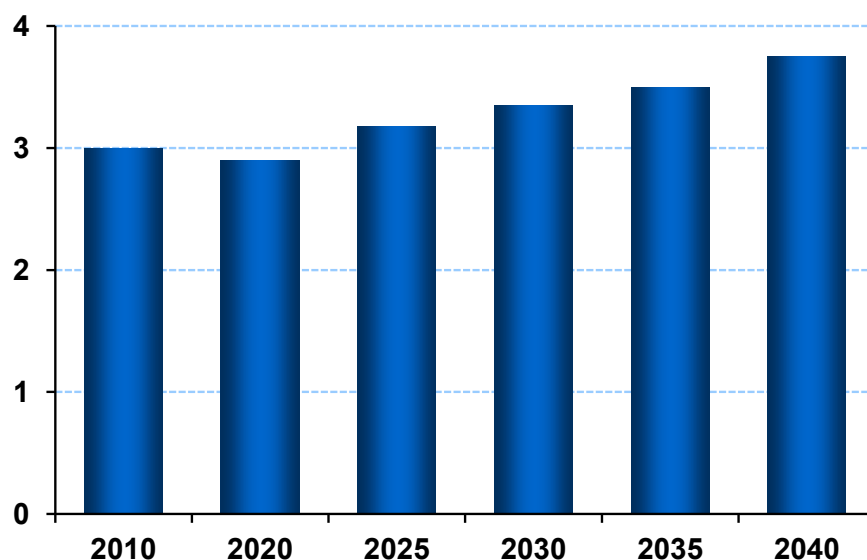
⁸ La EIA proyecta escenarios de la producción mundial de petróleo para cada año. En el caso de 2014 estima una tendencia a la baja de los precios mundiales del petróleo de alrededor de US\$97 por barril en 2020. Después de 2020, se estima una tendencia a la alza para alcanzar un precio de US\$141 por barril en 2040. En cuanto al consumo, se estima que aumente de 87 MMbd en 2010 a 98 MMbd en 2020 y 119 MMbd en 2040. En este escenario se estima que el crudo y los condensados cedan ante los suministros de la OPEP y de las fuentes fuera de esta, cuya proyección es que aumenten de 74,9 MMbd en 2010 a 99,1 MMbd en 2040. La producción de otros combustibles líquidos se incrementará de 12,3 MMbd en 2010 a 20,3 MMbd en 2040.

en los próximos años, logrando estabilizar sus niveles en 2020 con una producción de 2,9 millones de barriles diarios (MMbd), y llegando a 3,7 MMbd en 2040.

Gráfico 16

Prospectivas de producción según la EIA en México, 2010-2040

(millones de barriles por día)



Fuente: U.S. Energy Information Administration (2014).

No obstante, la EIA considera que el potencial de México en la industria es enorme, ya que con 10.000 millones de barriles de reservas probadas de petróleo y los grandes volúmenes de recursos de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México, más la implementación exitosa de la Reforma Energética, se podrían transformar sustancialmente las perspectivas de la producción petrolera del país.

5.3. Prospectivas de inversión

Históricamente la inversión de Pemex se ha ubicado en el orden de los US\$15.000 millones anuales. De acuerdo con las estimaciones de Pemex, para llegar a una meta de producción de 3,5 Mmbd se requiere una inversión de US\$27.000 millones anuales y una inversión privada del orden de los US\$12.000 millones anuales.

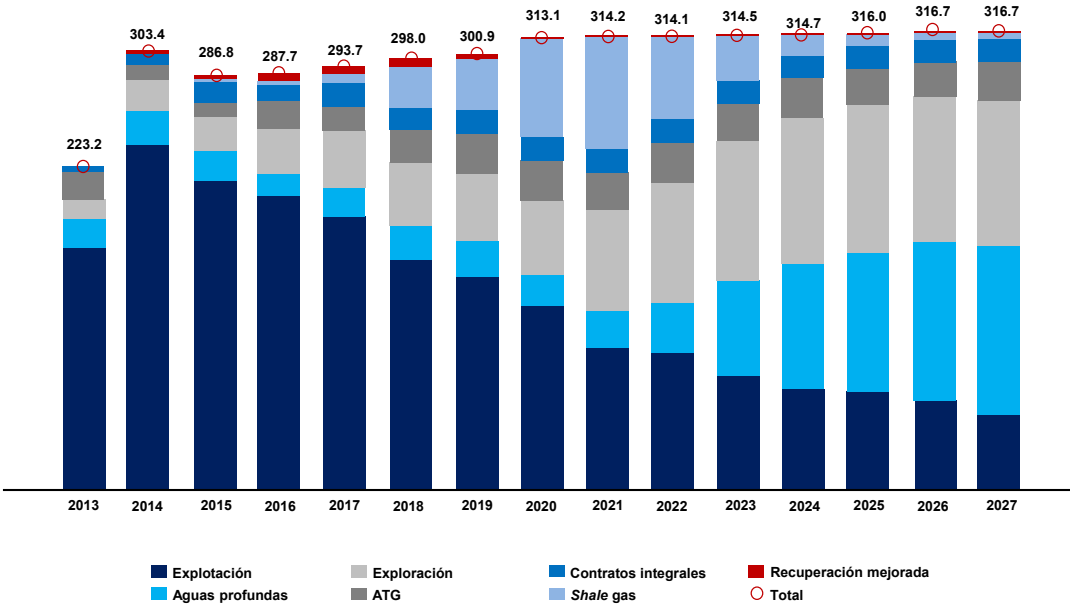
El tipo de proyectos que será financiado por esta inversión va a evolucionar como resultado de los diferentes tipos de yacimientos, y del balance entre reservas potenciales y probadas. Este

escenario fue elaborado por la SENER, en coordinación con SHCP y Pemex, para el período 2013-2027. Bajo dichas condiciones se calculó un escenario inercial que no considera los efectos asociados a las acciones y a las recientes reformas estructurales.⁹

Gráfico 17

Inversión requerida de la cartera de proyectos en exploración y producción para Pemex

(miles de millones de pesos de 2013)



Fuente: SENER (2013).

Se requiere una inversión anual promedio de Méx\$ 300.900 millones de 2013 durante el período 2013-2027. El tipo de proyectos cambia de forma importante, ya que para 2013, la mayor cantidad de inversiones está dirigida a proyectos de explotación (75% del total), cifra que irá disminuyendo gradualmente hasta alcanzar un 16,7% del total en 2027.

En contraste, las inversiones en proyectos de exploración empiezan a incrementarse a partir de 2014, llegando a una participación del 31,8% en 2027. Esto representa una tasa de crecimiento

⁹ El escenario base parte de la estimación de la SCHP de que la economía mexicana crecería en 2013 a una tasa del 3,1% en términos reales. El año 2013 se tomó como base para proyectar el escenario de planificación del crecimiento para el resto del período, y se caracteriza por una tasa media de crecimiento anual del 0,8% entre 2013 y 2027. Bajo este contexto, el valor máximo de crecimiento del producto interno bruto (PIB) será de un 4% entre 2014 y 2018, y el mínimo será de un 3,1% en 2013.

del 13,7% en promedio anual durante 2013-2027. En 2023 los proyectos de exploración obtendrán mayores inversiones en comparación con los proyectos de explotación.

De acuerdo con el documento, los proyectos de exploración estarán dirigidos en su mayor parte a inversiones en aguas someras, seguidos de las cuencas terrestres y en menor proporción de inversiones en aguas profundas. Estas últimas se incrementarán a partir de 2022, hasta llegar al 36,4% del total para 2027.

Llama también la atención la creciente importancia que tendrán las inversiones en *shale gas*. En 2013 la participación será únicamente del 0,8% del total de las inversiones programadas para ese año y estará enfocada en cuantificar con mayor certidumbre los recursos no convencionales. De acuerdo con las proyecciones, las inversiones llegarán a un máximo en 2021, momento en el que participarán con un 24,7% del total, es decir: Méx\$ 77,6 mmd. Las inversiones para estos proyectos se reducirán considerablemente hasta participar con solo 1,2% del total en el año 2027.

Por su parte, el Programa Nacional de Infraestructura estima que la inversión de origen privado en el sector energético alcanzará al menos una participación del 27% del total (SENER, 2014).

Cuadro 10

Necesidades de inversión por tipo de proyecto del Programa Nacional de Infraestructura, 2013-2018

Tipo de proyecto	Inversión estimada (mdd)	
	Total	Privada
Exploración y producción	185.470	50.590
Procesamiento y transformación	48.650	10.530
Petroquímica	3.855	985
Transporte y almacenamiento	17.365	12.915
Generación y comercialización de energía eléctrica	23.760	6.320

Fuente: SENER (2014).

Dadas las perspectivas de producción nacional y la creciente tendencia mundial a la explotación y uso de gas natural, en particular el *shale gas* de la región sur-centro de Estados Unidos, es posible mantener una visión positiva sobre la producción de hidrocarburos y, por lo tanto, esperar aumentos en la demanda de insumos para su exploración y extracción.

Si bien es claro en que los próximos años la industria de hidrocarburos experimentará un gran crecimiento, habrá algunos factores que incidirán en la velocidad de su desarrollo, como: la implementación exitosa de la Reforma Energética, que dependerá en gran medida de las leyes y reglamentos finales; la evolución del precio del petróleo y del gas en los próximos años; y la clarificación de los derechos propietarios de la tierra (en particular ejidos) y los poseedores de los derechos de aprovechamiento de hidrocarburos en esas tierras.

6. Productos y servicios mineros utilizados por el subsector hidrocarburos

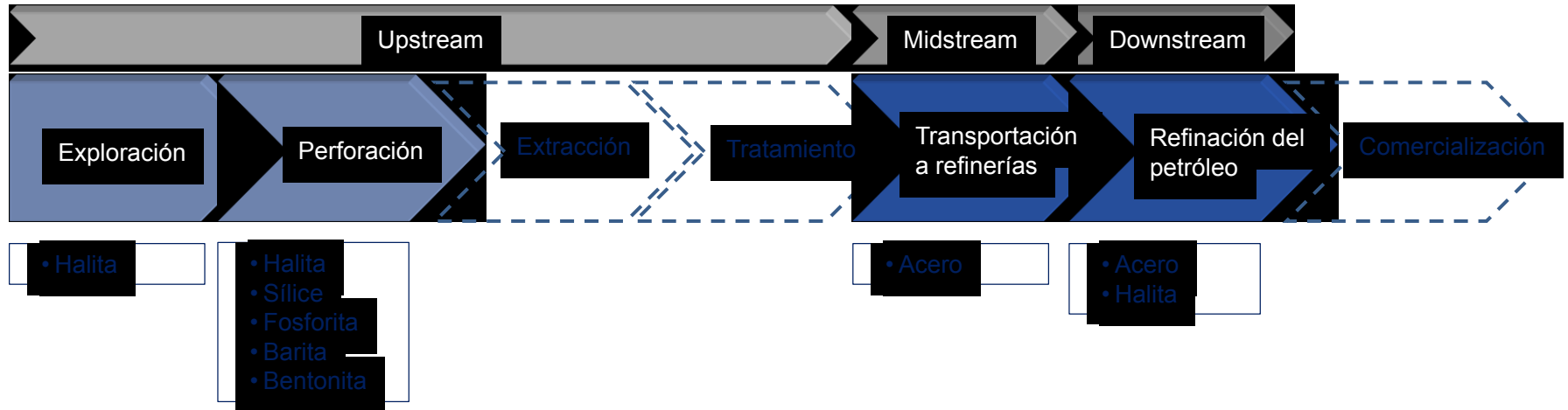
El presente capítulo describe la producción en México de los productos minerales metálicos y no metálicos utilizados en la cadena de valor de hidrocarburos. Dada su importancia, se profundiza en el análisis de la producción y del consumo de barita y bentonita. Dicho análisis será de utilidad para determinar la inversión que requiere realizar la pequeña minería para poder satisfacer el crecimiento esperado en demanda.

6.1. Producción de principales minerales utilizados

Las cadenas de valor del sector hidrocarburos utilizan en sus diferentes eslabones productos y servicios de la Industria Minera Ampliada. La actividad más relevante en cuanto a impactos esperados por la Reforma Energética es la de producción de minerales empleados en los procesos productivos para la extracción y producción de petróleo y gas.

Gráfico 18

Minerales usados en la cadena de valor del petróleo



Fuente: Elaboración propia.

Como se ha explicado, la extracción de hidrocarburos requiere insumos minerales como halita, bentonita, barita, mica, tungstenos, sílice, fosforita, hierro (componente principal en la producción de acero), plomo y diamantes (Musgrove, s/f). México produce seis de ellos: halita, sílice, fosforita, hierro, barita y bentonita. Si bien el hierro, la halita, el sílice y la fosforita presentan volúmenes de producción mucho mayores, la barita y la bentonita destacan por su intensidad de uso en el eslabón de perforación.

El mineral metálico de mayor volumen de producción en México es el hierro. Este producto es consumido por una gran variedad de industrias, y es utilizado en el sector de hidrocarburos en los procesos de extracción, transporte y refinación de petróleo, gas natural y otros químicos, así como en las plataformas de pozos petroleros y de gas para la construcción de sistemas de tuberías, electricidad, componentes de turbinas de energía, torres eléctricas y turbinas de viento.

La producción de hierro en 2011 fue de 12,8 millones de toneladas, 9% menor que en 2010, y la extracción de este producto fue del 65% del volumen obtenido (SE, 2013a). Los principales estados productores de hierro son Michoacán, Coahuila, Colima, Jalisco, Sonora, Durango y Chihuahua, que en conjunto obtienen el 95% de la producción nacional de hierro (SE, 2013a).

De acuerdo con la SE, el incremento de la demanda global de insumos ha provocado una escasez de minerales de hierro, entre otros productos, lo que ha dado como resultado un aumento en los precios.

La halita o sal, como comúnmente se le conoce, es el segundo mineral más producido en la industria. En la industria petrolera la sal se utiliza como floculante para aumentar la densidad de los fluidos de perforación, para evitar la disolución de horizontes salinos y para incrementar la velocidad de cementación del concreto utilizado en la perforación (SE, 2013a).

La producción de sal en 2011 fue de 8.769 miles de toneladas, destacando Baja California Sur con una producción de prácticamente 20.000 toneladas diarias, que se destinan en su totalidad al mercado de exportaciones, mientras que el resto de la producción corresponde a las salineras en los estados de Veracruz, Nuevo León y Colima, las cuales abastecen al mercado nacional.

La sal se obtiene principalmente en Guerrero Negro, Baja California Sur, de donde se extrae el 82% de la producción nacional. De los estados de Veracruz, Nuevo León y Colima surge el 18% restante de este mineral. Asimismo, existe potencial de explotación en los estados de Yucatán, Coahuila, San Luis Potosí, Tamaulipas y Chihuahua (SE, 2013a).

En cuanto al sílice, su principal uso en la industria es para los procesos de cementación y fracturación de pozos petroleros. El proceso consiste en inyectar arena sílica de grano redondo y uniforme. La producción nacional de sílice en 2011 fue de 2,5 millones de toneladas, 3% menor que en el año anterior. El sílice se produce principalmente en los estados de Coahuila, Veracruz y Nuevo León (SE, 2013a).

La fosforita se utiliza en la elaboración de lodos de perforación y líquidos hidráulicos, el trifosfato se emplea también en perforaciones petrolíferas para mejorar las propiedades mecánicas de los suelos. En 2011 la producción nacional de fosforita fue de 1.690.606

toneladas, 12% más que en 2010. Baja California Sur es el único estado productor de fosforita (SE, 2013a).

6.1.1. Bentonita

La estructura productiva de la bentonita se divide en pequeños mineros y grandes empresas productoras. Ambos tipos de productores realizan el proceso de extracción y transformación que comienza con la etapa de minado. Los pequeños mineros venden el mineral a granel y en sacos a grandes empresas. Las grandes empresas procesan y venden al consumidor final en sacos o a granel.

El minado comúnmente empleado en la extracción de bentonita es el método de cielo abierto. Este método involucra la remoción de materiales superficiales para exponer el mineral y tener acceso para su extracción; dichos materiales son separados en montones que después se redistribuyen durante el cierre de la mina y la recuperación del terreno futuro. Las capas de bentonita se deben quitar cuidadosamente para evitar su contaminación, para lo cual se emplean palas mecánicas, rascadores y excavadoras, que sirven para remover la capa superficial sobre el yacimiento.

Una vez removido el mineral, se continúa con el proceso de minado para extraer la bentonita. Las bentonitas minadas suelen tener una humedad de entre 25% y 35% en peso, por lo que se requiere una etapa de secado que combina el secado al aire libre y en planta. El secado al aire libre permite eliminar el 50% de la humedad, reduciendo costos de acarreo y de secado final.

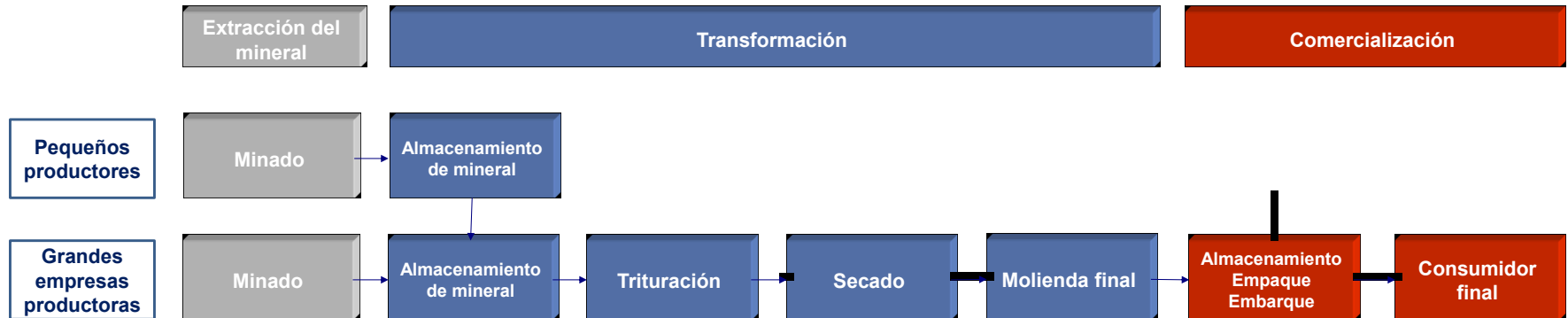
Posteriormente, mediante cargadores frontales, el producto se coloca en camiones que lo transportan a las plantas de procesamiento y lo almacenan en montones, separados de acuerdo con el tipo y la calidad de la bentonita. De las pilas de almacenamiento, el mineral es transportado a un secador rotatorio para reducir el contenido de humedad.

Después del secado, la bentonita pasa a través de una combinación de trituradoras y molinos de rodillo para reducir su tamaño y prepararla para la siguiente etapa. En la etapa de trituración el mineral pasa a su vez por unas mallas que permiten clasificarlo por tamaño.

En la siguiente etapa se utiliza *soda ash* (carbonato de sodio anhidro) que sirve para mejorar las propiedades de dilatación de la bentonita. La *soda ash* moja el mineral usando un mezclador de paletas para distribuir de manera uniforme los componentes; en el proceso se agrega agua para mejorar la reacción de la *soda ash* y la bentonita.

Gráfico 19

Cadena de valor de la bentonita



Fuente: SE (2013a).

Posteriormente, mediante cargadores frontales, el producto se coloca en camiones que lo transportan a las plantas de procesamiento y lo almacenan en montones, separados de acuerdo con el tipo y la calidad de la bentonita. De las pilas de almacenamiento, el mineral es transportado a un secador rotatorio para reducir el contenido de humedad.

Después del secado, la bentonita pasa a través de una combinación de trituradoras y molinos de rodillo para reducir su tamaño y prepararla para la siguiente etapa. En la etapa de trituración el mineral pasa a su vez por unas mallas que permiten clasificarlo por tamaño.

En la siguiente etapa se utiliza *soda ash* (carbonato de sodio anhidro) que sirve para mejorar las propiedades de dilatación de la bentonita. La *soda ash* moja el mineral usando un mezclador de paletas para distribuir de manera uniforme los componentes; en el proceso se agrega agua para mejorar la reacción de la *soda ash* y la bentonita.

Luego, se realiza el secado en planta, durante el cual la bentonita se procesa a través de secadores rotatorios de carbón o de gas para reducir el contenido de humedad resultante de la etapa anterior. Una vez secado el mineral, vuelve a pasar por otra etapa de molienda para reducir el tamaño de la partícula de acuerdo con las aplicaciones que se le vayan a dar. En esta etapa se usa la clasificación por aire durante o después de la molienda como una etapa aparte del procesamiento.

