



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Factibilidad de los proyectos de
extracción de shale gas en México**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Tonatiuh Cuauhtli Silva Miranda

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Pablo Antonio de la Torre González



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

1

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	5
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	6
CAPITULO 1 - GENERALIDADES	7
1.1 SHALE GAS.....	7
1.2 MARCO GEOLÓGICO.....	7
1.3 NORMATIVIDAD NACIONAL.....	9
1.4 NORMATIVIDAD INTERNACIONAL.....	9
CAPÍTULO 2 - SITUACIÓN ACTUAL DE LOS RECURSOS DE SHALE GAS EN MÉXICO	12
2.1 CAPACIDADES TÉCNICAS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	13
2.2 PANORAMA AMBIENTAL DE MÉXICO PARA LA EXTRACCIÓN DE SHALE GAS.....	15
2.2.1 DATOS Y USOS DEL AGUA POR ENTIDAD FEDERATIVA.....	16
2.2.1.1 COAHUILA DE ZARAGOZA.....	16
2.2.1.2 HIDALGO.....	17
2.2.1.3 NUEVO LEÓN.....	18
2.2.1.4 PUEBLA.....	20
2.2.1.5 SAN LUIS POTOSÍ.....	21
2.2.1.6 TAMAULIPAS.....	22
2.2.1.7 VERACRUZ DE IGNACIO DE LA LLAVE.....	23
2.2.2 PROBLEMÁTICA SOCIAL Y AMBIENTAL DE LA EXTRACCIÓN DE SHALE GAS....	24
2.2.2.1 PUNTOS FAVORABLES PARA LA EXTRACCIÓN DE SHALE GAS.....	24
2.2.2.2 PUNTOS EN CONTRA DE LA EXTRACCIÓN DE SHALE GAS.....	24
2.3 EXPLORACIÓN DE SHALE GAS EN MÉXICO.....	24

CAPÍTULO 3 - PANORAMA NACIONAL	28
3.1 RECURSOS PROSPECTIVOS DE MÉXICO.....	29
3.2 RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO.....	31
3.2.1 CERTIFICACIÓN DE RESERVAS.....	36
3.3 RENTABILIDAD DE LA PRODUCCIÓN DE SHALE GAS.....	36
CAPÍTULO 4 - PROCEDIMIENTO Y VALORACIÓN.....	43
4.1 COMPARACIÓN CON EL MARCO NORMATIVO INTERNACIONAL.....	43
4.1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS - REGULACIÓN DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO.....	43
4.1.1.1 DECRETO EXPROPIATORIO DEL 18 DE MARZO DE 1938.....	44
4.1.2 MARCO NORMATIVO DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO.....	45
4.1.3 MARCO NORMATIVO DE HIDROCARBUROS EN ARGENTINA.....	47
4.1.3.1 COMPARATIVA ENTRE EL MARCO NORMATIVO DE MEXICO Y ARGENTINA.....	50
4.1.4 MARCO NORMATIVO DE HIDROCARBUROS EN ESTADOS UNIDOS.....	52
4.1.4.1 COMPARATIVA ENTRE EL MARCO NORMATIVO DE MÉXICO Y ESTADOS UNIDOS.....	56
4.2 VIABILIDAD DE LA EXTRACCIÓN DE SHALE GAS EN MÉXICO.....	57
4.2.1 ROL DEL ESTADO PREVIO A LA REFORMA ENERGÉTICA.....	58
4.2.2 ROL DEL ESTADO POSTERIOR A LA REFORMA ENERGÉTICA.....	60
4.2.3 FACTIBILIDAD DE LA EXTRACCIÓN DE SHALE GAS EN MÉXICO.....	64
4.2.3.1 ANÁLISIS FODA.....	69
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	72
ANEXOS.....	73
ANEXO I	73
ANEXO II	74
ANEXO III	76

ANEXO IV.....78
ANEXO V.....78
ANEXO VI.....80
ANEXO VII.....87

INTRODUCCIÓN

La explotación de los recursos no convencionales requiere una normatividad específica, que cumpla con las nuevas leyes, decretadas a partir de la Reforma Energética aprobada en el año 2013.

El estudio de estos campos no es algo nuevo para la industria petrolera nacional, sin embargo, con el fin de optimizar la explotación de este tipo de recursos, es necesario proponer métodos diferentes de exploración, así como detectar las áreas con posibilidades geológicas de contener y de poder producir el recurso contenido en las rocas de menor permeabilidad.

Es necesario tomar la experiencia internacional y adecuarla a las condiciones sociales, económicas, geológicas, tecnológicas y de disponibilidad de recursos de nuestro país, es aquí donde incide directamente este trabajo, ya que se presenta en el primer capítulo una descripción general de los conceptos utilizados en la industria del petróleo para definir a los recursos no convencionales, haciendo especial énfasis en el gas en arcillas (Shale Gas), en el capítulo 2 se muestra una situación actual de los recursos terrestres no convencionales en México, en el capítulo 3 se analizan los recursos prospectivos y las reservas con las que cuenta el país, en el capítulo 4 se presenta una comparación del marco normativo de México con el de Argentina y Estados Unidos, posteriormente se realizará una valoración mediante un análisis tipo FODA sobre la factibilidad de la extracción de Shale Gas en México.