En la molienda final se agregan polímeros para mejorar la viscosidad y perder fluido, lo cual mejora el funcionamiento de la bentonita. El producto de la bentonita es pulverizado y manufacturado de acuerdo con las especificaciones del cliente.

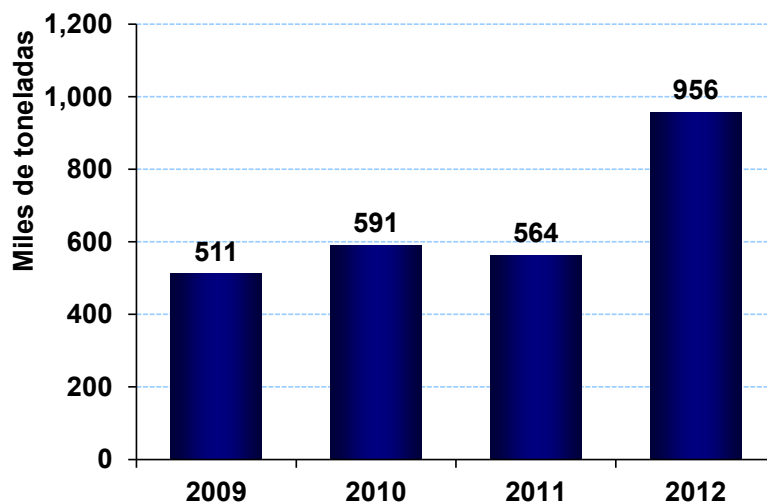
Después de la etapa de transformación, la bentonita es almacenada y envasada en contenedores de plástico, papel reforzado o a granel para ser embarcada y distribuida en el mercado, ya sea en ferrocarril, camión o barco, según el mercado al que se destine el producto (nacional o internacional).

Producción y transformación de bentonita en México

Entre 2009 y 2010 la producción nacional de bentonita tuvo una tendencia de crecimiento positiva, que se vio detenida en 2011 cuando los volúmenes de producción disminuyeron en un 5%. Hubo una considerable recuperación en el período siguiente, ya que la producción de este mineral en 2012 fue de 956,2 mil toneladas, es decir: un 69,6% más que en 2011.

Gráfico 20

Producción nacional de bentonita



Fuente: SE (2013a).

El 98,49% de la producción nacional de bentonita se obtiene en el estado de Durango, mientras que el resto de la producción proviene de los estados de Puebla, San Luis Potosí y Jalisco. Los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas registran volúmenes de producción de bentonita para algunos años, aunque –como se puede observar– desde 2010 no hay más datos de la producción de este mineral (véase el cuadro 11) (SE, 2013b).

Cuadro 11

Estados productores de bentonita (toneladas)

Bentonita	2009	2010	2011	2012*
Total	511.430	590.998	563.795	956.224
Durango	430.000	532.800	536.300	941.800
Puebla	20.948	36.422	19.895	8.915
San Luis Potosí	6.000	5.800	6.800	4.533
Jalisco	4.000	976	800	976
Coahuila	40.000	15.000	-	-
Nuevo León	8.882	-	-	-
Tamaulipas	1.600	-	-	-

Fuente: SE (2013b).

*Cifras preliminares.

Las principales minas de explotación de bentonita en México se localizan en el estado de Durango y se consignan aquí en el cuadro 12.¹⁰

Cuadro 12
Principales empresas productoras de bentonita en Durango

Empresa	Municipio	Toneladas mensuales
Durango		17,366
Arcillas Industriales Procesadas, S.A. de C.V.	Cuencamé	8,033
Barmex, S.A. de C.V.	Cuencamé	4,334
Minerales de Avino, S.A. de C.V.	Nazas	4,166
Friozac, S.A. de C.V.	Cuencamé	833

Fuente: SE (2011).

Las principales plantas de transformación se encuentran en el estado de Durango; Coahuila registra cuatro plantas en las que se llevan a cabo las actividades de molienda y clasificación del mineral. Jalisco, Puebla y San Luis Potosí registran plantas de procesamiento y beneficio de bentonita (véase el cuadro 13).

Cuadro 13
Plantas de transformación de bentonita en México

Empresa	Municipio	Producción anual
Durango		
Arcillas Industriales de Durango, S.A. de C.V.	Cuencamé	86.400
Barmex, S.A. de C.V.	Cuencamé	66.000
Sociedad Cooperativa Pueblos Unidos de Santiago	Cuencamé	18.000
Friozac, S.A. de C.V.	Cuencamé	12.600
Minera Sayro	Cuencamé	11.040
Cia. Arcillas Industriales Procesadas, S.A. de C.V.	Cuencamé	8.083
Minerales de Avino	Cuencamé	5.160

¹⁰ Los volúmenes de producción de las minas que se muestran en la tabla no representan los volúmenes totales de la producción de cada estado. Asimismo, no se cuenta con información sobre el resto de las minas de bentonita en el país, ni sobre la producción de las mismas. La información que contienen en ambos cuadros (producción por estado y principales minas de explotación) se obtuvo de la última edición disponible del *Anuario Estadístico de Minería* y de los documentos del perfil minero de cada estado presentado. En todos los casos señalados, es la única información disponible.

Cuadro 13**Plantas de transformación de bentonita en México**

Empresa	Municipio	Producción anual
Coahuila		
Arcillas Procesadas, S.A.	Torreón	90.000
Minerales y Arcillas, S.A.	Torreón	9.000
Cementos Mexicanos, S.A.	Torreón	9.000
Molinos Industriales La Laguna, S.A.	Torreón	7.500
Jalisco		
Técnica Mineral, S.A.*	Tlaquepaque	ND
Puebla		
Sud Chemie de México, S.A. de C.V.*	Puebla	5.010
SLP		
Fosfatos Tricálcicos, S.A. de C.V.		4.500

Fuente: SE, (2011, 2013). *Beneficio de otros minerales además de la bentonita.

ND: no se dispone de datos.

Como se explicó en el análisis de la cadena de valor, algunas de las empresas que extraen bentonita son también transformadoras del mineral.

Mercado internacional de la bentonita

La bentonita tiene diversos usos industriales. Se utiliza en la fabricación de moldes de fundición de acero, hierro y metales no ferrosos; en la industria alimenticia como clarificador de vinos y jugos; sirve como material de sellado de residuos tóxicos y peligrosos, así como de residuos radiactivos de baja, media y alta actividad; se utiliza también en mezclas de suelos para disminuir su permeabilidad impidiendo el escape de gases o lixiviados en depósitos; se emplea en la fabricación de jabones como emulsionante, ablandador de aguas duras y para corregir el exceso de álcalis del jabón.

En ingeniería civil es útil para cementar fisuras y grietas de rocas para impedir el derrumbamiento de túneles y excavaciones, para impermeabilizar trincheras y estabilizar charcas, para proveer soportes de paredes no mecánicas, además de aumentar la capacidad del cemento para ser trabajado y su plasticidad.

En cuanto al mercado internacional de la bentonita, el principal productor mundial es Estados Unidos. De acuerdo con datos de la USGS (2014), México se encuentra en el décimo lugar de producción de bentonita en 2013.

Cuadro 14**Producción mundial de bentonita (miles de toneladas anuales)**

País	2011	2012	2013
Estados Unidos	4.810	4.980	4.950
Grecia	850	800	1.200
Brasil	532	567	570
Turquía	1.000	400	400
Alemania	350	375	350
República Checa	160	221	220
Ucrania	185	210	210
España	155	115	110
Italia	110	110	100
México	54	54	50
Otros	2.100	2.100	2.100
Producción mundial	7.690	9.950	10.300

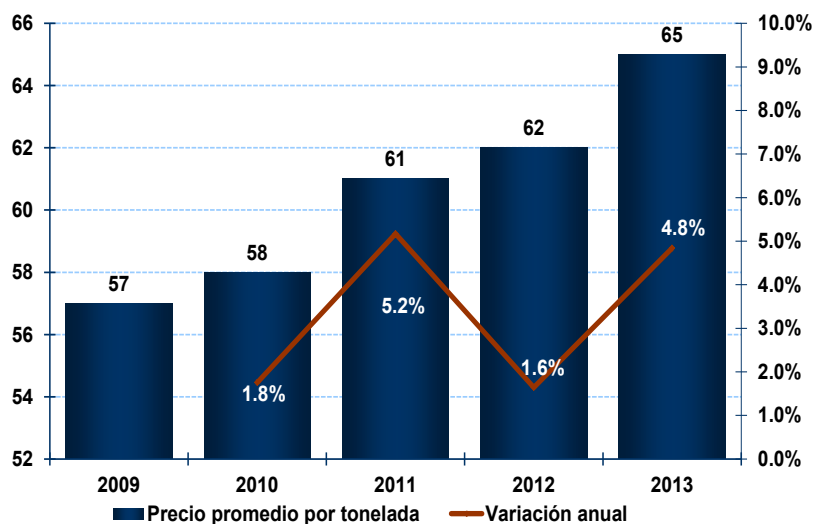
Fuente: USGS (2014).

Los principales mercados de bentonita son América del Norte, Asia y Europa; el patrón de consumo varía de acuerdo con las necesidades locales y con el grado de industrialización de los países demandantes.

En cuanto a su precio, en 2013 fue de US\$65 en promedio por tonelada, y se ha mantenido a la alza desde 2009. Si bien en 2012 se observó un crecimiento menor que en otros años, la tasa de variación de los precios de la bentonita se muestra positiva.

Gráfico 21

Precio de la bentonita en Estados Unidos



Fuente: USGS (2014).

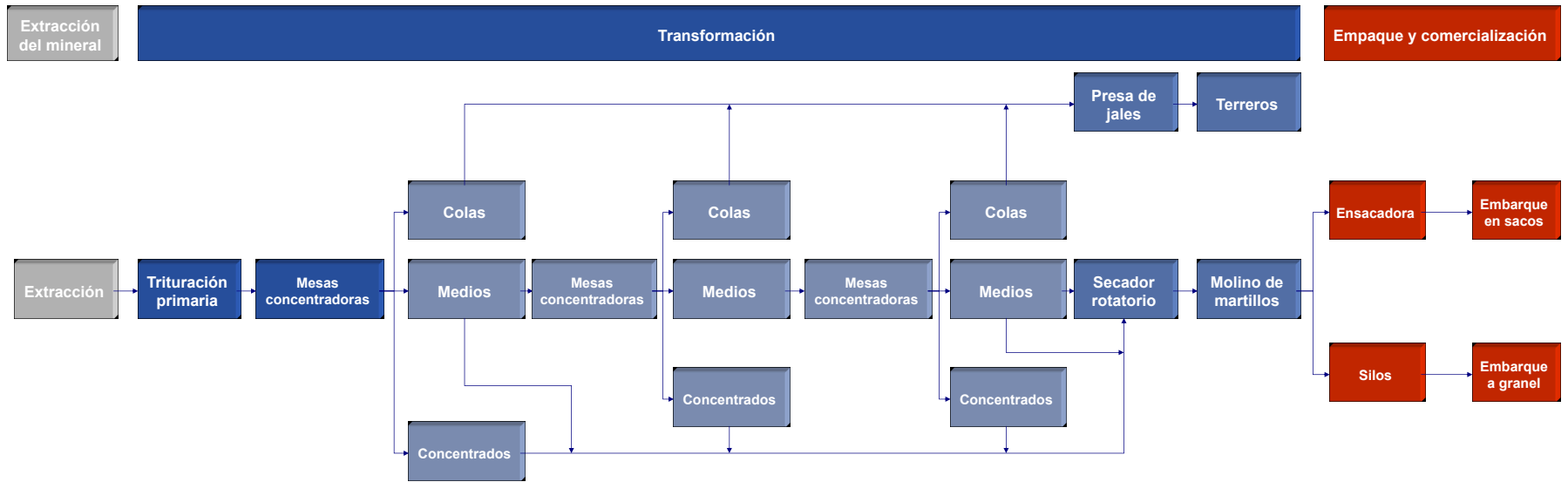
6.1.2. Barita

En la industria petrolera la barita se utiliza en los lodos de perforación como agente densificante, para evitar que el gas, petróleo o agua invadan el barreno, previniendo el derrumbe de las paredes mediante el control de presión hidrostática de las columnas de fluido y dando efecto de flotación a la sarta de perforación, para ayudar a sostenerla.

El proceso de extracción de la barita se realiza con el método de minado subterráneo, utilizando el sistema de tumba sobre carga. La extracción del mineral se lleva a cabo a través de contrapozos a niveles de acarreo. El acarreo interior en mina después de tolvas se conduce en carro minero hasta el tiro de extracción general de superficie.

Gráfico 22

Cadena de valor de la barita



Fuente: SE. (2012).

Aproximadamente un 80% de la barita es extraído por pequeñas empresas mineras y solo un 20% por empresas grandes. Del mineral tumbado se extrae solamente una tercera parte, quedando el resto para continuar con el tumbado del bloque. El mineral quebrado restante se extrae hasta que los cortes lleguen al nivel superior. En una mina que produce 1.000 toneladas al mes, se utiliza un camión diario que saca material cada ½ hora por ocho horas de trabajo.

La siguiente etapa es la trituración, que se realiza con trituradoras de quijada o cono, utilizando cribas vibratorias en el circuito para maximizar la eficiencia de la trituración y para reducir la producción de ultrafinos. El proceso consta también de un circuito de trituración secundaria para homogeneizar los tamaños de partícula antes de la separación gravimétrica.

Una vez triturado, el mineral se clasifica en mesas concentradoras en las que se diferencian concentrados, medios y colas; este proceso puede repetirse hasta tres veces. Los concentrados pasan a un secador rotatorio, los medios por las mesas concentradoras y posteriormente van al secador rotatorio, y las colas se colocan en la presa de jales para después ponerlas en el área de terreros.

La etapa de secado se realiza con secadores rotatorios en que se introducen los medios y los concentrados para reducir la humedad y asegurar el libre flujo de material en los pasos subsiguientes.

La molienda de la barita se realiza con molinos de martillos para tener un mejor control del tamaño de la partícula. La molienda permite ajustar el tamaño del mineral a las necesidades y especificaciones del cliente. El mineral molido se almacena en silos o se embarca a granel o en sacos.

En la etapa de comercialización los productores venden la barita a granel directamente a empresas perforadoras de pozos petroleros que operan como contratistas de Pemex. El mineral se compra a boca de mina, molido, en sacos y en camiones.

Hay dos perfiles de comprador:

- Usuario de la barita, que tiene especificaciones muy estrictas.
- Intermediario del usuario de la barita: este es el más conveniente, porque compra cualquier tipo de calidad, y representa ahorros en los costos para el productor.

El productor es el encargado de la logística y es quien contrata el equipo de transporte que traslada el mineral a los puntos de consumo. Para el traslado del mineral se utilizan camiones presurizados, cuyo costo de envío es variable.¹¹ El costo de transporte es un componente

¹¹ Por ejemplo: el costo del flete a Estados Unidos es de Méx\$ 490 a Méx\$ 580 por tonelada; se cobra un precio especial en pesos hasta la frontera norte, donde se descarga el material y se transporta a otro camión, a partir de donde se cobra otra tarifa. Cuanto más lejos se transporte el material más caro resultará. En un envío desde Puebla hasta Villahermosa (una distancia de alrededor de 10 km), el costo aproximado es de Méx\$ 500 por tonelada, y el camión no puede tardar más de 24 horas en descargar porque aumenta el costo. De acuerdo con la normativa, solo se pueden transportar hasta 60 toneladas de mineral por camión.

importante, ya que el gasto de trasladar material del centro del país oscila entre Méx\$ 490 y Méx\$ 580, lo que representa el 35% del precio final del producto.

Algunos productores han establecido plantas cerca de puertos de importación para aprovechar la llegada del mineral sin tener que invertir en más costos de traslado. La importación de barita la realizan los mismos productores para complementar su producción y son ellos los encargados de la logística de importación.

Los centros de consumo adquieren el mineral de manera inmediata a su uso en los pozos, por lo cual el productor o el comercializador de la barita deben contemplar entre sus gastos el uso de silos de almacenamiento que permitan tener disponible el mineral para el momento en el que sea solicitado. Además, los costos de traslado incluyen el acarreo del centro de producción al silo, y del silo al centro de consumo.

La calidad de la barita depende de su densidad; hasta 2010 la Norma NMX-L-159-SCFI-2003 especificaba una densidad mínima de 4,2 gramos por centímetro cúbico para su utilización en lodos de perforación.

Si bien, esta NOM fue derogada en 2010, dicho nivel de densidad todavía es usado en la industria, aunque se espera que la nueva NOM –que está en proceso de elaboración– disminuya el valor de la densidad, con lo cual se dará oportunidad a muchos productores mexicanos que explotan barita de menores densidades.

La barita de densidad 4,2 es muy difícil de encontrar en México, ya que la densidad promedio de la barita mexicana es de 4,18. Para su uso en la industria de hidrocarburos, se hacen pruebas de calidad en la mina, en el molino y en la zona de uso.

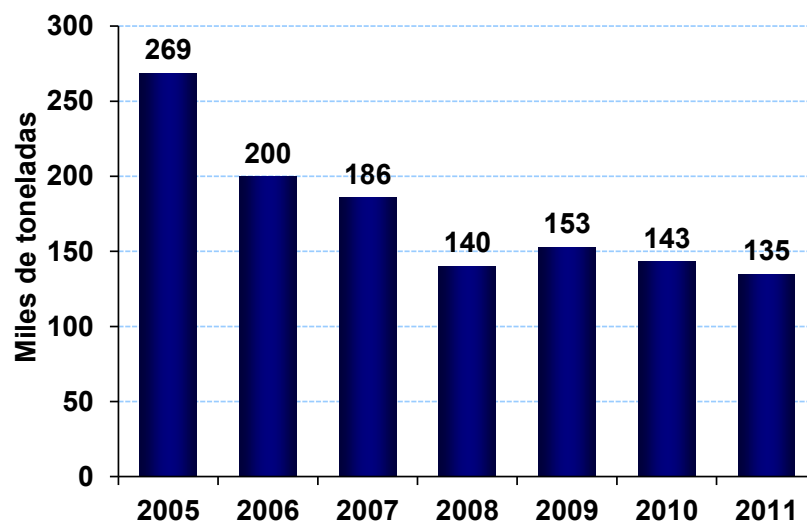
En algunas plantas de beneficio se realiza un proceso de mezcla de barita 4,18 con barita de mayor densidad para mejorar su calidad y valor en el mercado. Este proceso se llama endurecer, y es un procedimiento muy costoso, para el cual se requiere maquinaria especializada que puede llegar a costar entre US\$1 millón y US\$1,5 millones.

Principales productores de barita en México

La producción de barita tuvo una importante caída entre 2005 y 2008, período en el que disminuyó en un 48%. Los volúmenes han oscilado alrededor de las 140 mil toneladas desde 2008, y en 2011 la producción fue la mitad de las 269 mil toneladas registrados en 2005.

Gráfico 23

Producción nacional de barita



Fuente: SE (2012).

De acuerdo con información de la SE, la región minera con mayor potencial de producción de barita es el estado de Nuevo León, el cual aporta el 81,59% de la producción nacional; luego viene Coahuila, con el 17,97%. Estados como Jalisco y Michoacán participan también en la producción de barita, aunque sus volúmenes de producción no alcanzan el 1% de la producción nacional (SE, 2012).

Cuadro 15

Estados productores de barita (toneladas)

Barita	2008	2009	2010	2011	2012*
Total	140.066	151.791	143.225	134.727	139.997
Nuevo León	113.801	116.850	119.964	105.774	114.228
Coahuila	26.265	30.675	22.161	28.023	25.148
Jalisco	-	200	250	330	322
Michoacán	-	-	-	-	299
Chihuahua	-	-	850	600	-
Sonora	-	3.215	-	-	-
Guanajuato	-	851	-	-	-

Fuente: SE (2013b).

*Cifras preliminares.

La barita disponible en los estados de Michoacán y Sonora, además de lo estimado en Hidalgo y Puebla, tiene unas densidades de entre 4,15 y 4,18. Si bien esta no es de la calidad deseada, existen *brokers* y empresas que adquieren este mineral.

Asimismo, hay un yacimiento de barita de buena calidad en el estado de Chiapas, cuya densidad es de 4,22. Sin embargo, es un yacimiento de difícil acceso, ya que se localiza entre dos ríos (por lo que el traslado del mineral solo se podría realizar en lanchas o en pangas), además de estar dentro de territorios signados por conflictos sociales.

Los documentos de la Secretaría General de Minería (SGM) sobre el panorama minero proporcionan información sobre algunas de las minas de explotación de la barita en el país. En el cuadro 16 se describen las minas identificadas en dichos documentos.¹²

Cuadro 16
Principales minas de barita en México

Empresa / Persona física	Municipio	Toneladas mensuales
Nuevo León		
Baramín, S.A. de C.V.	Galeana	6.000
Minerales y Arcillas, S.A. de C.V.	Galeana	6.000
Ing. Merced Lozano	Aramberri	300
Chihuahua		
Barinorte, S.A. de C.V.	Valle de Allende	2.100
Barinorte, S.A. de C.V.	Julimes	2.400
Coahuila		
Walter Peñarrieta (Proyecto La Navidad)	Múzquiz	Explorada pero sin explotación
Sonora		
Minera La Valenciana, S.A. de C.V.	La Colorada	ND

Fuente: SE (2013).

ND: no se dispone de datos.

Los estados de Nuevo León y Coahuila –principales estados productores de barita– cuentan también con plantas de beneficio y transformación. En los estados de Jalisco y Sonora también se llevan a cabo las actividades de molienda y clasificación del mineral (véase el cuadro 17).

¹² Los documentos consultados no expresan si los volúmenes de producción son estimados, potenciales o explotados.

Cuadro 17
Plantas de beneficio de barita en México

Empresa	Municipio	Capacidad (t/mes)
Nuevo León		
Baramín, S.A. de C.V.	Galeana	12.000
Minerales Industriales El Lechugal, S. de R.L. de C.V.	Apodaca	12.000
Minerales y Arcillas, S.A. de C.V.	Galeana	5.100
Coahuila		
Minerales y Arcillas, S.A.	Ramos Arizpe	135.000
Barita de Santa Rosa, S.A. de C.V.	Múzquiz	21.000
Jalisco		
Técnica Mineral, S.A.*	Tlaquepaque	ND
Sonora		
Minas de Barita, S.de R.L. de C.V.	Mazatlán	18.000

Fuente: SE (2011).

*Explotan otros minerales además de la barita.

ND: no se dispone de datos.

Mercado internacional de la barita

En cuanto al mercado internacional de la barita, el principal productor mundial es China. En el listado de la USGS (2014), México se encuentra en el octavo lugar en la producción de este mineral en 2013.

Cuadro 18
Producción mundial de barita (miles de toneladas anuales)

País	2011	2012	2013
China	4.000	4.200	3.800
India	1.100	1.700	1.500
Marruecos	650	1,000	850
Estados Unidos	640	666	660
Irán	200	330	330
Turquía	250	260	260
Kazajastán	200	250	250
México	154	140	125
Vietnam	85	85	90
Rusia	60	63	65
Alemania	50	55	55
Paquistán	50	52	50
Otros países	300	250	300
Producción mundial	8.370	9.200	8.500

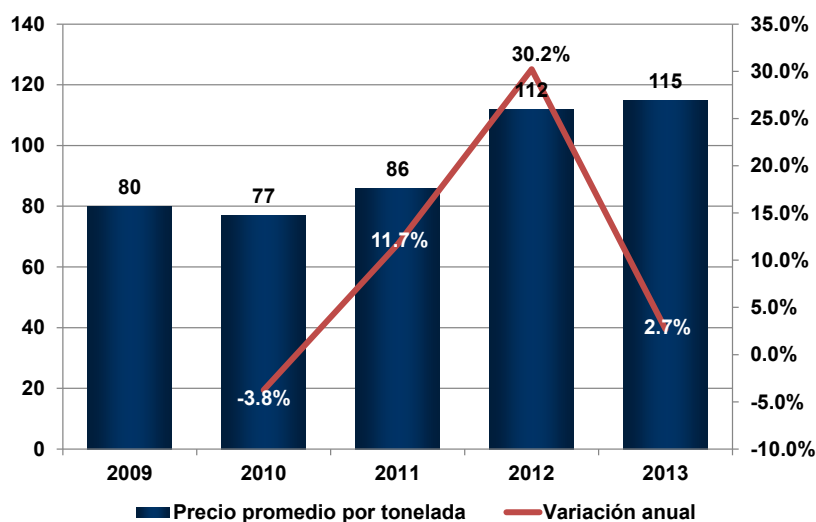
Fuente: USGS (2014).

Se estima que las reservas de barita en Estados Unidos alcanzan los 150 millones de toneladas, además de existir otros 150 millones de toneladas no probadas en dicho país, y que a nivel mundial existen 740 millones de toneladas de barita comprobados.

El precio promedio por tonelada de la barita en 2013 fue de US\$115. Si bien de 2009 a 2010 los precios de este mineral tuvieron una leve caída, desde 2011 han mantenido un ritmo de crecimiento positivo, habiéndose observado la mayor variación de 2011 a 2012, cuando el precio promedio por tonelada aumentó un 30,2%.

Gráfico 24

Precio de la barita en Estados Unidos



Fuente: USGS (2014).

Los precios de México son independientes y diferentes de los de Estados Unidos, rondan entre US\$70 y US\$80 por tonelada de la mina al molino, y la molienda tiene un costo aproximado de US\$30 por tonelada.

6.1.3. *Minerales pétreos*

Los minerales pétreos son los que derivan de rocas y se utilizan sin apenas sufrir transformaciones. Su uso se destina de manera casi exclusiva a la industria de la construcción. Regularmente se encuentran en forma de bloques, losetas o fragmentos de distintos tamaños. Los minerales pétreos se clasifican en tres tipos:

- *Naturales*: Localizados en yacimientos, canteras y/o graveras naturales. Para utilizarlos solo es necesario seleccionarlos, refinarlos y clasificarlos por tamaño.
- *Artificiales*: Se localizan en macizos rocosos. Para obtenerlos se emplean procedimientos de voladura con explosivos; posteriormente se limpian, machacan y clasifican para utilizarlos.

- *Industriales*: Son los que han pasado por diferentes procesos de fabricación, como productos de desecho, materiales calcinados, procedentes de demoliciones, o algunos que ya han sido manufacturados y mejorados.

Estos minerales también pueden clasificarse de acuerdo con su composición: a base de cal, sílice y alúmina.

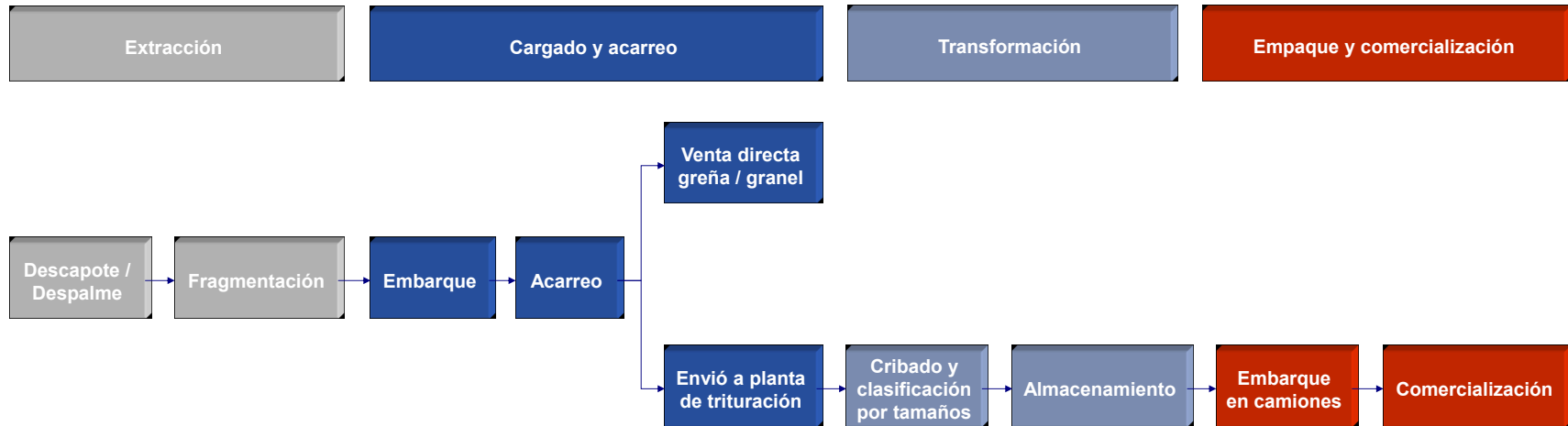
Los minerales pétreos, así como todas las rocas o los productos de su descomposición que solo puedan utilizarse para fabricar materiales de construcción, se exceptúan de la Ley Minera como concesibles, salvo que requieran trabajos subterráneos para su extracción.

Al ser un mineral no concesible, está exento de pago por derechos mineros, así como de las disposiciones de la Ley Minera, aunque su regulación es de competencia estatal. El mineral es patrimonio del dueño del terreno, siempre que su extracción sea por tajo o en cantera (sistema a cielo abierto).

La producción de minerales pétreos se encuentra distribuida ampliamente por el país, y se localiza cerca de los centros de desarrollo urbano y de ampliación de la red carretera, lo cual se justifica debido a su uso en la construcción. También se utiliza en la industria del cemento, y en la cadena de producción de sílicas para pulido y limpieza, además de usarse en recubrimientos y acabados.

Gráfico 25

Cadena de valor de los minerales pétreos



Fuente: SE (2013).

La cadena de valor de los minerales pétreos se divide en cuatro eslabones:

1. El primero consiste en la extracción del mineral y se desarrolla en dos etapas. La primera etapa es la de descapote o despalme; y se refiere a retirar la vegetación y la capa superficial de suelo que cubre el yacimiento. Esta actividad puede realizarse con tractores. La segunda etapa del primer eslabón es la de fragmentación, en la que se utilizan palas o retroexcavadoras, en función del tipo de banco. Otros métodos de fragmentación empleados son los de barrenación y voladura con el uso de explosivos para la fragmentación del material en el sitio.
2. El segundo eslabón es el de cargado y acarreo, y abarca dos etapas. La primera es la de embarque en camiones de volteo, que trasladan el material para la segunda etapa. La segunda etapa en este eslabón consiste en el acarreo de material hacia dos distintos puntos: venta en greña (sin procesar) o a granel a través de los encargados de mina a los propietarios de camiones materialistas o casas distribuidoras. El otro punto de venta se localiza en las plantas de trituración y clasificación, en las cuales se agrega valor al producto mediante la venta de gravas de diferentes medidas y se acerca el mismo al consumidor, facilitando el acceso a los puntos de acopio, lo cual se hace en tolvas o en montones (*stockpiles*).
3. El eslabón de transformación se inicia con la trituración y clasificación de los materiales, que consiste en hacer pasar la carga proveniente de la mina a través de una quebradora primaria que la descarga y la pasa por una serie de mallas o cribas de diferentes aberturas, distribuidas de tal manera que su descarga cae en diferentes puntos. A este proceso le sigue la etapa de almacenamiento, en la que los productos separados con base en la granulometría se almacenan en silos o tolvas que permiten el cargado directo en camiones o en *stockpiles* que requieren de traspaleo para el cargado en las cajas de transporte.
4. El último eslabón es el de embarque y comercialización. Para la comercialización de los materiales pétreos no se requiere su empaquetado en saco para la venta al público. La comercialización se realiza a nivel local mediante intermediarios que conocen el mercado y cuentan con flotilla propia para el transporte.

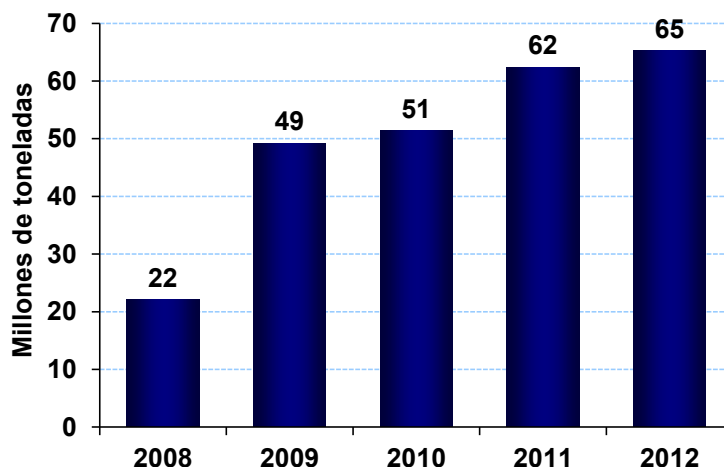
Producción y transformación de los minerales pétreos

La producción de minerales pétreos ha mantenido una tasa de crecimiento constante desde 2008. Si bien de 2009 a 2010 el nivel de crecimiento fue menor que en el período anterior, esto puede explicarse por la relación del uso de este material en la industria de la construcción, la cual se vio afectada por la crisis económica de 2009.

No obstante, y pese a la crisis, los volúmenes de producción no descendieron y en 2011 se registró un repunte del 21%.

Gráfico 26

Producción nacional de minerales pétreos



Fuente: SE (2013b).

La mayoría de los estados de la República registran algún volumen de producción de estos minerales. Los principales cinco estados productores de minerales pétreos de 2008 a 2012 fueron los estados de Baja California, Sinaloa, Campeche, Durango y Baja California Sur (véase el cuadro 19).

Cuadro 19

Estados productores de minerales pétreos (toneladas anuales)

	2008	2009	2010	2011	2012	Promedio 08-12
Total nacional	22,069	49,211	51,398	62,421	65,242	50,068
Baja California	635	16,421	17,643	12,840	13,709	12,250
Sinaloa	635	10,122	7,250	21,986	20,604	12,119
Campeche	4,715	4,931	5,238	4,463	4,645	4,798
Durango	-	-	3,892	3,623	3,427	3,648
Baja California Sur	-	1,852	4,054	4,310	3,291	3,377
Veracruz	2,243	3,669	3,163	1,975	593	2,329
Zacatecas	1,157	1,057	1,157	2,891	580	1,368
Nuevo León	114	214	114	910	5,237	1,318
Michoacán	3,104	794	894	767	817	1,275
Jalisco	614	615	640	550	3,492	1,182

Cuadro 19

Estados productores de minerales pétreos (toneladas anuales)

	2008	2009	2010	2011	2012	Promedio 08-12
SLP	2.600	1.350	462	910	415	1.147
Coahuila	1.224	619	630	852	802	825
Aguascalientes	618	668	633	990	1.087	799
Nayarit	130	1.099	1.005	778	732	749
Colima	712	548	520	569	1.108	691
Puebla	879	1.229	612	331	370	684
Chiapas	817	605	594	690	634	668
Morelos	-	703	387	828	476	598
Oaxaca	538	648	539	622	640	597
Guerrero	170	735	825	475	580	557
Guanajuato	-	725	449	425	429	507
Tabasco	436	458	536	146	118	339
Querétaro	314	-	-	242	191	249
Hidalgo	31	31	30	10	1.009	222
Yucatán	242	-	-	168	157	189
Sonora	92	117	131	73	98	102
Tlaxcala	48	-	-	-	-	48
Chihuahua	27	49	41	-	-	39
Quintana Roo	-	-	-	-	11	11

Fuente: SE (2013).

Los documentos del SGM sobre el panorama minero de algunas entidades proporcionan información sobre algunas de las empresas que explotan minerales pétreos en el país.¹³ En el cuadro 20 se describen las minas identificadas en dichos documentos.¹⁴

Cuadro 20

Principales empresas productoras de minerales pétreos en México

Empresa / Persona física	Municipio	Toneladas mensuales
Baja California		

¹³ Para el resto de los cinco estados principales no se encontró información sobre productores o procesadores de minerales pétreos.

¹⁴ Los documentos consultados no expresan si los volúmenes de producción son estimados, potenciales o explotados.

Cuadro 20

Principales empresas productoras de minerales pétreos en México

Empresa / Persona física	Municipio	Toneladas mensuales
Grava-Mex, S.A.	Tijuana	ND
Codibac, S.A.	Tijuana	ND
Grupo Imperio, S.A.	Tijuana	ND
Apolo Construcciones, S.A.	Tijuana	ND
Amaya Curiel, S.A.	Tijuana	ND
Trituradores de Roca, S.A.	Ensenada	ND
Persona física	Ensenada	ND
Ejido La Misión	Ensenada	ND
Productores Pétreos Neji, S.A.	Tecate	ND
Unión de Ejidos Industriales del Valle de Mexicali	Mexicali	ND
Durango		
Triturados y Prefabricados de Durango, S.A. de C.V.	Durango	54.000
Rostec de México, S.A. de C.V.	Durango	72.000
Trituradora IMOYSEN	Durango	13.500
Pétreos Cesar Joel Gallardo	Durango	15.300
Pétreos de Facundo Monarrez Moreno	Durango	8.100
Productora de Agregados de Concreto, S.A. de C.V.	Lerdo	1.000

Fuente:SE (2011).

ND: no se dispone de datos.

Como se mencionó en la sección 3.3. Cuantificación de minerales empleados en el sector hidrocarburos”, en los pozos en tierra (*on shore*) se utilizan otros minerales no metálicos para la construcción de caminos especiales que conectan los pozos entre ellos y hacia los centros que integran la fase de comercialización de la cadena de valor.

Pemex cuenta con la Norma de Referencia NRF-256-PEMEX-2010 “Diseño, construcción y mantenimiento de localizaciones y sus caminos de acceso, para la perforación de pozos petroleros terrestres” (Pemex, 2013), en la cual se establecen los requisitos técnicos y documentales para la contratación de los servicios de diseño, construcción y mantenimiento de localizaciones y sus caminos de acceso.

La norma dispone que las operaciones de perforación y reparación de pozos petroleros son actividades de alto riesgo, debido a los niveles de energía que generan, así como a las profundidades de excavación, tipo de fluidos y presiones de formación o de yacimiento, por lo

que es importante llevar a cabo un correcto diseño, construcción y mantenimiento de los caminos.

De acuerdo con la Norma de Referencia, cuando en la construcción de caminos es necesario hacer excavaciones, estas se deben rellenar con gravas y minerales pétreos, cuyo grosor es definido en el documento.

Asimismo, diversas fuentes señalan que en la construcción de caminos se utilizan materiales de construcción de origen pétreo como arena, arcilla y grava de revestimiento, que son extraídos de bancos cercanos a las zonas de construcción con autorizaciones legales de explotación (Pemex, s/f).

6.2. Perforación de pozos

La perforación de pozos constituye el segundo eslabón de la fase de *upstream* en la cadena de valor de hidrocarburos. Las técnicas de perforación permiten el relevamiento y la exploración de estratos sedimentarios a grandes profundidades por debajo de las plataformas continentales. Este eslabón es de gran interés para el presente estudio por dos razones. La primera razón es que el mayor uso de minerales en la cadena de hidrocarburos tiene lugar en los lodos de perforación. La segunda razón es que la perforación de pozos petroleros y de gas es una actividad clasificada como servicio relacionado con la minería en el SCIAN, por lo que se incluye en la industria minera ampliada.

La explotación de hidrocarburos puede tener lugar en espacios cercanos a la superficie, así como en bajas profundidades tanto en tierra como en mar. Debido a la declinación productiva de los campos petroleros en tierra, la exploración de hidrocarburos se hace cada vez más intensiva en zonas de difícil acceso, como las aguas profundas y ultra profundas. Lo anterior representa importantes retos técnicos y tecnológicos para su desarrollo.

Actualmente existen tecnologías para la explotación de hidrocarburos que permiten el desarrollo de pozos en plataformas situadas costa afuera (*offshore*), en aguas de una profundidad de cientos de metros. Para facilitar la extracción de la roca perforada en este tipo de pozos, se hace circular lodo de manera constante a través del tubo de perforación y de un sistema de toberas en la misma broca. Esta técnica permite perforar pozos de 6.400 metros de profundidad desde el nivel del mar.

6.2.1. La industria de perforación en México

De acuerdo con el Anuario Estadístico de Pemex, en 2012 había 1.290 pozos perforados, 1,238 pozos terminados y 37 pozos de exploración en México. De este total solo 21 pozos son productivos, con un porcentaje de éxito del 57%. Se calcula que la profundidad promedio de los pozos perforados es de 2.429 kilómetros.

La contratación de los servicios de perforación se realiza mediante licitaciones públicas, emitidas en el sitio oficial de Pemex Exploración y Producción.

Las bases de licitación para la contratación de servicios de perforación especifican toda la información técnica con respecto a los pozos a perforar, desde su localización, geología, profundidad y tipo de piedras/ tierra a perforar, y el tiempo estimado de perforación por etapa. Asimismo, los contratos especifican bases integrales en las que se definen el diseño, la ingeniería y el suministro de materiales, equipos, trabajos y personal necesario, para cada una de las unidades de trabajo contratadas (para cada pozo). Anteriormente los contratos de perforación se hacían por metro perforado y se cobraban precios diferentes por diámetro perforado; actualmente se hacen por proyecto.