Con la valoración realizada en el capítulo 4 se presenta la justificación de las conclusiones basadas en los objetivos presentados al inicio de este trabajo.

Tomando como base lo anterior, este trabajo tiene como objetivo:

Detallar y analizar la factibilidad de la extracción de Shale Gas en nuestro país y se propondrá un procedimiento para la aceleración en la explotación del mismo, apegado a las mejores prácticas del país. Para lograr esto, se realizó:

- Una comparación entre el marco normativo nacional y el internacional.
- Se analizó la capacidad de producción de Shale gas en México y la viabilidad técnica de su extracción y transporte en el país.
- Se discuten los principales problemas sociales y ambientales alrededor de la extracción de este tipo de recursos.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Posterior a la Reforma Energética decretada en diciembre del año 2013, se abrió la posibilidad a la inversión privada en materia de hidrocarburos, en México se ha buscado una regulación compleja que proteja el medio ambiente y los intereses del Estado. Por esta razón la implementación de un procedimiento que, apegado a las mejores prácticas de la industria, acelere el proceso de extracción de Shale Gas busca generar una mayor rentabilidad y aprovechamiento de recursos.

A partir de una comparación entre el marco regulatorio de México con Argentina y Estados Unidos, aunado a la investigación de la capacidad productora de Shale Gas en nuestro país, se analizará la viabilidad de la extracción de dicho recurso y se propondrá un procedimiento para la aceleración de la extracción del mismo.

Al final de esta investigación se determinará si son factibles o no, los proyectos de extracción de Shale gas en México, considerando los aspectos legales, económicos y técnicos en un análisis FODA, con el cual las conclusiones tendrán un fundamento cuantitativo.

CAPÍTULO 1 - GENERALIDADES

1.1 SHALE GAS

El shale gas o “Gas de Lutitas”, por su traducción, es un recurso convencional almacenado en lutitas, el cual vamos a encontrar depositado en yacimientos no convencionales. Estos sistemas rocosos funcionan como roca generadora, roca almacén, trampa y roca sello. El shale gas puede encontrarse principalmente como gas seco, aunque existen formaciones que producen gas húmedo. Su composición química es formada principalmente por metano.

La Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) a través de sus Lineamientos para la Protección y Conservación de las Aguas Nacionales en Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales define estos yacimientos como la acumulación de hidrocarburos producida naturalmente en rocas generadoras o rocas almacén, las cuales requieren ser estimuladas o sometidas a procesos de recuperación mejorada.¹

En los últimos años el aprovechamiento y la extracción de este gas ha sido centro de diversas polémicas debido a que la forma más común para la explotación de dicho recurso es el fracturamiento hidráulico; esto debido a la cantidad de agua requerida para la extracción del gas y a los riesgos ambientales que conlleva fracturar el subsuelo, entre los que se encuentran la contaminación de mantos acuíferos.

1.2 MARCO GEOLÓGICO

FORMACIÓN

Las lutitas son rocas sedimentarias clasificadas como rocas detríticas o de origen mecánico (clásticas), los sedimentos se pueden litificar por procesos como la cementación o compactación.

El Glosario de Términos Petroleros de la Secretaría de Energía considera a las lutitas como la roca sedimentaria más abundante de grano fino formada por la consolidación de partículas de arcilla y limo en estratos relativamente impermeables.²

Son denominados como sedimentos detríticos debido a que los sedimentos que se originaron son transportados como partículas sólidas. Las lutitas están compuestas por partículas de tamaño del limo, menor a 1/256 [mm], y de arcillas que van entre 1/256 y 1/16 [mm].

Según Sanders (1998), el valor estimado de la porosidad total en las arcillas es de un 40 - 60%, pero eficaz solo será un 0 - 5%. En el caso de los limos la porosidad total varía entre 35 - 50%, siendo eficaz solo del 3 - 19%.³

¹ Lineamientos para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales – DOF: 30/08/2017 – CONAGUA.

² Glosario de Términos Petroleros – 2015 – SENER.

³ Sanders, L. (1998). A manual of Field Hydrogeology. Prentice-Hall, 381 pp.

En la tabla 1.1 se describen los componentes petrográficos y mineralógicos de las lutitas.

Composición			
Componentes Petrográficos		Composición Mineral	
Limo (< 62µm)	60%	Cuarzo (Limo) - 30%	40%
		Feldespato - 5%	
		Micas - 5%	
Arcilla (>4µm) - 20%	60%	Arcillas (>4µm) - 20%	40%
Arcilla (<4µm)		40%	

Tabla 1.1 Componentes petrográficos y mineralógicos de las lutitas. Fuente: Elaboración propia con base en Petrología Sedimentaria, Departamento de Geología. Universidad de Oviedo 2007.

En la tabla 1.2 se muestran las características de las cuencas precursoras de aceite y gas de lutitas.

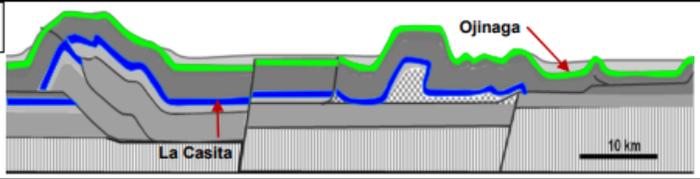
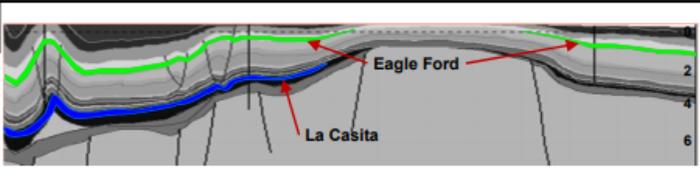
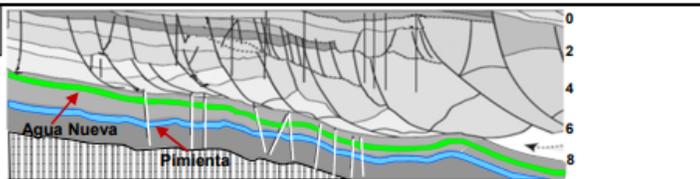
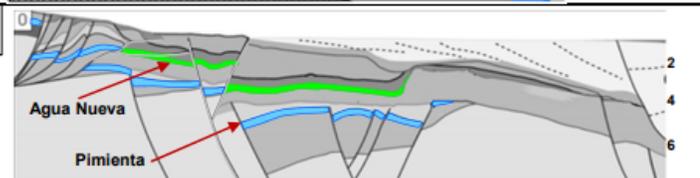
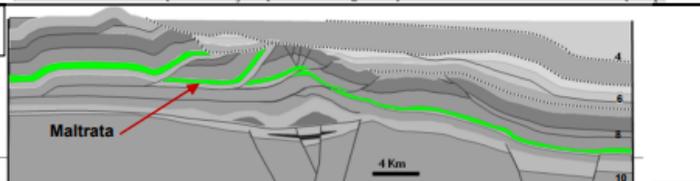
<p>Cuenca de Chihuahua Ks, Ojinaga, Ventana del aceite, COT: 0.5-2%, Tipo de kerógeno: II Js, La Casita, Ventana del gas, COT: 0.5-2%, Tipo de kerógeno: II/III Complejidad estructura geológica: baja</p>	<p>1</p> 
<p>Sabinas-Burro-Picachos Ks, Eagle Ford, Ventana de aceite y gas COT: 1-4%, Tipo de kerógeno: II Js, La Casita, Ventana del gas COT: 1-6%, Tipo de kerógeno: II/III Complejidad estructura geológica: baja</p>	<p>2</p> 
<p>Cuenca de Burgos Ks, Agua Nueva, ventana de aceite y gas COT: 1-3%, Tipo de kerógeno : II Js, Pimienta, Ventana del gas húm/seco COT: 1-5.5%, Tipo de kerógeno: II/III Complejidad estructura geológica: baja</p>	<p>3</p> 
<p>Cuenca de Tampico-Misantla Ks, Agua Nueva, Ventana de ac/gas COT: 0.5-8%, Tipo de kerógeno: II Js, Pimienta, Ventana del aceite y gas COT: 1-8%, Tipo de kerógeno: II/III Complejidad estructura geológica: baja</p>	<p>4</p> 
<p>Cuenca de Veracruz Ks, Maltrata, Ventana de aceite y gas COT: 0.5-8%, Tipo de kerógeno: II, Complejidad estructura geológica: alta</p>	<p>5</p> 

Tabla 1.2 Características de las cuencas precursoras de aceite y gas de lutitas. Fuente: Potencial d recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México. PEMEX 2012.

1.3 NORMATIVIDAD NACIONAL

El principal regulador en materia energética del país es la Secretaría de Energía (SENER), la cual cuenta con el apoyo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), el objetivo de dicha secretaría es, dentro del marco constitucional vigente, conducir la política energética del país garantizando el suministro competitivo de energéticos que requiere el desarrollo de la vida nacional.⁴

Antes de la Reforma Energética decretada en el 2013, la explotación del petróleo y de otros hidrocarburos se realizaba exclusivamente por el Estado a través de Petróleos Mexicanos (PEMEX), también era el encargado de las actividades de refinación y petroquímica. Esto fundamentado en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, descritos en el anexo I.

El 18 de diciembre del 2013 la Reforma Energética es declarada constitucional por el Poder Legislativo Federal, con esto, se modifican los artículos anteriormente mencionados y se abre la posibilidad a que empresas de capital extranjero inviertan en el desarrollo de los campos mexicanos.