Las empresas proveedoras identificadas de servicios de perforación para Pemex se presentan en el cuadro 21, y se dividen en extranjeras y nacionales. Todas las empresas están especializadas en este tipo de obras para el sector de hidrocarburos.

Cuadro 21

Proveedores de servicios de perforación para Pemex

Extranjeras	Nacionales
Aker Solutions	Carso Infraestructura y Construcción
Andrews Technologies Inc.	Causa
Bosnor/Cyemsa	CCC
BP México	Compañía Mexicana de Exploraciones
Cameron de México	DS Servicios Petroleros
Chevron Energía de México	Grupo Diarqco
Constructora y Perforadora Latina	Grupo Diavaz
Dowell Schlumberger de México	Grupo Protexa
Drilling Experts	Grupo R
ENI Saipem	Integradora de Perforaciones y Servicios
Exxon Mobil	Oro Negro
Fugro	Perfolat de México
Globexplore Drilling	Perforadora Central
Halliburton de México	Perforadora México (Grupo México)
Heerema Marine Contractors México	
Japan Oil, Gas and Metals National Corporation	
Nabors Drilling	
Noble Energy	
North Point Systems	
Orizzon	
Petrobras	
Petrotiger	
Regent Steam de México	
Schlumberger	

Cuadro 21

Proveedores de servicios de perforación para Pemex

Extranjeras	Nacionales
Sea Dragon de México	

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con entrevistas realizadas, las empresas de servicios de perforación, en particular las especializadas en pozos *offshore*, son arrendadoras de equipo y materiales, mientras que Pemex dispone de su propio personal para realizar las labores de perforación.

En general, los servicios de perforación incluyen hasta el acabado de las paredes del pozo, y empresas como Halliburton están especializadas en este tipo de servicios. En cada fase y etapa de la perforación, participan distintos proveedores especializados de servicios. La mayoría de las empresas nacionales cuenta con proyectos de perforación en aguas profundas.

Los expertos de la industria consideran que la Reforma Energética no significará la creación de nuevas empresas perforadoras en el país, aunque sí podría esperarse la llegada de empresas perforadoras del sur de Estados Unidos (particularmente de Texas), aprovechando su experiencia y su cercanía con yacimientos mexicanos de *shale gas*.

El aumento esperado en la explotación de gas natural significará aumentos en la oferta y el consumo de este en México, por lo que se esperaría que las empresas que actualmente prestan servicios a Pemex aumenten sus capacidades para ofrecer más servicios de perforación para la extracción de hidrocarburos (en cuanto a volumen y número de proyectos).

6.2.2. Perforación de shale gas y shale oil en México

La perforación de pozos se puede hacer de manera vertical u horizontal, de acuerdo con el tipo del suelo en el que se encuentren los hidrocarburos, así como de los volúmenes estimados, entre otras características técnicas. La perforación horizontal es un proceso de perforación desde la superficie hasta la ubicación inmediata a las reservas, llamada punto crítico. En este tipo de perforación existe una desviación del pozo desde el plano vertical haciendo una curva para introducirse en el depósito a través de un punto de entrada con una inclinación casi horizontal.

La fracturación hidráulica es un proceso que permite aumentar el flujo de hidrocarburos mediante el uso de agua y aditivos químicos inyectados a presiones superiores a la resistencia de la roca en la que se encuentran los depósitos de hidrocarburos. La fracturación hidráulica, combinada con la perforación horizontal, permite producir hidrocarburos no convencionales como el *shale gas* y el *shale oil*.

Con base en datos de la Administración de Información de Energía de Estados Unidos (EIA), Pemex reporta un potencial de recursos técnicamente recuperables de 545 miles de millones de

pies cúbicos de *shale gas* y 13,1 miles de millones de barriles equivalentes de crudo diarios de *shale oil* en México (Pemex, 2014a). Esto posiciona a México como el octavo país en potencial de petróleo y el sexto en potencial de gas.

El proyecto de exploración de pozos potenciales no convencionales de *shale gas* y *shale oil* se sitúa en las provincias de Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico Misantla y Veracruz (Pemex, 2014).

Mapa 1

Áreas con potencial de petróleo y gas no convencional en México



Fuente: Pemex (2014).

Nota: En la fuente original se utiliza el término aceite, pero se homogeneizó a lo largo del documento como petróleo.

Actualmente se tienen identificados 60,2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente a nivel nacional, de los cuales 35,4 miles de millones corresponden a la Cuenca Tampico-Misantla y Veracruz, y 24,8 miles de millones a la Cuenca de Sabina-Burro-Picachos-Burgos. De la cifra anterior, 31,3 miles de millones de petróleo crudo equivalente corresponden a petróleo y 28,9 miles de millones a gas (Pemex, 2014a).

Cuadro 22

Recursos prospectivos de hidrocarburos

Provincia	Petróleo (mmmb)	Gas húmedo (mmmmpc)	Gas seco (mmmmpc)	MMMBpce
Tampico-Misantla	30,7	20,7	0	34,8
Burgos MZ	0	9,5	44,3	10,8
Burros-Picachos	0,6	6,6	11,4	4,2
Sabinas	0	0	49	9,8
Veracruz	0,6	0	0	0,6
Chihuahua	En estudio			
Total	31,9	36,8	104,7	60,2

Fuente: Pemex (2014a).

La importancia de este potencial de crecimiento reside en el gran impacto que tendrá en el desarrollo de la perforación y los minerales asociados. Como se muestra en el cuadro 23, el aprovechamiento de un yacimiento de gas convencional requiere perforar un pozo, y de acuerdo con necesidades específicas se pueden necesitar pozos adicionales. Por el contrario, el aprovechar un yacimiento no convencional, requiere perforar *clústers* de 30 a 40 pozos de menor profundidad y costo.

Cuadro 23

Costos y riesgos de proyectos convencionales y no convencionales

Características	Gas convencional (en tierra)	Gas no convencional
Enfoque	Pozo por pozo	<i>Clústers</i> de 30-40 pozos
Decisiones	Proceso definido de aprobaciones	A medida que avanza
Riesgo geológico	Alto (20%-60% Pg)	Bajo (90%-95% Pg)
Días de perforación	40 a 200	20 a 40
Recuperación de gas	40% a 75%	20% a 30%

Fuente: Estrada (2006)

Pg = Predicción de recuperación del gas o petróleo, manteniendo el flujo de hidrocarburos a partir de datos iniciales de geología regional y aspectos locales como migración, sello, yacimiento y roca.

Dada la cercanía y la similitud geológica, podemos utilizar como referencia la experiencia del desarrollo de los yacimientos no convencionales en Estados Unidos (recuadro 3).

Recuadro 3. Aprovechamiento de *shale gas* en Estados Unidos

En Estados Unidos la extracción de *shale gas* ha tenido un auge importante en la región de Marcellus. En muchos casos, las áreas de extracción identificadas se encuentran en terrenos privados que pertenecen a los pobladores de la región, quienes arriendan sus tierras a empresas energéticas y gaseras. Generalmente son las mismas empresas las que buscan a los dueños de los terrenos para ofrecerles contratos de arrendamiento que les permitan extraer el gas natural identificado allí.

Las compañías de gas deben contar con terrenos lo suficientemente amplios para desarrollar sus labores, y estos deben arrendarse antes del inicio de la obra (Hefley et al. (2011). Los terrenos en los que se realizan las explotaciones suelen tener una extensión de 2,6 millones de m² (642 acres). Los permisos suelen otorgarse por un determinado número de años, que suelen ser cinco, con opción a prerrogativas automáticas (Estrada, 2013).

El derecho para trabajar en el terreno se negocia con los propietarios y es común que estos se organicen en asociaciones de vecinos para informarse y asesorarse, además de concentrar fuerza ante las empresas gaseras para acordar y negociar contratos (Hefley et al. (2011). Los propietarios de los terrenos reciben un porcentaje del gas natural producido antes de incluir los gastos e impuestos. Las regalías se calculan a partir del precio promedio anual del gas a cabeza de pozo, y los porcentajes varían entre el 12,5% y el 18%.

En algunos estados se debe obtener además un permiso del Departamento de Protección Ambiental y pagar una fianza por abastecimiento de agua, normas de perforación, clausura del pozo una vez abandonado y restitución de las condiciones del terreno. Estas fianzas cuestan US\$2.500.

Asimismo, se debe costear la construcción de caminos para el transporte de personas y suministros, la nivelación del terreno y la remoción de escombros, la construcción de estanques revestidos para retener los líquidos del *fracking*, el manejo de aguas residuales, la construcción de la plataforma de perforación y siembra, y el mantenimiento de la zona circundante para evitar su erosión. Los costos aproximados de preparación del sitio ascienden a US\$400.000. Los precios de permisos, fianza y preparación del terreno pueden llegar a sumar US\$450.000 (Estrada, 2013).

7. Conclusión: Inversión requerida en productos y servicios mineros

Las perspectivas de producción e inversión muestran un panorama optimista en cuanto al crecimiento de la producción de hidrocarburos en México. El análisis de cadena de valor nos permite cuantificar el impacto de este crecimiento en otros sectores de la economía. Este análisis muestra que la demanda de productos y servicios mineros está fuertemente concentrada en la etapa de exploración y perforación; en este sentido el principal *driver* de demanda será el número de pozos perforados.

En la sección de prospectiva, el escenario ENE estima que se van a perforar 1.753 pozos anualmente. Esta proyección puede parecer ambiciosa si consideramos que en sus 75 años de historia Pemex ha perforado 28.686 pozos (4.359 exploratorios y 24.327 de desarrollo) (Estrada, 2013).

Sin embargo, dos factores sugieren que esta puede ser una proyección conservadora. En primer lugar, el dato se realizó antes de que se concretara la Reforma Energética, por lo que la estimación realizada por SENER aún no considera el crecimiento de la inversión privada que se espera resultará de la reforma. En segundo lugar, el escenario ENE se concentra principalmente en pozos convencionales, y no considera pozos de *shale*. Estos últimos demandan un mayor número de servicios de perforación (por estar ubicados en *clústers* de 30 a 40) y de servicios más complejos (por la perforación horizontal).

Para proporcionar contexto del posible impacto de este último factor, vale la pena mencionar que de acuerdo con la Comisión Texana para Calidad Ambiental (TCEQ, por sus siglas en inglés) en enero de 2013 había 41.232 pozos operando en el estado, además de 7.693 permisos de perforar aún no utilizados. De estos, 18.379 están ubicados en la formación de *shale* Barnett, que comenzó a desarrollarse en 2000 (TCEQ, s/f).

Para las estimaciones de demanda e inversión requerida que se presentan a continuación, se utilizará el dato de 1.753 anuales promedio por los próximos 10 años. Seguidamente, se calcula la demanda e inversión requerida para los principales productos y servicios analizados.

El consumo de barita por pozo perforado oscila entre las 175 toneladas y las 1.750 toneladas, en función de la profundidad y del tipo (*shale gas*, aguas someras o aguas profundas). Considerando un promedio ponderado que concentra la producción en pozos en tierra y en aguas someras, calculamos un promedio de 300 toneladas de barita por pozo. Esto significa una demanda de 525.000 toneladas por año, cifra que representa un crecimiento del 200% con respecto al consumo aparente actual de 173.000 toneladas.

Una mina de un yacimiento típico de barita que puede ser explotado por una PyME produce entre 12.000 toneladas y 14.000 toneladas por año. Si se considera la demanda potencial de 350.000 toneladas adicionales, esto nos da un estimado de que existe mercado hasta para 27 pequeñas minas adicionales.

La inversión requerida en una mina de estas características varía considerablemente, ya que, de acuerdo con los expertos entrevistados, los costos dependen del tipo de tierra, de su extensión,

del terreno y de la calidad del mineral, así como de la localización de las minas con respecto a los centros de consumo. En función de estos factores, la inversión para el aprovechamiento puede oscilar entre los Méx\$ 1,500 millones y Méx\$ 4,5 millones.¹⁵ La inversión total necesaria para cerrar la brecha de demanda sería del orden de Méx\$ 50 millones a Méx\$ 70 millones.

Los yacimientos más susceptibles de ser explotados son los que se encuentran cerca de las áreas con potencial de hidrocarburos. En este sentido, los yacimientos de Nuevo León, Coahuila, Chihuahua, Puebla y Estado de México tienen ventaja, además de las cuencas de Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz. En el caso de Nuevo León, ya se está trabajando para reactivar ocho minas que dejaron de ser rentables cuando disminuyó drásticamente el precio de la barita, pero que vuelven a ser atractivas con los precios actuales.

Para el caso de las minas en estados fronterizos, es importante resaltar que tanto los productores de barita como los organismos promotores del sector, reciben constantemente solicitudes de empresas estadounidenses que precisan proveedores de barita que puedan entregar 20.000 toneladas mensuales. Este dato es importante, en el sentido de que existen mercados alternativos que reducen el riesgo de realizar una expansión rápida.

Otros aspectos de la cadena que requieren inversión en los eslabones subsecuentes de la cadena, son los molinos y procesos para aumentar el peso específico y alcanzar el 4,2 g/cm³ que solicita la industria de perforación. De acuerdo con entrevistas, este último proceso requiere inversiones de Méx\$ 15 millones, aunque solo es necesario cuando la barita tiene bajo peso específico.

En el caso de la bentonita, la demanda por pozo oscila entre 45 toneladas y 250 toneladas, en función del tipo de pozo. Suponiendo un consumo promedio de 150 toneladas por pozo, esto implica una demanda de 263.000 toneladas anuales. El consumo nacional aparente actual es de 980.000 toneladas. Sin embargo, a diferencia de la barita, los lodos de perforación representan un porcentaje pequeño del consumo a nivel nacional. Estimando que este porcentaje equivale al 10% a 15% del consumo total, el crecimiento del sector hidrocarburos significa una demanda adicional de 150.000 toneladas.

La explotación de la bentonita implica costos menores a los de la barita, ya que al tratarse de una arcilla, su explotación se realiza generalmente a cielo abierto y se requiere de maquinaria poco sofisticada. Una mina pequeña de bentonita puede producir alrededor de 20.000 toneladas por año, y requiere una menor inversión, del orden de Méx\$ 1 millón a Méx\$ 2 millones. Esto significa que la brecha de demanda requerirá inversiones de Méx\$ 10 millones adicionales.

El precio de US\$65/t de la bentonita hace que la cercanía al mercado final sea aún más crítica que en el caso de la barita. Mucha de esta producción podría generarse en yacimientos de Durango que actualmente están sin aprovechar, o en Coahuila, Nuevo León o Veracruz.

¹⁵Estos costos son de inversión en maquinaria y capital, y suponen que ya existe la concesión para el aprovechamiento.

En lo que respecta a los servicios de perforación, podría esperarse que las empresas que actualmente se dedican a servicios de exploración y perforación en el sector minero busquen migrar al subsector de hidrocarburos, para lo cual requerirán especializarse y adquirir conocimientos sobre la tecnología empleada en la industria.

Para estas empresas, los requerimientos de inversión dependerán de forma importante de la maquinaria que tengan en la actualidad. Sin embargo, hay una gran necesidad de capacitación y asistencia técnica en las particularidades de la exploración y perforación para hidrocarburos, que tienen un grado de complejidad muy superior al de los minerales convencionales.

7.1 Recomendaciones

La Reforma Energética de 2013 representa un cambio fundamental en la estructura del sector de hidrocarburos, cuya principal implicación es la apertura a las inversiones privadas en actividades que hasta ahora habían sido desempeñadas de manera exclusiva por el Estado.

Esta apertura significará un gran crecimiento en el sector de hidrocarburos en México, los cuales se estiman entre 2,83 miles de millones y 3,35 miles de millones de barriles diarios en 2026. Además, se espera explotar importantes reservas de *shale gas*, que hasta ahora no han sido aprovechadas. Para lograr estos aumentos en la producción, el gobierno estima requisitos de inversión de US\$27.000 millones anuales, de los cuales US\$12.000 millones anuales corresponderían a la inversión privada. Este crecimiento tiene el potencial de operar como tractor de demanda de otros productos y servicios, incluidos aquellos relacionados con el sector minero.

Si se analiza la cadena de valor de los hidrocarburos, se observa que los principales productos que experimentarán crecimientos en su demanda son la barita y la bentonita, componentes principales en la elaboración de lodos de perforación. En cuanto a los servicios, existirá una creciente demanda de servicios de exploración y producción. Asimismo, en ciertos casos, y con las condiciones adecuadas, es posible que se genere demanda para empresas graveras para la construcción de caminos entre pozos y hacia centros de transformación y de consumo, lo cual representará impactos positivos en las economías locales.

En México existe un importante potencial para incrementar la producción de barita y bentonita. En el caso de la barita, el país es el octavo productor mundial. Actualmente la producción está concentrada geográficamente en Nuevo León, que registra el 82% de la producción nacional y cuenta con tres importantes empresas productoras de barita. Sin embargo, existen yacimientos no aprovechados en diversos estados de la república, desde Chiapas hasta Sonora. La factibilidad de los yacimientos dependerá en gran medida de la cercanía a los mercados y la calidad del mineral.

En cuanto a la producción de bentonita, México es el décimo productor a nivel mundial. El principal estado productor de bentonita es Durango, que produce el 95% de la bentonita en México. En este estado se registran tres empresas productoras de bentonita con altos volúmenes de producción, que según estimaciones cubren la producción anual del estado.

Además se identifica un alto potencial de aprovechamiento en al menos otros tres estados (Puebla, Veracruz y Colima).

Sin embargo, en el caso de los servicios de perforación, no queda claro si las empresas de perforación y exploración minera podrán desarrollar las capacidades necesarias para prestar servicios similares en el subsector de hidrocarburos. La opinión de los expertos es reservada porque consideran que las capacidades y requisitos técnicos empleados en el sector minero son diferentes de los del subsector de hidrocarburos.

El compromiso de la Reforma Energética en cuanto al tema de contenido local es ofrecer oportunidades de desarrollo y crecimiento a empresas locales de pequeño y mediano tamaño. Por ello, es posible esperar que los aumentos en la demanda de minerales como barita, bentonita y grava deriven en crecimientos en la producción de la pequeña y mediana minería.

A pesar de la demanda potencial, existen obstáculos para el desarrollo de este tipo de empresas, como la falta de financiamiento, poca cuantificación de yacimientos, temas relacionados con la propiedad y concesión de los minerales en terrenos ejidales, restricciones técnicas, deficiencias en la logística y altos costos de transporte, así como poca experiencia y falta de habilidades requeridas para la explotación del capital humano. Por otra parte, existen significativos vacíos de información sobre la cantidad y la calidad de las minas potenciales en México, ya que los estudios actuales sobre su potencial de aprovechamiento son escasos, y la poca información que se puede recabar al respecto es contradictoria y difícil de corroborar.

En este sentido, se observa una importante área de oportunidad para la inversión privada en estudios prospectivos para la cuantificación de minerales, en particular la barita y la bentonita, que sirvan no solo para fortalecer la información pública disponible, sino también para atraer inversiones para su explotación y contar con cálculos certeros sobre la oferta de minerales disponibles para la industria de hidrocarburos. Para crear oportunidades de crecimiento, se deben diseñar instrumentos adecuados y especiales para la pequeña y mediana minería, que faciliten tanto su acceso a financiamiento como su inserción como proveedores de las cadenas de valor del subsector de hidrocarburos.

Bibliografía

- Bacon, R. W., S. Tordo e Y. Anouti. (2013). *Defining Local Content. Local Content Policies in the Oil and Gas Sector*. Washington, D.C.: Banco Mundial.
- Baker & McKenzie. 2012. *Latin America Oil & Gas Handbook*. Washington, D.C.: Baker & McKenzie.
- Belderbos, R. A y L. Sleuwaegen. 1997. "Local Content Requirements and Vertical Market Structure." *European Journal of Political Economy*, Vol. 13 (1997):107-119.
- Campodónico, H. 2004. *Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina*. Serie "Recursos naturales e infraestructura" de la CEPAL. Santiago de Chile: CEPAL.
- Cárdenas Gracia, J. 2009. *La disputa por el petróleo en México. Breve historia de los hidrocarburos. En defensa del petróleo*. Serie Doctrina Jurídica, Núm. 522, pp.35. México, DF: Instituto de Investigaciones Jurídicas UNAM.
- CEC-ITAM (Centro de Estudios de Competitividad). 2004. *El sector minero en México: Diagnóstico, Prospectiva y Estrategia*. México, DF: CEC-ITAM.
- . 2009. *Evaluación de Diseño del Servicio Geológico Mexicano*. México, DF: CEC-ITAM.
- Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, S.A. de C.V. 2013. *Fracturación de pozos para extracción de gas*. México, DF: Corporación Mexicana de Investigación en Materiales.
- De la Fuente, R. 2013). *Mexico Energy Reform: Yes, It's a Big Deal*. México, DF: UBS.
- Esteves, A. M., B. Coyne y A. Moreno. 2013. *Iniciativas sobre contenido local: mejorar los beneficios subnacionales de los sectores petrolero, gasífero y minero*. Nueva York: Revenue Watch Institute.
- Estrada, J. H. 2006. *El modelo petrolero noruego y sus beneficios*. México, DF: Analítica Energética, S.C.
- Estrada, J. H. 2013. *Desarrollo de gas lutita (Shale Gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica*. Santiago de Chile: CEPAL.
- González, N. 2014. "Aumentará la producción de hidrocarburos. Ahora habrá competencia", publicado en *El Universal* el viernes 11 de julio de 2014.
- González-Sánchez, F. y A. Camprubí. 2010. "La pequeña minería en México". *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, Vol. 62, Núm. 1:101-108.
- Hefley, W. E., S. M. Seydor et al. 2011. *The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well*. Pittsburgh, PA: University of Pittsburgh, Pitt Business.