1.4 NORMATIVIDAD INTERNACIONAL

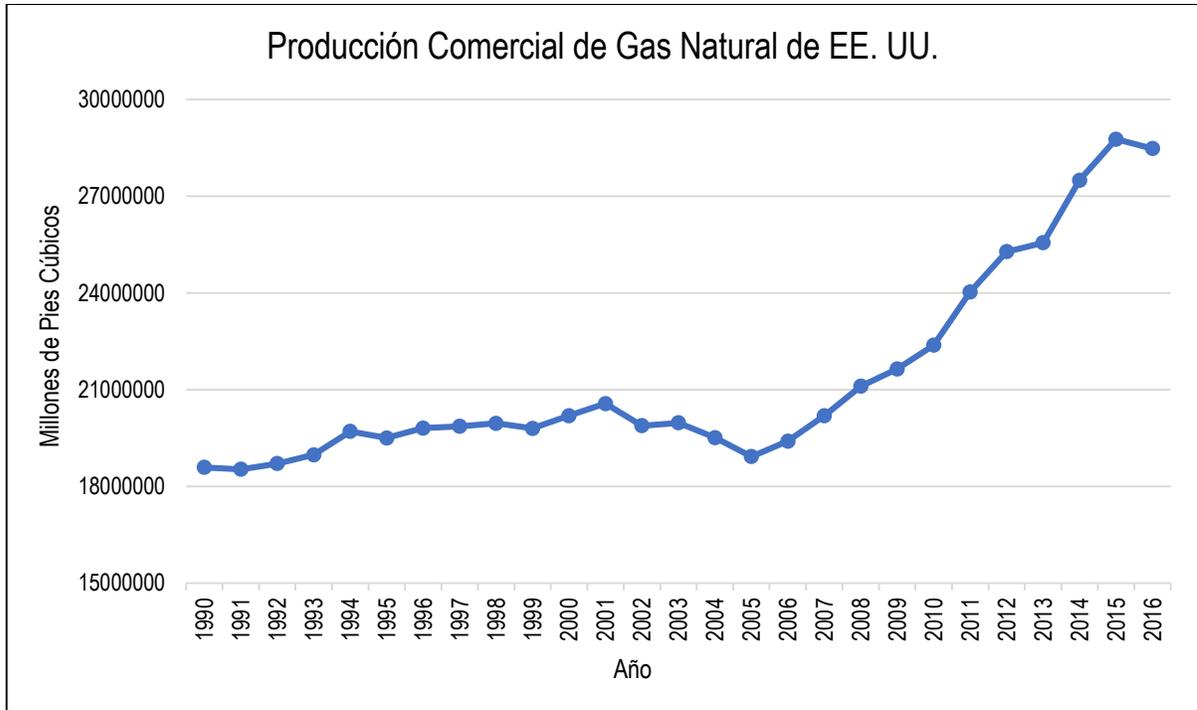
Diversos países tienen la posibilidad de explotar el Shale gas, estos han tomado diversas posturas al respecto, se ven definidas por los riesgos ambientales a falta de una completa regulación sobre este recurso no convencional, a la seguridad energética de cada país, o incluso a la tecnología disponible para maximizar su extracción.

Estados Unidos ha sido uno de los principales productores de Shale gas desde el 2008, donde se dio un incremento en la producción de dicho gas. Diversos factores combinados, entre los que destacan los derechos de propiedad favorables a la extracción de recursos, el apoyo gubernamental para avances tecnológicos y el apoyo por parte de capital privado, han logrado que se tenga una producción masiva de Shale gas. En enero del año 2000 Estados Unidos producía un total de 1,708,636 millones de pies cúbicos [mmpc] de gas, en el año 2008 se tuvo una producción de 1,765,447 [mmpc] de gas, para el año 2016, ocho años después del incremento en la explotación de Shale gas, tuvo una producción de 2,442,885 [mmpc], lo que representa un incremento de casi el 40% de la producción de gas en dicho país.⁵

La gráfica 1.1 realiza una comparación de la producción comercial de gas natural en Estados Unidos, desde 1990 hasta el año 2016, haciendo notable el incremento a partir del año 2008, debido a sus explotaciones de Shale Gas.

⁴ Secretaría de Energía - www.gob.mx/sener/que-hacemos

⁵ U.S. Natural Gas Marketed Production, EIA 2017.



Gráfica 1.1 – Comparativo de la producción por año de gas natural en Estados Unidos en millones de pies cúbicos. Fuente: U.S. Natural Gas Marketed Production, EIA 2017.

En el año 2014 la Unión Europea emitió un comunicado sobre los hidrocarburos no convencionales, ambos documentos son un parteaguas para comenzar la regulación del shale gas, por tal motivo, no es de carácter obligatorio para ninguno de los Estados.

El “COMUNICADO DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES sobre la exploración y producción de hidrocarburos (como el gas de lutitas) utilizando la fracturación hidráulica de alto volumen en la UE” se compuso de 6 partes: Introducción; Potencial de gas de lutitas en la UE; Los riesgos ambientales y las preocupaciones públicas; Garantizar la protección del medio ambiente, el clima y la salud pública; Hacia un Marco de la UE y las Conclusiones.

La Recomendación de la Comisión fue publicada el 22 de enero de 2014 y comparte el mismo interés que el comunicado, a diferencia que dicha recomendación está compuesta por 14 partes: Objetivo; Definiciones; Planificación estratégica y evaluación del impacto ambiental; Permisos de exploración y producción; Selección del sitio de exploración y producción; Estudio de línea base; Diseño y construcción de la instalación; Infraestructura del área de producción; Requisitos de operación; Uso de sustancias químicas y grandes volúmenes de agua en el fracturamiento hidráulico; Requisitos de control; Responsabilidad ambiental y garantía financiera; Capacidad administrativa y Obligaciones al cierre.

El carácter jurídico no vinculante de dichos documentos le proporciona al Estado un amplio contexto para poder aplicar una regulación del shale gas que más le convenga.⁶ Para el año 2011 Francia, por medio de la “Ley Jacob”, se convirtió en el primer país en prohibir el fracturamiento hidráulico. Países como Alemania consideran realizar la explotación de shale gas a partir del año 2019, mientras que Polonia o Rumania lo han convertido en una prioridad nacional.⁷

A continuación, en la tabla 1.3 publicada en el 2013 por la Energy Information Administration (EIA), se muestran los 10 principales países con reservas de shale gas recuperables.

Lugar	País	Shale Gas – MMMMpc
1	China	1,115
2	Argentina	802
3	Algeria	707
4	Estados Unidos	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	Sudáfrica	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245

Tabla 1.3 – Principales países con reservas de Shale Gas. Fuente: EIA, 2013.

⁶ European Commission Strives Toward Reasonable Shale-Gas Regulation, SPE-0816-0087-JPT, 2016.

⁷ El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México. Recursos, explotación, usos, impactos. UNAM

CAPÍTULO 2 - SITUACIÓN ACTUAL DE LOS RECURSOS DE SHALE GAS EN MÉXICO

Posterior a la que se declarara constitucional la Reforma Energética surgieron cambios trascendentales en la regulación energética del país, entre ellos destacan las modificaciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, el decreto de la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Ingreso sobre Hidrocarburos, emitidas el 11 de agosto de 2014. Fueron reformados los párrafos cuarto, sexto y octavo del artículo 25, para el artículo 27 solo se reformo el párrafo sexto y en el caso del artículo 28 se reformaron los párrafos cuarto y sexto.

La ley de Hidrocarburos tiene como objetivo regular diversas actividades relacionadas con la extracción de hidrocarburos en el territorio nacional. Estas actividades comprenden el reconocimiento y exploración superficial de los hidrocarburos, su tratamiento, refinación, transporte y refinación.⁸ Esta Ley es reglamentaria de los tres artículos modificados, también existe la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, que se encarga de regular los ingresos que percibirá el Estado Mexicano derivados de las actividades referidas en el artículo 27.

La Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) es un organismo creado el 2 de marzo del 2015, el fundamento fue lo establecido en el artículo 19 constitucional que estipula la creación de una agencia gubernamental encargada de regular y supervisar las instalaciones y las actividades que sean realizadas en el sector de hidrocarburos en materia de seguridad industrial, operativa y el protección al medio ambiente.

La Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) se encargará del manejo integrado y sustentable del agua en cuencas y acuíferos de todo el país, de promover el desarrollo técnico, administrativo y financiero del sector hidráulico, entre otros. Será de fundamental importancia las regulaciones planteadas por dicha comisión para el aprovechamiento del recurso y para la valoración de la capacidad técnica del país empleadas en el fracturamiento hidráulico y diversos métodos de extracción de shale gas.

Diversas fuentes han buscado evaluar el potencial del shale gas en el país, desde la EIA que en el año 2011 estimó un total de 681 MMMMpc de gas recuperable para las cuencas de México⁹, Pemex comenzó con la exploración del shale gas un año antes, PEP estimo una media de 297 MMMMpc de gas recuperable identificado en las provincias geológicas de Burro – Picachos – Sabinas, Burgos Tampico – Misantla, Veracruz y Chihuahua.¹⁰

En el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos: 2015 – 2019, publicado por SENER, se estipula que México posee un potencial técnicamente

⁸ Ley de Hidrocarburos – DOF: 11/08/2014

⁹ PEMEX Exploración y Producción. Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México. p. 11, México, 2012.

¹⁰ Ídem.

recuperable de 112.834 [MMbpce], de los cuales el 53% son recursos no convencionales, aproximadamente 59.802 [MMbpce].

En el año 2013 el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) quedó a cargo del proyecto “Asimilación y desarrollo de tecnología en diseño, adquisición, procesado e interpretación de datos sísmicos 3D-3C con enfoque a plays de shale gas/oil en México”, el objetivo del proyecto fue obtener los recursos prospectivos de hidrocarburos en lutitas en los bloques Galaxia, la cuenca de Burgos, y Limonaria en la cuenca Tampico – Misantla.¹¹ El 7 y 8 de noviembre del 2016 el IMP mostró los avances de dicho proyecto en el “Foro Científico y Tecnológico del Proyecto Shale Gas/Oil: Conferencias Magistrales y Taller de Resultados”.

Dicho proyecto centro su interés en determinar las zonas de mayor prospección exploratoria, también denominados sweet-spots. Los puntos más importantes fueron la realización de un modelado geológico integrando datos geofísicos, geológicos geomecánicos y geoquímicos, con el fin de caracterizar en detalle el recurso prospectivo de las áreas estudiadas. El diseño de ingeniería conceptual para la perforación y terminación de pozos horizontales, así como realizar actividades de impacto ambiental que aseguran el cumplimiento de normas y estándares para este tipo de desarrollos.¹²

En dicho foro el maestro Jorge Mendoza Amuchástegui, Director de Servicios en Exploración y Producción del IMP, expuso que Limonaria y Galaxia fueron de las áreas en las que se concentró mayor interés, en las que se encuentran la Formación Agua Nueva y la Formación Pimienta en el caso de Limonaria, y la Formación Eagle Ford para Galaxia.