Hentschel, T., F. Hruschka y M. Priester. 2003. *Artisanal and Small-Scale Mining. Challenges and Opportunities*. Londres: IIED, World Business Council for Sustainable Development.

Heum, P. 2008. "Local Content Development. Experiences from Oil and Gas Activities in Norway." Documento de trabajo de SNF Núm. 02/08. Bergen: Institute for Research in Economics and Business Administration.

Huerta, C. y F. Ruíz, F. 2012. "Petrobras: petróleo, finanzas públicas y desarrollo". *Revista Ola Financiera*, Vol. 5, Núm. 12.

INEGI (Instituto Nacional de Estadística y Geografía). 2011. *Censos Económicos 2009. La industria minera ampliada*. México, DF: INEGI.

----- . 2013. *La minería en México 2013*. México, DF: INEGI.

López Bárcenas, F., Eslava y M. M. Galicia. 2011. *El mineral o la vida. La legislación minera en México*, pp. 9-15 México, DF: Centro de Orientación y Asesoría a Pueblos Indígenas.

Martínez, A. 2012. *Política de proveedores del sector petrolero*. Bogotá: Fedesarrollo.

Pemex (Petróleos Mexicanos). 2009. Estrategia de Petróleos Mexicanos para el desarrollo de proveedores, contratistas y contenido nacional. México, DF: Pemex.

----- . 2013. Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Norma de Referencia NRF-038-PEMEX-2013. "Camino de acceso a instalaciones industriales". México, DF: Pemex.

----- . 2014a. *Petróleos Mexicanos. Informe anual 2013*. México, DF: Pemex.

----- . 2014b. *Anuario Estadístico 2013*. México, DF: Pemex.

Pemex Exploración y Producción. s/f. *Manifestación de Impacto Ambiental, modalidad particular del proyecto: "Acondicionamiento del camino y construcción de localización para la perforación direccional del pozo exploratorio Altamonti 1"*. México, DF: Pemex.

Pérez, A. 2012. *Inversión extranjera sí, pero con contenido local: estrategias de desarrollo en Brasil (DT)*. Documento de trabajo 7/2012. Madrid: Real Instituto Elcano, Cooperación Internacional y Desarrollo, América Latina.

Presidencia de la República. 2013. *DOF del 20 de diciembre de 2013.. Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía*. México, DF: Presidencia de la República.

Redo, H. y M. Macedo. 2009. "Local Content in Brazilian Oil Industry." *T&B Petroleum*, Núm. 28.

SE (Secretaría de Economía). 2011. *Panorama minero del estado de Coahuila./ Panorama minero del estado de Nuevo León./ Panorama minero del estado de Durango./ Panorama minero del estado de Jalisco./ Panorama minero del estado de San Luis Potosí./ Panorama minero del estado de Tamaulipas.* México, DF: SE.

-----, 2013. *Perfil de mercado del hierro-acero./ Perfil de mercado de la sal./ Perfil de mercado del sílice./ Perfil de mercado de la fosforita./ Perfil de mercado de la bentonita./ Perfil de mercado de la barita.* México, DF: SE, Coordinación General de Minería, Dirección General de Desarrollo Minero.

-----, (2013b). *Anuario Estadístico de la Minería Mexicana 2012.* México, DF: SE.

-----, 2013c. *Panorama minero del estado de Michoacán./ Panorama minero del estado de Puebla./ Panorama minero del estado de Sonora.* México, DF: SE.

SENER (Secretaría de Energía). 2012a. *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2012-2026.* México, DF: SENER.

-----, 2012b. *Prospectiva del mercado de gas natural 2012-2026.* México, DF: SENER.

-----, 2014. “El nuevo modelo energético de México”. Cumbre Mexicana de Energía, 10 de septiembre de 2014. México, DF: SENER.

USGS (United States Geological Survey). 2013. *Mineral Commodity Summaries 2013.* Washington, D.C.: USGS.

-----, 2014. *Mineral Commodity Summaries 2014.* Washington, D.C.: USGS.

Zapata, E. 2005. “Industria de los hidrocarburos. Cadena de servicios y cadena de valor. Impacto de la emergencia económica sobre la cadena de valor del gas natural” (presentación). Buenos Aires: Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética.

Zenteno Barrios, F. J. 1997. “La regulación de los hidrocarburos en México”. En: *Regulación del sector energético.* Serie E: Varios, Núm. 85. México: Instituto de Investigaciones Jurídicas de la UNAM.

Sitios web y recursos electrónicos

América Economía. 2013. “Petrolera Statoil gana en el primer trimestre 58% menos tras recaudar 842M de euros”. Nota del 2 de mayo. Consultado el 22 de septiembre de 2014 en: <http://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/petrolera-statoil-gana-en-el-primer-trimestre-58-menos-tras-recaudar-842m-de-eur>.

Appel, M. 2013. “Noruega: concesiones petroleras sí, pero reguladas”. Publicado el 20 de agosto de 2013 en: <http://www.proceso.com.mx/?p=350521>.

Banco Mundial. s/f. *Artisanal and Small-Scale Mining*. Washington, D.C.: Banco Mundial. Consultado el 25 de noviembre de 2014, en: <http://www.worldbank.org/en/topic/extractiveindustries/brief/artisanal-and-small-scale-mining>.

BNAmericas (Brasil). s/f. Información consultada el 12 de septiembre de 2014 en: http://www.bnamericas.com/company-profile/es/Agencia_Nacional_do_Petroleo,_Gas_Natural_e_Biocombustiveis-ANP_,Brasil.

CNN México. s/f. “Las tres reformas que Peña Nieto quiere para 2013”. Consultado el 9 de junio de 2014, en: <http://mexico.cnn.com/nacional/2013/01/03/reforma-energetica>.

Ecapetrol. s/f. “Química de lodos”. Consultado el 27 de junio de 2014, en: https://www.academia.edu/4009475/2_1_._Quimica_de_Lodos.

Ecopetrol. s/f. “Contratación local 2006-2011”. Consultado el 10 de septiembre de 2014, en: <http://www.Ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=551&conID=47866>.

EIA (U.S. Energy Information Administration). 2014a. *International Energy Statistics. Crude Oil Including Lease Condensate*. Material consultado el 25 de septiembre de 2014, en: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=57&aid=1&cid=regions&syid=2009&eyid=2013&unit=TBPD>.

----- . 2014b). *International Energy Statistics*. Material consultado el 25 de septiembre de 2014, en: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=57&aid=1&cid=regions&syid=2009&eyid=2013&unit=TBPD> y <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=5&pid=57&aid=6>.

El Economista. 2014. “Producción de crudo brasileño llega a 2,3 millones de barriles diarios”. Publicado el 2 de septiembre de 2014, en: <http://eleconomista.com.mx/industrias/2014/09/02/produccion-crudo-brasileno-llega-23-millones-barriles-diaros>.

Energía del petróleo. s/f. Material consultado el 30 de junio de 2014, en: <http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo15.pdf>.

Eures. 2013. “Working in the Oil and Gas Industry in Norway.” Consultado el 22 de septiembre de 2014, en: <http://www.eures.dk/getattachment/JobSeeker/S%C3%A6rlige-job-og-brancher/Offshore/Working-in-the-Norwegian-Oil-and-Gas-industry-in-Norway-2013.pdf.aspx>.

Gobierno Federal. 2013. *Documento explicativo sobre la Reforma Energética 2013*. México, DF: Gobierno Federal. Consultado el 12 de mayo de 2014, en: <http://embamex.sre.gob.mx/suecia/images/reforma%20energetica.pdf>.

Historia de la industria petrolera en la República Mexicana. Consultado el 6 de junio de 2014, <http://www.industriapetroleramexicana.com/2012/03/historia-de-la-industria-petrolera-en-la-republica-mexicana/>.

Línea del tiempo 1971-2008. Fuentes para la historia del petróleo en México. Consultado el 28 de agosto de 2014, en: <http://petroleo.colmex.mx/index.php/inicio/58>

Lodos bentoníticos. Tratamiento de lodos bentoníticos in-situ. Consultado el 13 de junio de 2014, en: <http://www.triopas.es/industria/soluciones/tratamiento-lodos-bentoniticos>

Ministerio de Hacienda. s/f. *Glosario de términos*. México, DF: Ministerio de Hacienda. Consultado el 9 de junio de 2014, en: <http://www.apartados.hacienda.gob.mx/pipp/pidiregas/glosario.pdf>.

Musgrove, S. *Mineralls Used in the Petroleum Industry*. Consultado el 26 de junio de 2014, en: <http://academic.emporia.edu/abersusa/go336/musgrove/>

OEA (Organización de los Estados Americanos). s/f. *Tratado de Libre Comercio de América del Norte, Quinta Parte: Inversión, servicios y asuntos relacionados*. Washington, D.C.: OEA. Consultado el día 19 de agosto de 2014, en: http://www.sice.oas.org/trade/nafta_s/cap11_1.asp.

Pemex 2014a. Organigrama estructural de Pemex (actual). Fuentes para la historia del Petróleo en México, consultado el 9 de junio de 2014, en: <http://petroleo.colmex.mx/index.php/presentacion>

Pemex 2014b. Organismos subsidiarios y filiales. Consultado el 9 de junio de 2014, en: <http://www.pemex.com/organismos/Paginas/default.aspx#.U5Y5V3J5OVM>

PetroStrategies, Inc. Oil and Gas Value Chains. s/f. Consultado el 1 de agosto de 2014, en: http://www.petrostrategies.org/Learning_Center/oil_and_gas_value_chains.htm.

Portal oficial de la Embajada de Noruega en Chile. s/f. *35 años de producción petrolera en Noruega*. Santiago de Chile: Embajada de Noruega. Consultado el 22 de septiembre de 2014, en: <http://www.noruega.cl/ARKIV/Negocios/Energia/oilproduction/#.VCBI2ZR5OVN>.

Presidencia de la República. 2013. *Iniciativas de leyes energéticas, Reforma Energética*. México, DF: Presidencia de la República. Consultado el 30 de mayo de 2014, en: <http://presidencia.gob.mx/reformaenergetica/#lleyes-secundarias>.

-----, 2014. *Reforma Energética*. México, DF: Presidencia de la República. Consultado el 30 de mayo de 2014, en: <http://presidencia.gob.mx/reformaenergetica/#lleyes-secundarias>.

ProMéxico. s/f. “Minería. Inversión y Comercio”. Consultado el 10 de junio de 2014, en: http://www.promexico.gob.mx/es_ca/promexico/Mineria_EM.

SE (Secretaría de Economía). *Evolución del comercio internacional*. México, DF: SE. Presentación en línea consultada el 19 de septiembre de 2014, en: <http://www.siicex.gob.mx/portalSiicex/Pagina%20principal/EVOLUCION%20DEL%20COMERCIO%20EXTERIOR.pdf>

SENER (Secretaría de Energía). 2014a. *Empresas productivas del Estado*. México, DF: SENER. Consultado el 30 de septiembre de 2014, en: http://www.energia.gob.mx/webSener/leyes_Secundarias/9214.html.

-----, 2014b. *Estructura del sector*. México, DF: SENER. Consultado el 9 de junio de 2014, en: <http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2627>.

TCEQ (Texas Commission en Environmental Quality). s/f. Material consultado el 11 de diciembre de 2014, en: http://www.tceq.state.tx.us/assets/public/implementation/barnett_shale/bsAnnualWellCount.pdf.

Triopas. s/f. *Tratamiento de lodos bentoníticos in situ*. Consultado el 13 de junio de 2014, en: <http://www.triopas.es/industria/soluciones/tratamiento-lodos-bentoniticos>.

U.S. Energy Information Administration. s/f. *Norway Country Analysis Brief Overview*. Consultado el 22 de septiembre de 2014, en: <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=no>.

Anexo 1: Acrónimos

1P	Reservas probadas
2P	Reservas probadas y probables
3P	Reservas probadas, probables y posibles (reservas totales)
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia)
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gas Natural e Biocombustíveis (Brasil)
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
Camimex	Cámara Minera de México
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
EIA	Administración de Información de Energía (Estados Unidos)
ENE	Estrategia Nacional de Energía 2012-2026
IED	Inversión extranjera directa
IMA	Industria Minera Ampliada
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
INEGI	Instituto Nacional de Geografía y Estadística
MIA	Manifestación de impacto ambiental
Nafin	Nacional Financiera
ONIP	Organização Nacional da Indústria do Petróleo (Brasil)
Pemex Gas	Pemex Gas y Petroquímica Básica
Pemex	Petróleos Mexicanos
PEP	Pemex Exploración y Producción
PGPB	Pemex Gas y Petroquímica Básica
PIB	Producto interno bruto
PPQ	Pemex Gas y Petroquímica Básica
PyME	Pequeñas y medianas empresas
REF	Pemex Refinación
SCIAN	Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte
SE	Secretaría de Economía
SEMIP	Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal
SENER	Secretaría de Energía
SGM	Servicio Geológico Mexicano
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIE	Sistema de Información Energética
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
TCEQ	Texas Commission on Environmental Quality
TLC	Tratado de Libre Comercio
TLCAN	Tratado de Libre Comercio de América del Norte
USGS	United States Geological Survey

Anexo 2: Nomenclatura de unidades usadas

Cuadro 2.1
Volumen (líquidos)

Unidad	Descripción
b	barriles
bd	barriles diarios
Mb	miles de barriles
Mbd	miles de barriles diarios
MMb	millones de barriles
MMbd	millones de barriles diarios
m ³	metros cúbicos
m ³ d	metros cúbicos diarios
Mm ³	miles de metros cúbicos
Mm ³ d	miles de metros cúbicos diarios
MMm ³	millones de metros cúbicos
l	litros
gal	galones

Cuadro 2.2
Volumen (gases)

Unidad	Descripción
m ³ G	metros cúbicos gaseosos
m ³ Gd	metros cúbicos gaseosos diarios
Mm ³ G	miles de metros cúbicos gaseosos
Mm ³ Gd	miles de metros cúbicos gaseosos diarios
MMm ³ G	millones de metros cúbicos gaseosos
MMm ³ Gd	millones de metros cúbicos gaseosos diarios
pc	pies cúbicos
pcd	pies cúbicos diarios
Mpc	miles de pies cúbicos
Mpcd	miles de pies cúbicos diarios
MMpc	millones de pies cúbicos
MMpcd	millones de pies cúbicos diarios
MMMpc	miles de millones de pies cúbicos

Anexo 3. Países productores de petróleo

1.1 Producción de crudo

	2010	2011	2012	2013
Producción mundial (Miles de barriles diarios)	74,378	74,489	75,898	75,979
Resto del mundo	13,011	11,239	11,298	10,519
1 Rusia	9,694	9,774	9,922	10,054
2 Arabia Saudita	8,900	9,458	9,832	9,685
3 Estados Unidos	5,471	5,653	6,495	7,451
4 China	4,078	4,059	4,085	4,164
5 Canadá	2,741	2,901	3,138	3,324
6 Irán	4,080	4,054	3,387	3,113
7 Iraq	2,399	2,626	2,983	3,054
8 Emiratos Árabes Unidos	2,415	2,679	2,804	2,820
9 Kuwait	2,300	2,530	2,635	2,650
10 México	2,621	2,600	2,593	2,562
11 Nigeria	2,455	2,550	2,520	2,367
12 Venezuela	2,216	2,300	2,300	2,300
13 Brasil	2,055	2,105	2,061	2,024
14 Angola	1,899	1,746	1,777	1,831
15 Kazajstán	1,525	1,553	1,514	1,573
16 Qatar	1,459	1,571	1,551	1,553
17 Noruega	1,869	1,752	1,607	1,530
18 Algeria	1,540	1,540	1,532	1,462
19 Colombia	786	914	944	1,003
20 Omán	865	886	919	940

Fuente: EIA U.S. Energy Information Administration (2014). International Energy Statistics. Crude oil including lease condensate, consultado el 25 de septiembre de 2014, en:

<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=57&aid=1&cid=regions&syid=2009&eyid=2013&unit=TBPB>.

1.2 Reservas probadas

	2010	2011	2012	2013
Reservas mundiales (Miles de millones de barriles)	1,356	1,474	1,526	1,646
Resto del mundo	68	70	71	74
1 Venezuela	99	211	211	298
2 Arabia Saudita	262	263	267	268
3 Canadá	175	175	174	173
4 Irán	138	137	151	155
5 Iraq	115	115	143	141

		2010	2011	2012	2013
6	Kuwait	104	104	104	104
7	Emiratos Árabes Unidos	98	98	98	98
8	Rusia	60	60	60	80
9	Libia	44	46	47	48
10	Nigeria	37	37	37	37
11	Estados Unidos	21	23	27	31
12	Kazajstán	30	30	30	30
13	Qatar	25	25	25	25
14	China	20	20	20	24
15	Brasil	13	13	14	13
16	Algeria	12	12	12	12
17	Angola	10	10	10	10
18	México	10	10	10	10
19	Ecuador	7	7	7	8
20	Azerbaiyán	7	7	7	7

Fuente: EIA U.S. Energy Information Administration (2014). International Energy Statistics. Crude Oil Proved Reserves, consultado el 25 de septiembre de 2014, en: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=5&pid=57&aid=6>

Anexo 2. Leyes y reglamentos del sector hidrocarburos y del sector minero

2.1 Sector hidrocarburos

2.1.1 Marco legal y regulatorio

Pemex y el sector hidrocarburos están sujetos a una serie de legislaciones, normas y reglamentos que regulan las actividades productivas, inversiones, y actividades relacionadas con la distribución y comercialización de los hidrocarburos.

A continuación se presenta un listado con las leyes y reglamentos relacionados con el sub-sector de hidrocarburos, en el que se explican brevemente sus objetivos. Cada una de estas leyes establece las atribuciones, alcances y responsabilidades de las instituciones encargadas de la operación de la industria petrolera, desde temas ambientales y pago de derechos, hasta la operación productiva.