El doctor Rafael Ávila Carrera, responsable técnico del proyecto, informo que se cumplió la transferencia de conocimiento que se estableció originalmente al comienzo de dicha investigación, pero espero que el proyecto continuara al menos un año y medio más, es decir culmine en el segundo trimestre del 2018.¹³

La correcta caracterización de los puntos de interés, sweet-spots es muy importante para la toma de decisiones, esto debido a que se podrán perforar una menor cantidad de pozos, lo que traería como consecuencia minimizar los costos de inversión y maximizar la producción de shale gas, teniendo así un aumento en la producción de hidrocarburos y reduciendo el posible impacto ambiental.¹⁴

2.1 CAPACIDADES TÉCNICAS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO

El fracturamiento hidráulico es el proceso en el cual se inyectan fluidos a altas presiones, comúnmente llamados fluidos fracturantes, los cuales se van a encargar de crear un sistema de fracturas en un medio poroso. El objetivo de dichas fracturas es conectar nuestro pozo con las acumulaciones de petróleo o gas. Con este método se incrementará el drene de fluidos, pero este

¹¹ Cuenta de la Hacienda Pública Federal - IMP, 2013.

¹² Gaceta IMP, No 85, 21 de noviembre 2016.

¹³ *Ibidem*, p. 3.

¹⁴ *Ídem*.

puede volver a un valor aproximado a su producción original debido a las condiciones de presión del yacimiento que traerán como consecuencia que dicha fractura se cierre. Ante estas condiciones es necesario el uso de un fluido apuntalante, el cual se encargará de mantener abierta la fractura determinado tiempo.

Pemex Exploración y Producción estableció en la “Guía de Diseño Para Fracturamientos Hidráulicos” que para el control de dicha operación es menester registrar continuamente los valores de presión, gasto, dosificación del apuntalante, dosificación de aditivos y el control de calidad del fluido fracturante. Así mismo, durante el proceso se deben monitorear constantemente la presión de rotura, presión de bombeo, la presión de cierre y el gasto de operación, el cual estará directamente relacionado con el tamaño de la fractura.¹⁵

Para realizar un proceso de fracturamiento hidráulico es necesario realizar la planeación y el diseño de dicha fractura, este tipo de simulación se puede realizar en modelos matemáticos de dos dimensiones 2D, modelos en pseudo tres dimensiones p3D o en modelos de tres dimensiones 3D. El Colegio de Ingenieros Civiles de México (CICM) define los requerimientos de insumos necesarios para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico. En la tabla 2.1 se muestran los insumos, y la cantidad de los mismos requeridos para el fracturamiento hidráulico de un pozo.

Requerimientos de insumos	
Agua	18,000 - 30,000 [m ³]/pozo.
Arena	2 - 10 [toneladas/pozo] (grano redondo de cuarzo).
Tuberías	Diferentes diámetros (20 - 4" Ø) de acero y flexibles.
Camiones cisterna	De 20 - 40 unidades de 20[m ³] de capacidad.
Presas para agua	2 de 1000 [m ³] de capacidad.
Tanques	10 de diferentes capacidades.

Tabla 2.1 – Requerimientos de insumos para el fracturamiento hidráulico. Fuente: “Fracturamiento Hidráulico de Yacimientos de Lutitas” – CICM, 2014.

La composición del agua utilizada durante el fracturamiento hidráulico será aproximadamente un 99.57% de agua y arena, mientras que el otro 0.43% estará compuesto por aditivos, inhibidores de corrosión, reductores de fricción y ácidos (hidroclórico, acético, cítrico, etc.).¹⁶

¹⁵ Guía de Diseño Para Fracturamientos Hidráulicos – PEMEX, 2008.

¹⁶ “Fracturamiento Hidráulico de Yacimientos de Lutitas” – CICM, 2014.

2.2 PANORAMA AMBIENTAL DE MÉXICO PARA LA EXTRACCIÓN DE SHALE GAS

El Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) a través de su página de internet muestra en el mapa de la república mexicana las zonas con mayor potencial de hidrocarburos terrestres no convencionales. La figura 2.1 muestra los bloques terrestres no convencionales reportados por CNIH a través del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.



Fig. 2.1 – Bloques terrestres no convencionales. Fuente: Mapa interactivo, Terrestres no convencionales. CNIH, 2017.

Como podemos apreciar en el mapa anterior, los yacimientos de hidrocarburos no convencionales con mayor potencial se encuentran en los estados de Nuevo León, Coahuila de Zaragoza, Tamaulipas, Veracruz, Hidalgo, Puebla y San Luis Potosí.¹⁷ Los reportes de CONAGUA indican que el país cuenta con un total de 37 regiones hidrológicas, que a su vez, se agrupan en 13 regiones hidrológico-administrativas (RHA). Estas regiones están formadas por agrupaciones de cuencas, que son consideradas las unidades básicas para la gestión de los recursos hídricos del país.