Leyes	Objetivo o relación con el sector hidrocarburos
Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos	Artículos 25, 27 y 28. Hablan sobre la propiedad y responsabilidades del Estado sobre los hidrocarburos, la producción de energéticos y la prestación de servicios relacionados con la industria.
Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo	Refiere al dominio directo de la Nación de todos los carburos de hidrógeno que se encuentren en el territorio nacional, incluida la plataforma continental y la zona económica exclusiva situada fuera del mar territorial y adyacente a éste, en mantos o yacimientos, en cualquier estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañan o se derivan de él.
Ley Orgánica de la Administración Pública Federal	Define las responsabilidades de las entidades e instituciones relacionadas con el petróleo y los hidrocarburos.
Ley Federal de Entidades Paraestatales	Especifica que Pemex y los organismos subsidiarios, creados por ley o decreto expedido por el Ejecutivo Federal deben regularse bajo sus propias leyes o decretos de creación.
Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente	Habla sobre la obligación de la industria petrolera para cumplir con normas de protección ambiental, evaluaciones de impacto ambiental y su obligación para controlar, reducir o evitar la contaminación de la atmósfera, tierras y aguas.
Ley Federal de Derechos	Enumera y define los derechos que está obligada a pagar la industria, así como de los que está exenta de pagos.
Ley de Ingresos de la Federación	Especifica los ingresos esperados durante un ejercicio fiscal para la industria.
Ley de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria	Define los conceptos por los cuales se considerarán los ingresos de la industria para la federación, así como la forma de registrar y contabilizar las inversiones, infraestructura y propiedades de Pemex.
Ley de Petróleos Mexicanos	La nueva Ley de Petróleos Mexicanos tiene por objeto establecer la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de dicha empresa y su régimen especial en materia de empresas productivas subsidiarias y empresas filiales; remuneraciones; adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; bienes; responsabilidades y dividendo estatal.
Ley para el Aprovechamiento de	Tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía

Leyes	Objetivo o relación con el sector hidrocarburos
Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética	renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.
Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía	Tiene como objeto propiciar un aprovechamiento sustentable de la energía mediante el uso óptimo de la misma en todos sus procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo.
Ley de la Comisión Reguladora de Energía	<p>Define las responsabilidades y atribuciones de la Comisión Reguladora de Energía. Destaca el objetivo de promover el desarrollo eficiente de las siguientes actividades relacionadas con el sector de hidrocarburos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las ventas de primera mano del gas, del combustóleo y de los petroquímicos básicos. Por venta de primera mano se entenderá la primera enajenación que Petróleos Mexicanos y sus subsidiarios realicen en territorio nacional a un tercero. • El transporte y distribución de gas, de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo y de los petroquímicos básicos, que se realice por medio de ductos, así como los sistemas de almacenamiento que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, o que forman parte integral de las terminales de importación o distribución.
Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos	Define las responsabilidades y atribuciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, cuyo objetivo es regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.
Ley Minera	Establece los derechos que confieren las concesiones y asignaciones mineras para el aprovechamiento, explotación y transporte de gas asociado.
Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas	<p>Esta ley tiene por objeto reglamentar la aplicación del Artículo 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de contrataciones de obras públicas, así como de los servicios relacionados con las mismas.</p> <p>En cuanto a las obras públicas relacionadas con la industria petrolera, se consideran los trabajos de exploración, localización y perforación distintos a los de extracción de petróleo y gas; mejoramiento del suelo y subsuelo; desmontes; extracción y aquellos similares, que tengan por objeto la explotación y desarrollo de los recursos naturales que se encuentren en el suelo o en el subsuelo.</p>

Fuente: Elaboración propia, 2014.

Reglamentos

Reglamentos	Objetivo o relación con el sector hidrocarburos
Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo	Establece las reglas, responsabilidades y obligaciones, así como la forma de operar de las diferentes instituciones que integran la industria petrolera.
Reglamento de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos	Establece las reglas, responsabilidades y obligaciones, así como la forma de operar de Pemex y sus organismos subsidiarios.

Reglamentos	Objetivo o relación con el sector hidrocarburos
Reglamento Interior de la Secretaría de Energía	Establece las reglas, responsabilidades y obligaciones de la Secretaría de Energía en materia de energéticos y las correspondientes a la industria de hidrocarburos.
Reglamento de Gas Natural	Este ordenamiento reglamenta la Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo, con el objeto de regular las ventas de primera mano, así como las actividades y los servicios que no forman parte de la industria petrolera en materia de gas natural, a efecto de asegurar su suministro eficiente.
Reglamento de Gas Licuado de Petróleo	Tiene por objeto regular las ventas de primera mano así como el transporte, almacenamiento y distribución de gas licuado de petróleo, actividades que podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos.
Reglamento de Trabajos Petroleros	Define los requisitos que deben cubrir los operadores petroleros para realizar trabajos relacionados con la industria (exploración, perforación, extracción, etc.).
Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos	Este reglamento tiene por objeto establecer la estructura, organización y funcionamiento de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de Energía	Tiene por objeto reglamentar la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.
Lineamientos a los que deberán sujetarse Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios en la elaboración y ejecución del programa para incrementar la eficiencia operativa a que se refiere el Artículo Noveno Transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos, publicado el 1 de octubre de 2007	Estos lineamientos establecen las reglas mediante las cuales PEMEX elaborará el programa para incrementar su eficiencia operativa y obtendrá la aprobación de la Secretaría a dicho Programa, así como el mecanismo mediante el cual PEMEX remitirá a la Secretaría el informe trimestral sobre los avances y resultados de su aplicación.
Lineamientos a los que debe sujetarse Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios en la entrega de información a la Secretaría de Energía, relativa a los indicadores a que se refiere el Artículo Noveno Transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, publicado en 1 de octubre de 2007.	Estos lineamientos tienen como objeto establecer los aspectos relevantes, los mecanismos y tiempos de entrega de la información que requiera la Secretaría de Energía a PEMEX, para dar cumplimiento a lo establecido en el segundo párrafo de la fracción II del Artículo Noveno Transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, publicado en 1 de octubre de 2007.

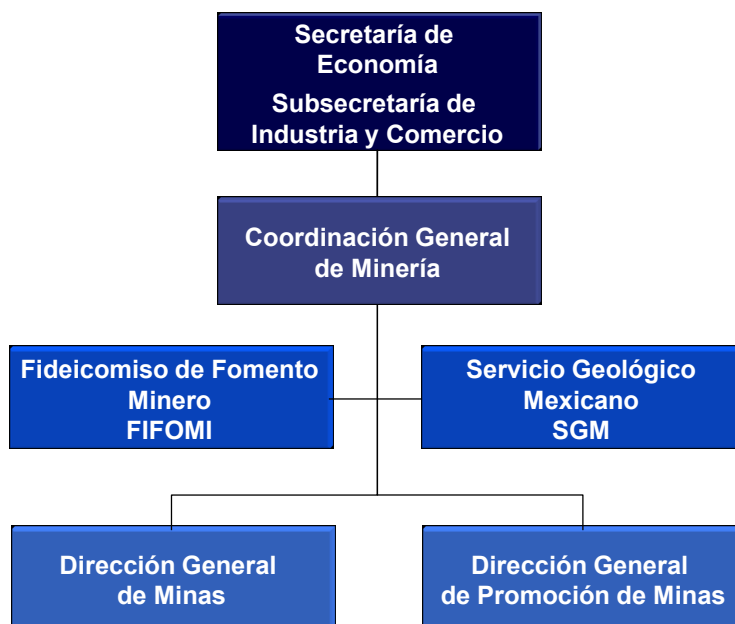
Fuente: Elaboración propia, 2014.

2.2 Sector minero

2.2.1 Estructura institucional

El sector minero se rige bajo la jurisdicción de la Secretaría de Economía a través de la Subsecretaría de Industria y Comercio, de la que depende la Coordinación General de Minería y a la cual se integran FIFOMI como una entidad paraestatal y el SGM como organismo público descentralizado.

Gráfica 5: Estructura institucional del sector minero



Fuente: Elaboración propia, 2014.

La Coordinación General de Minería es la encargada de aplicar las disposiciones del marco regulatorio minero para asegurar la libre congruencia de los particulares en la exploración y explotación de los recursos minerales, con el propósito de conferir seguridad jurídica a las inversiones.¹⁶

La Dirección General de Minas proporciona infraestructura administrativa para garantizar el trámite de asuntos mineros que establece la ley minera y su reglamento, otorgando seguridad jurídica a las resoluciones emitidas.

La Dirección General de Promoción de Minas es la encargada de promocionar la competitividad y la inversión en el sector minero, a través de la procuración de las políticas públicas que contribuyan al desarrollo del sector. Es también la encargada de identificar oportunidades de negocio y facilitar inversiones.

¹⁶ Minería. ProMéxico: Inversión y Comercio. Consultado el 10 de junio de 2014, en: http://www.promexico.gob.mx/es_ca/promexico/Mineria_EM

El Fideicomiso de Fomento Minero, como su nombre lo indica, fomenta el desarrollo de la minería nacional, la generación de empleos e inversión mediante apoyos de capacitación, asistencia técnica y/o financiamiento a personas físicas y morales.

El Servicio Geológico Mexicano (SGM) provee a la industria de elementos indispensables de información sobre los recursos geológico-económicos de México. El SGM se enfoca en las áreas de atención de Ciencia y Tecnología, Desastres Naturales y Medio Ambiente y Recursos Naturales, en la Localización de Recursos Minerales Metálicos y No Metálicos y Energéticos, y en la elaboración de cartografía geológica, geoquímica y geofísica.¹⁷

2.2.2 Marco legal y regulatorio

El sector minero está sujeto a una serie de legislaciones, normas y reglamentos que regulan las actividades productivas, inversiones, y actividades relacionadas con la extracción, distribución, comercialización y manejo ambiental para la extracción de los minerales y metales.

Leyes y reglamentos

Leyes y reglamentos	Objetivo o relación con el sector minero
Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos	El Artículo 27 constitucional habla de la propiedad de nación sobre todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como los minerales de los que se extraigan metales y metaloides utilizados en la industria; los yacimientos de piedras preciosas, de sal de gema y las salinas formadas directamente por las aguas marinas; los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuando su explotación necesite trabajos subterráneos; los yacimientos minerales u orgánicos de materias susceptibles de ser utilizadas como fertilizantes; los combustibles minerales sólidos.
Ley Orgánica de la Administración Pública Federal	Define las responsabilidades de las entidades e instituciones relacionadas con el sector minero.
Reglamento Interior de la Secretaría de Economía	Señala las atribuciones de la Secretaría de Economía con respecto al sector minero ya que ésta es la responsable de la política del sector.
Ley Minera	Es la reglamentaria del Artículo 27 constitucional en materia minera, y regula la exploración, explotación, y beneficio de los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, así como de las salinas formadas directamente por las aguas marinas provenientes de mares actuales, superficial o subterráneamente, de modo natural o artificial y de las sales y subproductos de éstas.
Reglamento de la Ley Minera	Tiene por objeto regular el otorgamiento y administración de las concesiones mineras, y la forma en que se ejercerán y cumplirán los derechos y obligaciones que de ellas deriven.
Reglamento de la Ley Minera en Materia de Gas Asociado a los	Este reglamento tiene por objeto reglamentar las disposiciones que establece la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de

¹⁷ CEC ITAM (2009). Evaluación de Diseño del Servicio Geológico Mexicano.

Leyes y reglamentos	Objetivo o relación con el sector minero
Yacimientos de Carbón Mineral	carbón mineral.
Manual de Servicios al Público en Materia Minera	Este manual tiene por objeto señalar los conductos y formatos para la presentación y trámite de solicitudes, avisos, informes y promociones a que se refiere el Reglamento de la Ley Minera; fijar los métodos, términos y condiciones para la elaboración de planos; determinar los medios para hacer referencia al nuevo punto; indicar los lineamientos y formalidades de los sorteos que se llevarán a cabo en los casos de solicitudes simultáneas; precisar las particularidades de las señalizaciones del punto de partida; y señalar las características de los planos para la información de la cartografía minera.
Ley Federal de Derechos	Enumera y define los derechos que está obligado a pagar el sector minero por sus actividades económicas.
Ley de Inversión Extranjera	En ella se establece que es posible la participación de hasta 100% de capital extranjero en las sociedades mineras establecidas bajo leyes mexicanas.
Ley Federal del Trabajo	Señala las obligaciones y responsabilidades de las empresas y patrones respecto al cumplimiento de los derechos laborales de los trabajadores.
Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de Trabajo	Señala la obligación de los centros de trabajo dedicados a la minería a realizar estudios de valoración de riesgos a los que se exponen los trabajadores en cada explotación.
Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA)	Habla sobre la obligación del sector minero para cumplir con normas de protección ambiental, evaluaciones de impacto ambiental y su obligación para controlar, reducir o evitar la contaminación de la atmósfera, tierras y aguas.
NOM-023-STPS-2012, Minas subterráneas y minas a cielo abierto - Condiciones de seguridad y salud	Esta norma establece los requisitos mínimos de seguridad y salud en el trabajo para prevenir riesgos a los trabajadores que desarrollan actividades en las minas subterráneas y a cielo abierto.
NOM-120-SEMARNAT-2011, Protección ambiental en exploración minera directa	Establece las especificaciones de protección ambiental para realizar actividades de exploración minera directa, exceptuando la exploración por minerales radiactivos y las que pretendan ubicarse en áreas naturales protegidas y en sitios bajo alguna categoría de conservación, derivados de instrumentos internacionales de los cuales México forme parte.
NOM-141-SEMARNAT-2003, Especificaciones y criterios depósitos de jales	Establece las especificaciones para la caracterización del jal y del sitio, así como los criterios para la mitigación de los impactos ambientales por la remoción de la vegetación para el cambio de uso de suelo. Señala las especificaciones y criterios ambientales para las etapas de preparación del sitio, proyecto, construcción, operación y post-operación de presas de jales y para el monitoreo.
NOM-157-SEMARNAT-2009, Planes de manejo de residuos mineros	Establece los elementos y procedimientos que se deben considerar al formular y aplicar los planes de manejo de residuos mineros, con el propósito de promover la prevención de la generación y la valorización de los residuos, así como alentar su manejo integral a través de nuevos procesos, métodos y tecnologías que sean económica, técnica y ambientalmente factibles.

Fuente: Elaboración propia, 2014.

Anexo 3. Claves de los subsectores y clases de la Industria Minera Ampliada

Clave SCIAN	Sub sector / Rama / Clase
212	Minería de minerales metálicos y no metálicos excepto petróleo y gas
212110	Minería de carbón mineral
212210	Minería de hierro
212221	Minería de oro
212222	Minería de plata
212231	Minería de cobre
212232	Minería de plomo y zinc
212291	Minería de manganeso
212292	Minería de mercurio y antimonio
212311	Minería de piedra caliza
212312	Minería de mármol
212319	Minería de otras piedras dimensionadas
212321	Minería de arena y grava para la construcción
212322	Minería de tezontle y tepetate
212323	Minería de feldespato
212324	Minería de sílice
212325	Minería de caolín
212329	Minería de otras arcillas y otros minerales refractarios
212391	Minería de sal
212392	Minería de piedra de yeso
212393	Minería de barita
212394	Minería de roca fosfórica
212395	Minería de fluorita
212396	Minería de grafito
212397	Minería de azufre
212398	Minería de minerales no metálicos para productos químicos
212399	Minería de otros minerales no metálicos
213	Servicios relacionados con la minería
213111	Perforación de pozos petroleros y de gas
213119	Otros servicios relacionados con la minería
324	Fabricación de productos derivados del petróleo y del carbón
324199	Fabricación de coque y otros productos derivados del petróleo refinado y del carbón mineral
331	Industrias metálicas básicas
331111	Complejos siderúrgicos
331112	Fabricación de desbastes primarios y ferroaleaciones
331210	Fabricación de tubos y postes de hierro y acero
331220	Fabricación de otros productos de hierro y acero
331310	Industria básica del aluminio
331411	Fundición y refinación de cobre
331412	Fundición y refinación de metales preciosos
339912	Orfebrería y joyería de metales y piedras preciosas
331419	Fundición y refinación de otros metales no ferrosos
331420	Laminación secundaria de cobre
331490	Laminación secundaria de otros metales no ferrosos
331510	Moldeo por fundición de piezas de hierro y acero
331520	Moldeo por fundición de piezas metálicas no ferrosas

Clave SCIAN	Sub sector / Rama / Clase
327	Fabricación de productos a base de minerales no metálicos
327111	Fabricación de artículos de alfarería, porcelana y loza
327112	Fabricación de muebles de baño
327121	Fabricación de ladrillos no refractarios
327122	Fabricación de azulejos y losetas no refractarias
327123	Fabricación de productos refractarios
327910	Fabricación de productos abrasivos
327211	Fabricación de vidrio
327212	Fabricación de espejos
327213	Fabricación de envases y ampollitas de vidrio
327214	Fabricación de fibra de vidrio
327215	Fabricación de artículos de vidrio de uso doméstico
327216	Fabricación de artículos de vidrio de uso industrial y comercial
327219	Fabricación de otros productos de vidrio
327310	Fabricación de cemento y productos a base de cemento en plantas integradas
327320	Fabricación de concreto
327330	Fabricación de tubos y bloques de cemento y concreto
327391	Fabricación de productos preesforzados de concreto
327399	Fabricación de otros productos de cemento y concreto
327410	Fabricación de cal
327420	Fabricación de yeso y productos de yeso
327991	Fabricación de productos a base de piedras de cantera

Fuente: INEGI (2011). Censos Económicos 2009. La industria minera ampliada.

Anexo 4. Lodos de perforación

4.1 Funciones de los lodos (fluidos) de perforación

Función	Observaciones
Recolección del material cortado	El material que la barrena corta forma una suspensión con el fluido, que al ascender hasta fuera del pozo es retirado del mismo con tamices e hidrociclones.
Suspensión del material cortado	Cuando periódicamente se detiene el proceso de barrenado, los lodos forman un gel y evitan que el material cortado sedimente.
Transmisión de potencia hidráulica a la barrena y al fondo del barreno	La potencia del barrenado se origina en algunos sistemas con el mecanismo hidráulico. La limpieza de la zona a perforar es garantizada por un chorro continuo del fluido a alta presión.
Soporte del peso de la sarta de perforación	El peso de la sarta de perforación aumenta con su longitud. El lodo de alta densidad lo contrarresta al hacer un efecto de flotación.
Enfriamiento de la barrena	Debido a la fricción del trabajo de la barrena y las condiciones geotérmicas, se requiere enfriar la barrena para prevenirle daños.
Lubricación de la barrena	La barrena funciona como un elemento de corte y requiere un fluido que favorezca el mismo dándole mayor duración a la barrena.
Estabilidad mecánica de las paredes del barreno	Las paredes del pozo pueden ceder parcial o totalmente y la presión ejercida por el fluido las mantiene en posición, sellándolas además.
Control de la presión de formación	Para evitar la contaminación del pozo con materiales o fluidos provenientes de las capas que se perforan, el fluido de perforación ejerce una fuerza hidrostática.
Medición de características de la formación	A medida que avanza la perforación el lodo recoge material de corte y se impregna de materiales de la formación, que son registrados y analizados.

Fuente: Elaboración propia, 2014.

4.2 Propiedades necesarias de los lodos de perforación

Propiedad	Observaciones
Tixotropiedad	Bajo condiciones de cero esfuerzo el lodo debe gelarse para evitar la sedimentación de los cortes, pero bajo esfuerzo debe fluidizarse para todas sus demás funciones.
Variación progresiva de la densidad	Durante el proceso de perforación el mismo fluido debe permitir reformulaciones que aumenten su densidad para garantizar la estabilidad de las paredes y el soporte de la sarta de perforación.
Bajo índice de filtrado	El filtrado o la pérdida de agua hacia las paredes del pozo debe ser baja para no modificar las características del lodo por concentrar a los sólidos suspendidos y disueltos.
Bajo nivel de corrosividad	El fluido debe ayudar a conservar la barrena, la sarta y las tuberías.
Bajo impacto ambiental	El fluido debe ser lo más favorable para el medio ambiente, evitando contaminarlo.
Inerte para los registros de control	El fluido debe ser lo más inerte posible para que los productos que arrastra y de los que se impregna puedan ser analizados.

Fuente: Elaboración propia, 2014.

4.3 Composición típica de lodos de perforación

Base agua

(Densidad 1.3 kg/lit) bbl=barril; ppb=libras por barril, 1 barril=159 lt

Componente	Cantidad	Masa (kg)	Volumen (lt)	Masa (%)	Volumen (%)
Agua	1 bbl	159	159	65.33	84.92
Barita	160ppb	72.58	17.28	29.82	9.23
Bentonita	20 ppb	9.1	9.07	3.73	4.85
CMC alta viscosidad	1.5 ppb	0.68	0.47	0.28	0.25
CMC baja viscosidad	3.5 ppb	1.59	1.09	0.65	0.58
Sosa cáustica	0.5 ppb	0.23	0.22	0.09	0.12
Carbonato de sodio	0.5 ppb	0.23	0.1	0.09	0.05

Fuente: Offshore Technology report OTO 1999-089 Drilling Fluids Composition and use within the UK Offshore Drilling Industry, Health and Safety Executive.

Base aceite

(Densidad 1.38 kg/lit; salinidad = 22.5%; radio aceite/agua = 1.85)
bbl=barril; ppb=libras por barril, gpb=galones por barril; 1 barril=159 lt

Componente	Cantidad	Masa (kg)	Volumen (lt)	Masa (%)	Volumen (%)
Barita	167.9 ppb	76.15	18.16	36.34	11.42
Fluido base	0.52 bbl	63.64	83.31	30.37	52.4
Agua	0.3ppb	47.15	47.22	22.5	29.7
Espesante	5 ppb	2.26	1.4	1.08	0.88
Emulsificante 1	0.8 gpb	2.89	3.02	1.38	1.9
Emulsificante 2	0.4 gpb	1.49	1.51	0.71	0.95
Cal	5 ppb	2.26	1.0	1.08	0.63
Cloruro de calcio	30.2 ppb	13.7	3.35	6.54	2.11

Fuente: Offshore Technology report OTO 1999-089 Drilling Fluids Composition and use within the UK Offshore Drilling Industry, Health and Safety Executive.