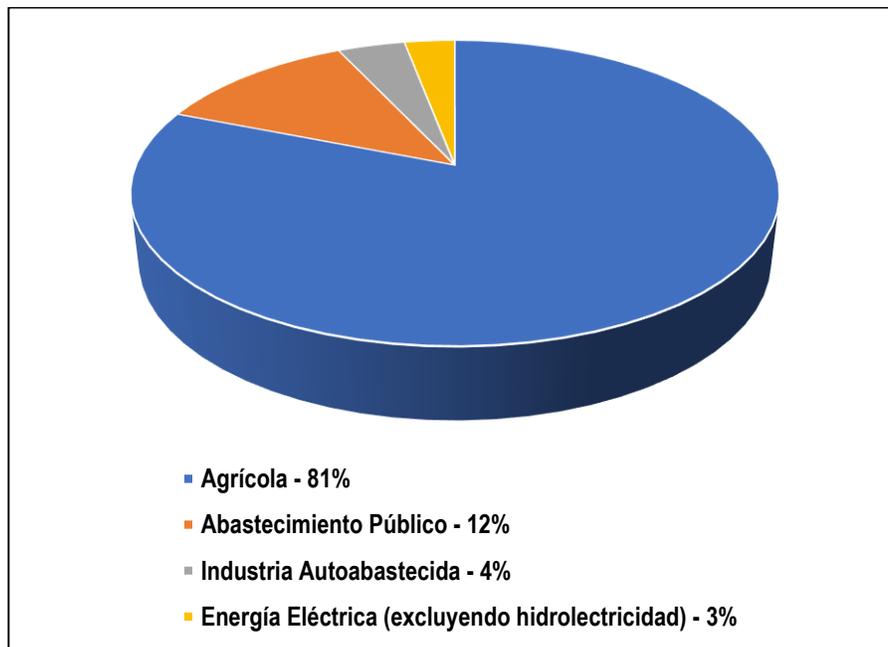
¹⁷ Reporte No Convencionales – CNIH, 2017.

2.2.1 Datos y usos del agua por Entidad Federativa

Analizaremos la situación geográfica de los Estados de Coahuila de Zaragoza, Hidalgo, Nuevo León, Puebla, San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz de Ignacio de la Llave, así como la cantidad de agua y el uso que se le da. Dichos Estados, con base en los datos de CNH, tienen un gran potencial para la extracción de Shale Gas y pueden ser fundamentales para el desarrollo de la industria de los yacimientos no convencionales.

2.2.1.1 Coahuila de Zaragoza

El estado de Coahuila de Zaragoza cuenta con un total de 38 municipios y una superficie de 151 595 km², hasta el 2015 se tenía una población registrada de 2 960 681 habitantes; tiene un total de 83 plantas de tratamiento de aguas residuales, de las 21 son municipales y 62 son industriales. Los usos del agua se dividen en un 81% para el sector agrícola 12% para el abastecimiento público, 4% industria autoabastecida y un 3% en energía eléctrica excluyendo hidroelectricidad. La gráfica 2.1 representa el uso de agua en el Estado.



Gráfica 2.1 – Uso del agua en el Estado de Coahuila de Zaragoza. Fuente: Estadísticas del Agua en México. CONAGUA, 2016.

Reflejado en números, el uso en el sector agrícola es de 1648[hm³/año], lo que equivaldría a 1.648×10^{12} [l/año], el abastecimiento público 240[hm³/año] o 2.4×10^{11} [l/año], la industria autoabastecida 76[hm³/año] o 7.6×10^{10} [l/año] y para la energía eléctrica es de 75[hm³/año] o 7.5×10^{10} [l/año]; esto da un total de 2039 [hm³/año] es decir 2.039×10^{12} [l/año].¹⁸

¹⁸ Estadísticas del Agua en México – CONAGUA pp. 232, 2016.

La figura 2.2 muestra el mapa del Estado de Coahuila de Zaragoza, en el cual indica los cuerpos de agua, los ríos principales, los distritos de riego y el límite regional.

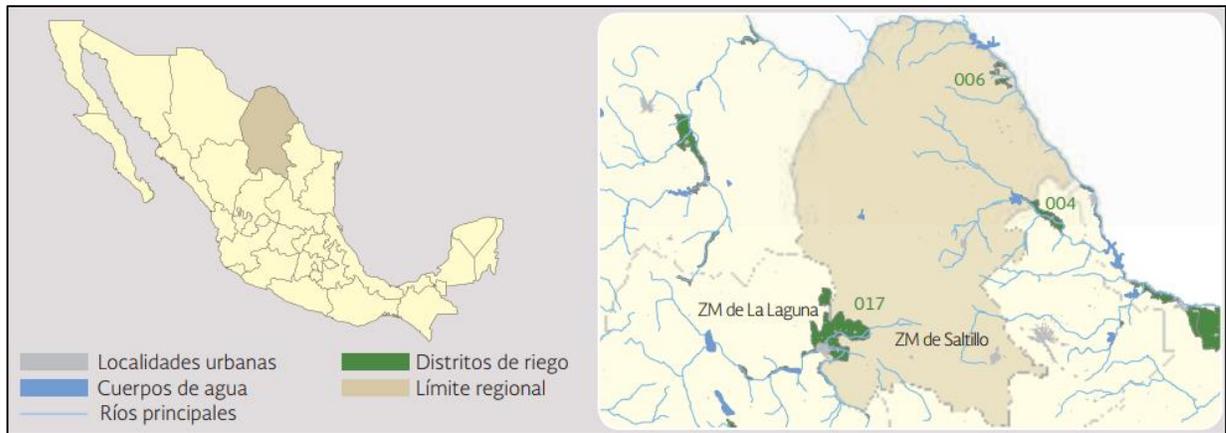
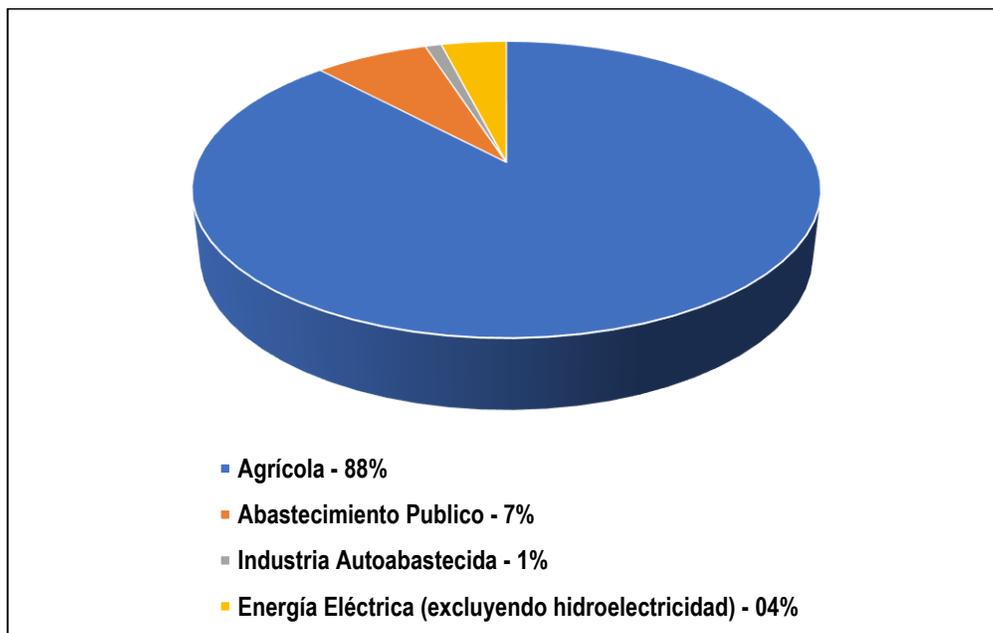