Proporción promedio de consumo de los componentes de los lodos de perforación

Componente	Rango de proporción en la mezcla (lbs/barril)	Consumo promedio (% en peso)	Consumo promedio (% en peso) ¹⁸
Barita¹⁹	25 -700	64%	75%

¹⁸ Columna del reporte "Composition, Environmental Fates, and Biological Effects of Water Based Drilling Muds and Cuttings Discharged to the Marine Environment", 2005.

Componente	Rango de proporción en la mezcla (lbs/barril)	Consumo promedio (% en peso)	Consumo promedio (% en peso) ¹⁸
Bentonita ²⁰	5 – 35	22%	11%
Atapulgita o sepiolita ²¹	10 -30	3%	-
Sal	10 -125	2%	-
Lignosulfonatos	1 - 20	2%	2%
Lignita	1 - 25	2%	-
Sosa cáustica	1 - 5	2%	<1%
Carbonato de sodio	- 4	1%	3%
Diesel	3 - 275	1%	<1%
Otros aditivos celulósicos	5 - 50	1%	4%
Cloruro de calcio	10 - 200	<1%	-
Cal	2 - 20	<1%	-
Polímeros celulósicos	0.25 – 5	<1%	2%
Asfalto / gilsonita	1 - 50	<1%	<1%
Otros aditivos fibrosos	1 - 10	<1%	2%

Fuente: API, de pozos en Estados Unidos, 1978, Incluido en el reporte: "Fate and Biological Effect of Oil Well Drilling Fluids in the Marine Environment". EPA Research Lab Gulf Breeze, Florida, 1981.

El 90% de los ingredientes de los lodos de perforación pertenece a 4 materiales: barita, bentonita, lignita y lignosulfonato. Los dos primeros son minerales de ocurrencia natural; el tercero es un tipo de carbón, también de ocurrencia natural; el último es un subproducto de los procesos de pulpa de la industria del papel.

4.4 Variación de la composición de los lodos en función de la profundidad de perforación (libras/barril)

Componente	Perforación inicial	Perforación intermedia	Perforación profunda	Terminación y prueba
Barita	0	10.5	227	525
Bentonita	12.5	17	24	33
Polímeros	0.5	0.5	0	0
Sosa	10	0.3	0.9	1.5
Lignosulfonatos	0	0.3	3.5	10.5

Fuentes: Bryant W. Disposal of Waste fluids from Petroleum Exploratory Drilling in the Canadian North. Environment, Canada, Yellowknife, NWT, Canada 1976, Hruday, S. E. Sources and Characteristics of Liquid Processes Wastes from arctic Offshore Hydrocarbon Exploration, 1979; ambos contenidos en el reporte: "Fate and Biological Effect of Oil Well Drilling Fluids in the Marine Environment". EPA Research Lab Gulf Breeze, Florida, 1981.

¹⁹ La barita es un elemento indispensable, ya que determina la densidad del lodo.

²⁰ La bentonita es fundamental por sus propiedades tixotrópicas y su muy baja granulometría; existen hoy substitutos sintéticos aún no probados extensivamente.

²¹ La atapulgita y la sepiolita substituyen a veces a la bentonita.

Variación de las proporciones de bentonita y barita en función de la densidad requerida

Densidad (lbs/gal)	Lodo (barriles)	Agua (barriles)	Bentonita (lbs/barril)	Barita (lbs/barril)
8.31	100	100	0	0
9	100	89	20	49
10	100	89	20	91
11	100	89	20	133
12	100	91	16	171
13	100	91	16	213
14	100	91	16	256
15	100	91	16	298
16	100	92	14	338
17	100	92	14	380
18	100	92	14	422
19	100	94	10	460
20	100	94	10	503

Fuente: Elaboración propia, 2014.

Los lodos de perforación requieren de mayor densidad a medida que avanza la profundidad y por ello la proporción de barita aumenta. Si bien en diversos casos la adición por barril de lodo de la bentonita casi se mantiene constante, en general también se le hace disminuir.

4.5 Adición de los componentes minerales de los lodos en función de la profundidad de perforación y consumo total por pozo (datos en libras)

Caso 1 Pozo de exploración en el Golfo de México

Componente	0 a 850 m	850 a 1900 m	1900 a 2300 m	2300 a 3000 m	Total usado
Barita	0	110,800	336,500	1'075,760	1'523,060
Bentonita	59,900	13,000	3,000	7,700	83,600
Otros	12,000	16,100	29,300	72,140	188,660
Total utilizado de materiales	71,900	139,900	368,800	1'155,600	1'418,000

Fuente: Monaghan, P. H., C.D. McAuliffe y F T, Weiss, Environmental Aspects of Drilling Muds, Cuttings from Oil & Gas Extraction Operations in Offshore and Coastal Waters Houston Texas, 1977. Contenido en el reporte: "Fate and Biological Effect of Oil Well Drilling Fluids in the Marine Environment". EPA Research Lab Gulf Breeze, Florida, 1981.

Caso 2 Pozo en el Mar del Norte, Noruega

Componente	370 a 450m d=36"	450 a 830 m d=26"	830 a 1580 m d=17.5"	1580 a 2550 m d=12.25"	Término d=9.63"	Total usado
Barita	158,400	959,200	204,600	264,000	77,000	1'663,200
Bentonita	114,400	101,200	11,000	0	0	226,600
Silvita	0	0	231,200	92,900	0	324,100
Sal	0	0	0	38,500	0	38,500
Otros	1,485	6,666	39,700	92,000	7,150	147,001
Total utilizado de materiales	274,285	1'067,066	486,500	487,400	84,150	2'399,401

Fuente: Conoco Norway Offshore Drilling Report, Norge AS.

Caso 3 Pozo en Mobile, Alabama

Componente	200 a 950 m	950 a 1800 m	1800 a 3050 m	3050 a 4450 m	4450 a 5450 m	5450 a 6450 m	Término y prueba	Total usado
Barita	63,000	173,200	114,800	294,400	326,100	1'070,300	348,300	2'390,100
Bentonita	80,600	45,400	52,500	179,600	97,200	217,400	20,200	692,900
Atapulgita	55,500	9,000	0	0	0	0	44,500	109,000
Cal	0	0	0	0	2,400	32,500	3,800	38,700
Otros	70,500	78,530	32,820	173,470	129,890	291,190	238,260	1,014,660
Total utilizado de materiales	269,600	306,130	200,120	647,470	555,590	1'611,390	655,060	4'073,600

Fuente: Jones M, Well History and Technical Report on Mobil Oil's #1-76 Mobile Bay, Alabama 1979. Contenido en el reporte: "Fate and Biological Effect of Oil Well Drilling Fluids in the Marine Environment". EPA Research Lab Gulf Breeze, Florida, 1981.

Anexo 5. Consumo de minerales metálicos y no metálicos en el sub-sector de hidrocarburos

5.1 Prospectiva de consumos medios de barita y bentonita por pozo perforado en función de la ubicación del pozo

(Datos en libras base seca)

Pozos en aguas profundas

	General	2250 m	Prospectiva
Componente	Golfo de México ²²	Mar del norte Noruega ²³	Golfo de México
Barita	8'651,162	1'663,200	3'500,000
Bentonita	306,976	226,600	300,000

Nota: Los consumos son por pozo y se refieren a la totalidad durante el proceso de perforación.

Pozos costeros, aguas someras

	General	3050 m	3000 m	Prospectiva
Componente	Golfo de México ²⁴	Mobile Alabama ²⁵	Golfo de México ²⁶	Golfo de México
Barita	583,200	351,000	1'523,060	600,000
Bentonita	83,184	178,500	83,600	85,000

Nota: Los consumos son por pozo y se refieren a la totalidad durante el proceso de perforación.

²² Boehm, P.D., D. Turton, A. Ravel, D. Caudle, D. French, N. Rabalais, R. Spies, and J. Johnson. 2001. Deepwater Program: Literature Review, Environmental Risks of Chemical Products Used in Gulf of Mexico Deepwater Oil and Gas Operations. Vol. 1. Technical Report. OCS Study MMS 2001-011. U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA Estudio sobre 47 pozos. Reporte contenido en "Composition, Environmental Fates, and Biological Effects of Water Based Drilling Muds and Cuttings Discharged to the Marine Environment", 2005.

²³ Conoco Norway Offshore Drilling Report, Norge AS.

²⁴ Boehm, P.D., D. Turton, A. Ravel, D. Caudle, D. French, N. Rabalais, R. Spies, and J. Johnson. 2001. Deepwater Program: Literature Review, Environmental Risks of Chemical Products Used in Gulf of Mexico Deepwater Oil and Gas Operations. Vol. 1. Technical Report. OCS Study MMS 2001-011. U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA Estudio sobre 559 pozos. Reporte contenido en "Composition, Environmental Fates, and Biological Effects of Water Based Drilling Muds and Cuttings Discharged to the Marine Environment", 2005.

²⁵ Jones M, Well History and Technical Report on Mobil Oil's #1-76 Mobile Bay, Alabama 1979.

²⁶ Monaghan, P. H., C.D. McAuliffe y F T, Weiss, Environmental Aspects of Drilling Muds, Cuttings from Oil & Gas Extraction Operations in Offshore and Coastal Waters Houston Texas, 1977.

Las referencias 2 y 3 están contenidas en el reporte: "Fate and Biological Effect of Oil Well Drilling Fluids in the Marine Environment". EPA Research Lab Gulf Breeze, Florida, 1981.

Pozos de gas de esquisto

Componente	2800 m	Prospectiva
	Eagle Ford ²⁷	Cuencas Sabinas ²⁸ Tampico y Tuxpan
Barita	350,000	350,000
Bentonita	125,000	125,000

Nota: Los consumos son por pozo y se refieren a la totalidad durante el proceso de perforación.

5.2 Uso de bentonita en tendido de tubería

Existe una técnica denominada perforación horizontal o direccional,²⁹ mediante la cual se puede hacer el tendido de tubería de conducción para una red de gasoductos, sin hacer trincheras excavadas o sin dejar la tubería expuesta montada sobre mochetas.

Esta tecnología permite una perforación de hasta 400 m de largo desde un punto hasta otro, donde en un plano horizontal la tubería en realidad queda dispuesta en una trayectoria de una curva de radio muy amplio, como un gran arco. En general las distancias de perforación dependen de las características del terreno y, en ocasiones, es de especial interés para evitar lomas, cuerpos de agua y algunos otros obstáculos en la superficie.

Al igual que en un pozo, se utilizan fluidos de perforación, principalmente formados con bentonita pues se trata de perforaciones muy superficiales.

El gasto de los fluidos de perforación es aproximadamente 2.6 veces el volumen del barreno³⁰ o se refiere también en función del terreno con un radio de:³¹

- 1:1 en terrenos de grava, arena y roca
- 2:1 hasta 6:1 en terrenos de arcilla
- Muy cercano en promedio al valor de 2.6

El lodo de perforación es reciclado durante el proceso de uso, de manera que durante los diversos tramos para el tendido de los 15 km de tubería de 5" de diámetro consideradas para cada pozo en tierra para gas de esquisto, habrá una reutilización del mismo. A pesar de ese ahorro, el resultado neto será de ese valor de 2.6 veces el volumen del orificio:

- Para 6" y 15 km es: 274 m³ y para 2.6 veces: 712 m³
- El lodo bentonítico se usa en proporciones del 3.5 al 4.5%
- Basado en 4% sería: 30 toneladas por cada pozo de gas de esquisto en tierra para la colocación de la tubería de conducción a la red.

²⁷ El Paso Exploration & Production Company Eagle Ford Field Trip, 2010.

²⁸ EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Eagle Ford es la cuenca inmediata a Sabinas. Pemex encontró la cuenca Sabinas a 3,500 m y La Tuxpan y Tampico a 2,500 m de profundidad. Solamente hay pozos exploratorios en México.

²⁹ Horizontal Directional Drilling Guide, Trenchless Technology.

³⁰ Theoretical and Practical Models for Drilling Waste Volume Calculation with Field Case Studies. Chevron and Piper Consulting, Houston Texas.

³¹ Science of Mud, Systems in HDD Operations, Underground Construction.

5.3 Uso de arena en el proceso de fractura hidráulica

La fractura hidráulica es una operación que se efectúa en las etapas previas a la extracción del gas de esquisto, exactamente al final de la perforación. Su función es aumentar la permeabilidad o habilidad de las láminas de esquisto a tener flujo de gas.

El esquisto es una formación de roca arcillosa dispuesta en láminas o capas. Un tipo de esquisto, denominado esquisto bituminoso, lutita o pizarra es esa formación de roca arcillosa que en sus espacios intersticiales ha atrapado aceite y gas. Son estas formaciones de 60 a 200 m de espesor y cientos de kilómetros cuadrados de superficie, ubicadas a profundidades de 2,000 a 3,000 m, el objeto de la explotación.

El gas ahí atrapado, no es fácilmente liberable, requiere que se abran canales o vías de flujo: fracturas en la roca.

La operación consiste entonces, en la inyección de fluidos a muy alta presión (7500 psi) para crear dichas fracturas en la roca. Los fluidos inyectados contienen tres ingredientes genéricos: agua, químicos de corrosión y arena. El agua es el vehículo de los productos y el medio para ejercer la presión hidráulica. Por su parte los químicos actúan para fomentar el resquebrajamiento de la roca. Finalmente, la arena tiene por función impedir que las fracturas abiertas se cierren sobre sí mismas, actuando sus granos como separadores de éstas.

La fractura se realiza en varias etapas consecutivas para ir atacando en cada una de ellas una nueva zona dentro de la capa del esquisto. En una perforación horizontal sobre la capa midiendo 1,200 m de largo, se realizan hasta 10 etapas, una cada 120 m y en cada una de ellas se agrega:

Agua ³²	1,600 m ³
Substancias químicas ³³	9 toneladas
Arena sílica blanca (malla 40 a 70) ³⁴	125 toneladas
Arena sílica blanca (malla 100) ³⁵	125 toneladas

Las sustancias químicas agregadas son, en forma genérica: ácido clorhídrico, cloruro de sodio, poliacrilamida, etilenglicol, carbonatos de sodio y potasio, glutaraldehído, goma, ácido cítrico e isopropanol.

Un pozo en cada brazo horizontal tendrá un gasto de 2,500 toneladas de arena, o en forma general, tendrá un gasto de 2 t/m de perforación lateral.

³² Sustainable Development and Design of Marcellus Shale Play in Susquehanna, PA, EME Systems.

³³ Eagle Ford, Oil and Natural Gas Factbook, Martathon Oil Corporation.

³⁴ Sustainable Development and Design of Marcellus Shale Play in Susquehanna, PA, EME Systems.

³⁵ Sustainable Development and Design of Marcellus Shale Play in Susquehanna, PA, EME Systems.

5.4 Uso de grava para caminos en los pozos en tierra

Durante las operaciones de preparación del sitio, perforación del pozo y operación del mismo (especialmente durante las dos primeras) se requiere la creación de caminos de acceso. Se calculan cerca de 1,000 viajes³⁶ a cada pozo durante el mes correspondiente a las etapas de preparación del sitio y perforación.

Relacionado a cada pozo las superficies y longitudes de camino serán:³⁷

Zona alrededor del pozo	20,000 m ²
Camino de acceso al pozo	1,600 m de largo
	9 m de ancho
	14,400 m ²
Para un total de	34,400 m ²

Lo anterior considerando que haya una carretera o camino principal a 1.6 km del sitio del pozo. Para el caso promedio en México la medida debe ser de al menos 10 km.

Así la superficie a considerar es de 110,000 m² para el camino y área de operación del pozo. Esta superficie requiere:³⁸

Subrasante del camino, grava de 2"	espesor de 0.30 m
Sub base del camino grava de 1 1/2"	espesor de 0.15 m
Capa asfaltada, con grava de 3/4"	espesor de 0.1 m

Esto totaliza un espesor de grava de 55 cm e implica 60,500 m³ ó 109,000 toneladas de grava por cada pozo.

5.5 Uso de tubería (acero) en los pozos de gas y petróleo

En la producción petrolera hay fundamentalmente tres grupos de uso de la tubería:

1. Tubería de revestimiento en el pozo
2. Tubería de perforación (la sarta portadora de la barrena)
3. Tubería de producción/conducción

La primera y tercera son tuberías permanentes, mientras que la segunda tiene varios usos subsecuentes en diversas perforaciones.

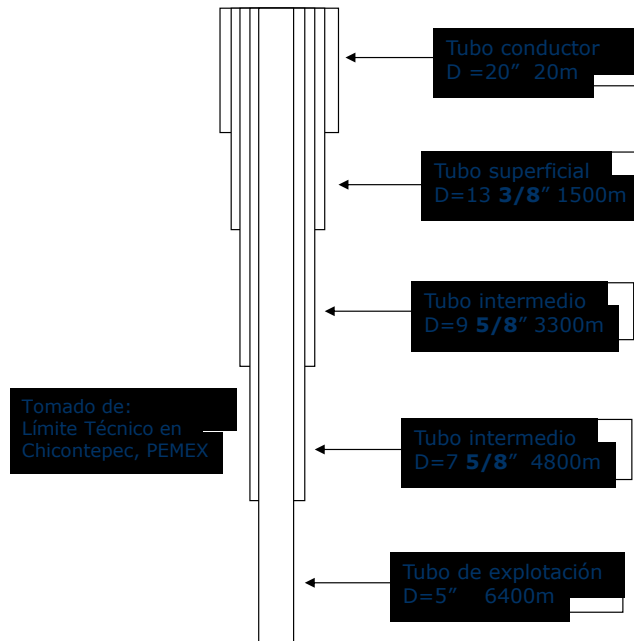
³⁶ Marcellus Shale Gas Drilling: What Should We Plan For? Susan Christopherson, Cornell University.

³⁷ Indirect Emissions of Carbon Dioxide from Marcellus Shale Gas. The Agriculture, Energy, & Environment Program at Cornell University.

³⁸ Caminos, Etapas de Construcción, UNAM.

Tubería de revestimiento

Esta tubería está formada por cuatro categorías: tubería conductora, tubería superficial, tubería intermedia y tubería de explotación en acomodo concéntrico en el barreno del pozo, como se muestra en la siguiente figura:



Fuente: PEMEX. Límite Técnico en Chicontepec.

En cada pozo el concepto de las tuberías concéntricas se repite, pero no necesariamente el número de ellas, ni los diámetros o longitudes/profundidades.

Las tuberías tienen entre sí una capa de cemento que ha sido bombeada para su colado en posición y tienen como fin común proteger las paredes del pozo y aislar al producto de las distintas capas del subsuelo por el que atravesó el pozo.

La razón de que sea una estructura concéntrica obedece a que cada determinada profundidad es necesario cumplir esas condiciones de protección estructural y aislamiento, debiendo entonces reanudar la perforación con una sarta y barrena más delgadas que puedan cruzar por el tubo recién colocado y cementado, para continuar con la perforación en la zona aún virgen.

Tipos de tubería	Descripción
Tubería conductora	Es la primera colocada en el hoyo y proporciona el soporte estructural a la cabeza del pozo. Además protege de la erosión que la inyección del fluido de perforación provocaría en esa zona.
Tubería de superficie	Se coloca para evitar desmoronamientos de las paredes del pozo cerca de la superficie y, más abajo, aísla los acuíferos superficiales.
Tubería intermedia	Pueden ser varias tuberías, siempre concéntricas, dependiendo de las

	dificultades de la perforación y las etapas elegidas de la misma. En ocasiones esta tubería recorre únicamente la zona que protege y no asciende hasta el inicio de la perforación.
Tubería de explotación	Es la tubería por la que fluiría el producto. Puede contener a su vez otra tubería de conducción del producto, aislada por medio de un cabezal provisto de sellos o empaques circulares.

Los consumos de acero están ligados a la profundidad del pozo, al número de etapas de perforación y al diámetro de las tuberías, como se muestra en las tablas siguientes.

Por otra parte cada pozo en tierra consumirá al menos 15 km de tubería de 5" con un peso de 11.5 lbs/ft (17.15 kg/m) totalizando en esta tubería de conducción 257 t/pozo:

Pozos Convencionales

	Prospectiva			Prospectiva
peso total (lbs)	1,652,860	962,587	706,091	834,339
peso total (ton.)	751	438	321	379
profundidad (m)	2,543	6,400	3,598	4,999
promedio (lbs/m)	650	150	196	173
promedio (kg/m)	295.44	68.37	89.20	79
	Aguas profundas	Aguas someras y costa		Promedio costa y aguas someras

Tubería equivalente p-110 (KSI 110) 5000 psi para fluidos amargos

Tubería equivalente API p-110 (KSI 110) 5000 psi

Valores extrapolados o interpolados

Pozos de gas de esquisto (Perforación lateral)

Pozo		Marcellus	Marcellus	Eagle Ford
		EUA 4	EUA 5	EUA 6
	profundidad (m)	1800	2700	2750
Conductora	diámetro (in)	20	16	14.75
	profundidad (m)	12	18	20
	longitud (m)	12	18	20
	peso (lbs/ft)	118.5	75	72
Superficie	diámetro (in)	16.75	9.625	10.75
	profundidad (m)	60	305	300
	longitud (m)	60	305	300
	peso (lbs/ft)	77.5	32	40.5
Intermedia	diámetro (in)	11.75	7.625	9.875
	profundidad (m)	1800	2700	2750

Producción horizontal	longitud (m)	1800	2700	2750
	peso (lbs/ft)	107.1	45.3	75
	diámetro (in)	9.625	7.625	8.75
	profundidad (m)	1800	2700	2750
Conducción	longitud (m)	1200	1200	1500
	peso (lbs/ft)	71.6	45.3	68.1
	diámetro (in)	5.5	5.5	5.5
	profundidad (m)	1800	2700	2750
	longitud (m)	3000	3900	4250
	peso (lbs/ft)	14	14	14

				Prospectiva promedio
peso total (lbs)	1,072,074	795,200	1,251,592	1,039,662
peso total (ton.)	487	361	569	473
longitud(m)	3,000	3,900	4,250	3,717
promedio (lbs/m)	357	204	294	285
promedio (kg/m)	162.44	92.68	133.86	130

Tubería equivalente p-110 (KSI 110) 5000 psi para fluidos amargos

Tubería equivalente API p-110 (KSI 110) 5000 psi

Tubería para 15000 psi (doble de la fractura hidráulica)

5.6 Consumos por pozo de barita y bentonita

Basado en el consumo nacional aparente y los pozos perforados.

Uso de barita en pozos: **95%**

Uso de bentonita en pozos: **30%**

	Pozos perforados	km perforados	Consumo aparente barita (t)	Consumo aparente bentonita (t)	Consumo barita por pozo (t)	Consumo bentonita por pozo (t)	Consumo barita por km perforado	Consumo bentonita por km perforado	Consumo barita en un pozo de 4 km (t)	Consumo bentonita en un pozo de 4 km (t)
2006	672	1858	272,559	428,611	385	178	139	64	557	257
2007	615	1798	376,175	621,448	581	288	199	99	795	394
2008	822	2199	128,186	378,089	148	123	55	46	222	184
2009	1490	3770	298,586	504,816	190	99	75	39	301	156
2010	994	2589	226,934	600,734	217	170	83	65	333	262
2011	1000	2541	173,489	591,834	165	162	65	64	259	256
2012	1290	3007	133,118	980,587	98	216	42	93	168	371
Promedio	983	2537	229,864	586,588	255	177	94	67	377	269

Fuentes: Mercado de Barita y Bentonita de la Coordinación General de Minería, Dirección General de Desarrollo Minero, Secretaría de Economía, 2013.
Pozos y distancias perforadas del Anuario Estadístico de Pemex, 2013.

El uso del Bentonita al 30% para pozos se homologó del caso de los Estados Unidos con datos del Mercado de Barita y Bentonita de la Coordinación General de Minería, Dirección General de Desarrollo Minero, Secretaría de Economía, 2013.

Anexo 6. Normatividad del uso y producción de la barita y bentonita

Además de las leyes generales para la minería, los productos minerales relacionados con el sector energético tienen reglamentación y normatividad específicas. A continuación se describen las que aplican a: barita, bentonita, halita, fosforita y hierro.

Barita³⁹

En el Artículo 4o. de la Ley Minera queda especificado que se sujetarán a ésta, los minerales o sustancias de los que se extraiga bario, así como los minerales de uso industrial barita y witherita.

Las normas que operan en México y que se pueden consultar son las siguientes:

Clave	Título
NMX-L-159-SCF1-2003	Exploración del petróleo-barita empleada en fluidos de perforación, terminación y mantenimiento de pozos petroleros-especificaciones y métodos de prueba (CANCELA A LA NMX-L-159-1996-SCFI).
NMX-R-065-1968	Determinación de granulometría de la barita por vía húmeda.

A pesar de no existir una norma internacional, el American Petroleum Institute establece condiciones obligatorias específicas para utilizar la barita como materia prima de lodos de perforación:

Clave	Título
API SPEC 13A 2004	Especificación para los materiales fluidos que se utilizan en la perforación
API RP 13K 1996	Práctica recomendada para el análisis químico de barita.
D1208-96 (2007)	Métodos de prueba para propiedades comunes de ciertos pigmentos.
D1366-86 (2003)	Norma práctica para reportar características del tamaño de partícula de pigmentos.
D281-95 (2007)	Método de prueba para absorción de aceite de pigmentos por espátula Rub-Out.

Bentonita⁴⁰

En el Artículo 4o. de la Ley Minera, en el párrafo VI queda especificado que se sujetarán a dicha ley, entre otros minerales, los productos derivados de la descomposición de las rocas cuya explotación se realice preponderantemente por medio de trabajos subterráneos.

En el Artículo 5o. de la misma Ley, el párrafo V, especifica que se exceptúan de la Ley Minera los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuya explotación se realice preponderantemente por medio de trabajos a cielo abierto.

³⁹ SE, Coordinación General de Minería, Dirección General de Desarrollo Minero. Perfil de mercado de la barita. Mayo 2012.

⁴⁰ SE, Coordinación General de Minería, Dirección General de Desarrollo Minero. Perfil de mercado de la bentonita. 2013.

Las normas nacionales para el manejo de bentonita son:

Clave	Título
NMX-L-144-SCFI-2003	Exploración del petróleo-bentonita empleada en fluidos de perforación, terminación y mantenimiento.
NOM-004-CNA-1996	Requisitos para la protección de acuíferos durante el mantenimiento y rehabilitación de pozos de extracción de agua y para el cierre de pozos en general.

El American Petroleum Institute de Estados Unidos también establece normas para el uso de la bentonita en la extracción de petróleo:

Clave	Título
API Spec 13 ^a ISO 13500:2009	Especificación para materiales fluidos de perforación. Industrias de gas natural y petróleo -Fluidos de Perforación-Especificaciones y pruebas.
ASTM D5890-06	Método para determinar el índice de dilatación de los componentes minerales de arcilla de revestimientos geosintéticos de arcilla.

Halita⁴¹

En el Artículo 4o. de la Ley Minera, en el párrafo I se especifica que se sujetarán a dicha ley los minerales o sustancias de las que se extraiga sodio; en el párrafo II, queda especificado que también se sujetarán a la misma Ley los minerales o grupos de minerales de uso industrial como la halita y en el párrafo V se incluye a la sal gema.

En el Artículo 5o. de la misma Ley, en el párrafo VI, se especifica que se exceptúan de la Ley Minera, entre otros minerales, “la sal que provenga de salinas formadas en cuencas endorréicas”.

La Ley Federal de Derechos, señala en el Título Segundo, Capítulo V Salinas, el Artículo 211-A “Están obligados a pagar el derecho de explotación de sal, las personas físicas o morales, titulares de permisos, autorizaciones o concesiones mineras que al amparo de las mismas exploten las sales o subproductos que se obtengan de salinas formadas de aguas provenientes de mares actuales, en forma natural o artificial. El derecho se calculará aplicando la cantidad de \$1.7480 por cada tonelada enajenada de sal o sus subproductos.”

Y el Artículo 211-B “Las personas físicas o morales a que se refiere el artículo anterior, que para realizar las actividades descritas en este capítulo usen o aprovechen la zona federal marítimo terrestre, adicionalmente al derecho previsto en el artículo 211-A de esta Ley, pagarán anualmente el derecho de uso de la zona federal marítimo terrestre para la explotación de salinas, por cada metro cuadrado, la cantidad de \$0.1082.”

⁴¹ SE, Coordinación General de Minería, Dirección General de Desarrollo Minero. Perfil de mercado de la sal. 2013.

Fosforita⁴²

En el Artículo 4o. de la Ley Minera, en el párrafo I queda especificado que se sujetarán a dicha ley, minerales o sustancias de los que se extraiga fósforo; en el párrafo II se especifica a los minerales o grupos de minerales de uso industrial como los fosfatos y en el párrafo VII a las materias minerales u orgánicas siguientes, susceptibles de ser utilizadas como fertilizantes: apatita, colófano, fosfosiderita, francolita, variscita, wavelita y guano.

Solo existe una norma mexicana para el uso de la fosforita en la industria petrolera:

Clave	Título
NMX-L-097-1995-SCFI	Explotación del petróleo - Pirofosfato tetrasódico anhidro empleado en perforación, reparación y terminación de pozos petroleros - Especificaciones y métodos de prueba.

A nivel internacional la ASTM de Estados Unidos estable también una norma para el uso de la fosforita en la industria petrolera:

Clave	Título
D7412-09	Método de prueba para el monitoreo de condiciones de aditivos antidesgaste de fosfatos en lubricantes basados en hidrocarburos y “En Servicio a Petróleo” por análisis de tendencias usando espectrometría de infrarrojo por transformada de Fourier (FT-IR).

Hierro-acero⁴³

En el Artículo 4o. de la Ley Minera queda especificado que se sujetarán a dicha ley, entre otros, los minerales o sustancias de los que se extraiga hierro.

⁴² SE, Coordinación General de Minería, Dirección General de Desarrollo Minero. (2013) Perfil de mercado de la fosforita.

⁴³ SE, Coordinación General de Minería, Dirección General de Desarrollo Minero. (2013) Perfil de mercado del hierro-acero.

Anexo 7. Rentabilidad de un proyecto de gas *shale*

Valores iniciales de los costos incluidos en el flujo de caja				
Costos de perforación y terminación (dólares)				4,500,000
Costos de operación del arrendamiento				0.70
Precio estimado del gas natural (dólares por mpc)				4.04
Preparación del terreno y tarifas de los permisos				405,100
Porcentaje de comisión al propietario				17%
Costo de los derechos (USD\$8,525 por hectárea)				2,208,000
Resultados a	10 años	20 años	20 años con reparaciones y reestimulaciones	20 años con un nuevo pozo al año 10
Recuperación final esperada (en mmpc)	4.14	5.24	5.78	8.26
VPN (dólares)	1,156,284	1,884,464	1,389,170	2,154,848
TIR	19%	24%	21%	21%
Precio de equilibrio del gas (dólar/mpc)	3.29	2.94	3.27	3.09

Fuente: Estrada, J. (2006) El modelo petrolero noruego y sus beneficios. Analítica Energética S.C.

Anexo 8. Costos de inversión en minería asociada al sector energético

Para estimar la inversión necesaria para impulsar el desarrollo de la industria minera como proveedora de materiales del sub-sector de hidrocarburos, se realizó un análisis con la información disponible sobre los costos de inversión en diferentes proyectos de minería.

Existe poca información al respecto por lo que se presentan solamente los casos identificados para la inversión en minas de barita, un caso colombiano y un caso mexicano, así como datos de costos en proyectos de perforación de pozos, tanto verticales como horizontales, y un caso de costos de inversión para un proyecto de extracción de grava.

En cuanto a la explotación de bentonita no fue posible identificar ningún caso que sirviera para ilustrar los costos estimados de inversión.

Mina de barita

El proyecto de Colombia es para una mina con un suministro estimado de 3,000 toneladas mensuales en una concesión de 100 hectáreas sobre una propiedad de 4.5 hectáreas, en la que se encuentran un patio de acopio y túneles de trabajo con reservas de 1,100,000 toneladas.

El valor total de la inversión se calculó en MXN\$79,052,301⁴⁴. Considerando principalmente la inversión inicial por adquisición del terreno, preparación de la mina y compra de maquinaria MXN\$49,582,000 como desembolso inicial; MXN\$539,204 por la construcción de un túnel de conexión; MXN\$266,503 por un sistema de transporte de materiales; y MXN\$6,197,750 por una planta de procesamiento. Los costos estimados para todo el proyecto se presentan en la *Tabla 1*.

Tabla 1 Costos de inversión estimados en una mina de barita en Colombia

Cuadro de costos de inversión	MXN\$	Costos de producción mensual	MXN\$
Desembolso inicial, compra mina	49,582,000	Nómina	516,273
Documentación y permisos	371,865	Combustibles	69,415
Construcción túnel de conexión	539,204	Energía	135,111
Sistema de transporte del material	266,503	Alimentación	43,384
Herramientas eléctricas e instalación	557,798	Bolsas de papel	638,368
Planta de procesamiento	6,197,750	Estibas de madera	241,712

⁴⁴ Los valores originales están en pesos colombianos que se convirtieron a un tipo de cambio de MXN\$0.00619775, consultado el 10 de diciembre de 2014.

Cuadro de costos de inversión	MXN\$	Costos de producción mensual	MXN\$
Instalaciones eléctricas, campamentos, etc	340,876	Plástico	43,384
Vehículo camioneta doble cabina	371,865	Subtotal gastos mensuales	1,681,450
Cargador	309,888	Imprevistos 10%	168,145
Buldozer	371,865	Total gastos mensuales	2,469,370
Montacargas	154,944		
Volqueta	1,394,494		
Valor programado de la inversión	79,052,301		

Fuente: Proyecto de inversión en mina de barita, consultado el 4 de noviembre de 2014, en: <http://minepropertys.mex.tl/store-files/products/d/4/f/4/d/7/c/d4f4d7c62afe363c9a8a3c2216519bf7.pdf>.

En el caso del proyecto de inversión mexicano, se trata de una mina de barita en el estado de Nuevo León, cuya inversión inicial se calcula en MXN\$2,727,740, que se dividen en gastos de maquinaria, gastos pre-operativos y gastos en capital de trabajo para los primeros tres meses (en los cuales se espera alcanzar el punto de equilibrio de la mina).

Asimismo, se presentan los gastos de operación para el primer mes, que incluyen los gastos en explosivos, nóminas, traslados, combustibles, gastos de oficina, mantenimiento y gastos en equipos de seguridad para el personal. El total de los costos estimados para el primer mes es de MXN\$233,300, pero se debe tener en cuenta que estos costos son variables y podrán aumentar en el transcurso del tiempo.

Tabla 2 Costos de inversión estimados en una mina de barita en Nuevo León

Inversión inicial	MXN\$
Maquinaria	1,828,740
Gastos pre-operativos	399,000
Capital de trabajo para los primeros 3 meses (punto de equilibrio)	500,000
Gastos directos de operación:	Mes 1
Explosivos	50,000
Nómina producción	82,000
Costo de traslado de explosivos	16,000
Alimentación (\$40x7x31)	8,700
Diesel para maquinaria	50,000
Papelería	300
Mantenimiento de maquinaria	6,000
Mantenimiento de equipo de transporte	1,000
Agua para tambo de 5,000 lts	1,000
Garrafones de agua	700
Overoles, batas, lentes, cascos, cubrebocas	400

Inversión inicial	MXN\$
Mangueras para compresores	1,500
Barras (7,000 cada 4 meses)	1,200
Gasolina	5,000
Comidas dirección	3,000
Hospedaje	1,500
Otros gastos directos	5,000

Fuente: Información proporcionada por FIFOMI, 2014.

Perforación de pozos

Un estudio de la Universidad de Pittsburgh⁴⁵ calcula los gastos asociados con la perforación para la extracción de gas *shale*, dividiéndolos en los gastos para perforación vertical y los gastos para la perforación horizontal. El subtotal estimado en la perforación vertical es de USD\$663,275, y el subtotal estimado para la perforación horizontal es de USD\$1,214,850.

Tabla 3 Costos de perforación en pozos verticales y horizontales

Perforación vertical	USD\$	Perforación horizontal	USD\$
Carcasa de superficie (agua fresca): 16-3/4"	19,500	Carcasa de producción: 5-1/2"	248,500
Intermedio primero (cadena de carbón): 11-3/4"	12,625	Equipos de cabeza de pozo	25,000
Segundo intermedio de la carcasa: 8-5/8"	51,500	Equipo flotante, centralizadores, cestas, etc.	15,000
Equipos de cabeza de pozo	5,000	Trabajos por día de perforación: operador de la perforación intermedia y horizontal	209,000
Equipo flotante, centralizadores, cestas, etc.	11,750	Movilización de torres de perforación: todas	171,000
Trabajos por día de perforación	225,000	Combustible	38,000
Movilización de torres de perforación	32,250	Brocas, escariadores, herramientas, llaves de fuerza	4,000
Combustible	32,250	Lodo y químicos de perforación	127,800
Brocas, escariadores, herramientas, llaves de fuerza	50,000	Costo varios de perforación (perforación dirección, giroscopios)	85,250
Revestimientos de pozo	24,000	Producción de cemento para la carcasa	80,000
Lodo y químicos de perforación	10,000	Transporte pesado	25,000
Costos varios de perforación (perforación dirección, giroscopios)	45,000	Control geológico	11,050
Cemento de revestimiento de superficie	15,000	Ingeniero consultor / Líder en sitio del pozo	26,500
Cemento para la primer carcasa intermedia	10,000	Herramientas misceláneas, servicios y rentas	144,750

⁴⁵ Hefley, W. E., Seydor, S. M., et. Al. (2011) The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well. University of Pittsburgh. Pitt Business.

Perforación vertical	USD\$	Perforación horizontal	USD\$
Cemento para la segunda carcasa intermedia	20,000	Corriente de agua fresca / Torre de perforación	4,000
Transporte pesado	500	Subtotal de la perforación horizontal	1,214,850
Control geológico	11,900	Gastos totales de perforación	1,878,125
Ingeniero consultor / Líder en sitio del pozo	25,500		
Herramientas misceláneas, servicios y rentas	56,500		
Corriente de agua fresca / Torre de perforación	5,000		
Subtotal de la perforación vertical	663,275		

Fuente: Hefley, W. E., Seydor, S. M., et. al. (2011) The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well. University of Pittsburgh. Pitt Business.

Otros documentos estiman que los costos de perforación representan el 40% de los costos totales, y que el resto corresponde a las actividades de terminación que incluyen la fracturación hidráulica, revestimiento y cementación del pozo. Los costos de perforación y terminación del pozo pueden llegar a incluir los costos de simulación de las formaciones de lutita. En algunos *plays*⁴⁶ nuevos, estos costos pueden ascender hasta los USD\$4.5 millones.⁴⁷

Los gastos más fuertes son los relacionados con la producción y uso de la red de gas, que incluyen los gastos de operación como arrendamiento y los costos directos de extracción como mano de obra, reparación y mantenimiento de pozos, materiales y suministros, y los gastos de administración. Su costo es equivalente a 0.70 centavos de dólar por mpc de gas natural a los largo del ciclo productivo del pozo.⁴⁸

Mina de extracción de minerales pétreos

La información de este proyecto se obtuvo de la Manifestación de Impacto Ambiental para una mina de extracción de minerales pétreos en el estado de Colima, en el cual se calcula un valor del depósito mineral de MXN\$1,071,225, el costo de maquinaria, por una retroexcavadora, una unidad de cribado móvil y una excavadora hidráulica, es de MXN\$2,784,885, con un total de MXN\$4,446,110 en inversión fija.

Tabla 4 Costo de inversión en una mina de explotación de minerales pétreos

Concepto	Inversión MXN
Valor del depósito mineral	1,071,225
Retroexcavadoras	800,000

⁴⁶ “Se refiere al conjunto de campos o prospectos genéticamente relacionados que comparten características similares de roca almacén, roca generadora, trampa, sello, procesos de carga de hidrocarburos y tipo de hidrocarburos”, *Estudios de plays y su impacto en la exploración petrolera*, Pemex Exploración y Producción (2011).

⁴⁷ Estrada, J.H. (2013) Desarrollo de gas lutita (*Shale Gas*) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica. CEPAL.

⁴⁸ Estrada, J.H. (2013) Desarrollo de gas lutita (*Shale Gas*) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica. CEPAL.

Camiones tipo volteo	450,000
Camioneta Nissan	70,000
Camioneta Ram	70,000
Unidad de cribado móvil	835,920
Excavadora hidráulica	1,148,965
Total inversión fija	4,446,110
Trámite	3,000
Permisos	240,000
Elaboración del proyecto	35,000
Total inversión diferida	278,000
Capital de trabajo	51,438
Total de inversiones	4,775,549

Fuente: MIA para mina de extracción de materiales pétreos en Manzanillo, Colima (MIA Cribados Las Adjuntas extracción de arena y grava). Consultado el 6 de noviembre de 2014, en: <http://sinat.semarnat.gob.mx/dgiraDocs/documentos/col/estudios/2004/06CL2004MD017.pdf>