Fig 2.2 – Mapa del Estado de Coahuila de Zaragoza. Fuente: Estadísticas del Agua en México. CONAGUA, 2016.

2.2.1.2 Hidalgo

El estado de Hidalgo tiene un total de 84 municipios y una superficie de 20 813 km², para el año 2015 la población era de 2 878 369 habitantes; cuenta con 84 plantas de tratamiento de aguas residuales, 38 son municipales y 46 son industriales. El uso del agua se divide en sector agrícola, al cual se destina un 88%, el 7% para el abastecimiento público, el 1% para la industria autoabastecida y un 4% para energía eléctrica excluyendo hidroelectricidad. La gráfica 2.2 representa el uso de agua en el Estado.



Gráfica 2.2 Uso del agua en el Estado de Hidalgo. Fuente: Estadísticas del Agua en México. CONAGUA, 2016.

Los números del uso en el sector agrícola son de 2093[hm³/año], lo que equivaldría a 2.093 x 10¹² [l/año], el abastecimiento público 163[hm³/año] o 1.63 x 10¹¹ [l/año], la industria autoabastecida 32[hm³/año] o 3.2 x 10¹⁰ [l/año] y para la energía eléctrica es de 83[hm³/año] o 8.3 x 10¹⁰ [l/año]; esto da un total de 2371 [hm³/año] es decir 2.371 x 10¹² [l/año].¹⁹

La figura 2.3 muestra el mapa del Estado de Hidalgo, en el cual indica los cuerpos de agua, los ríos principales, los distritos de riego y el límite regional.

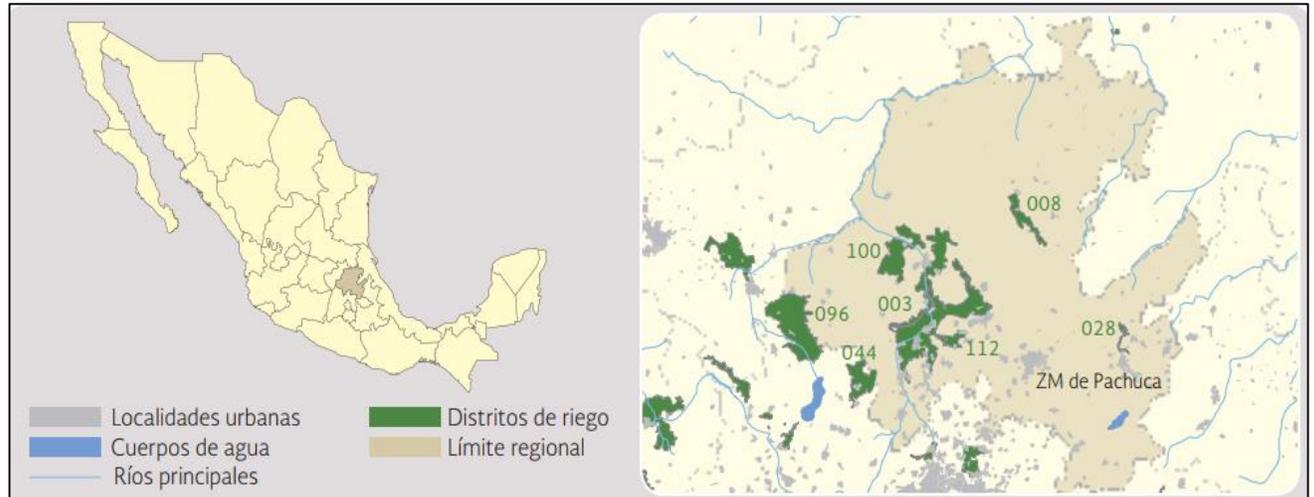
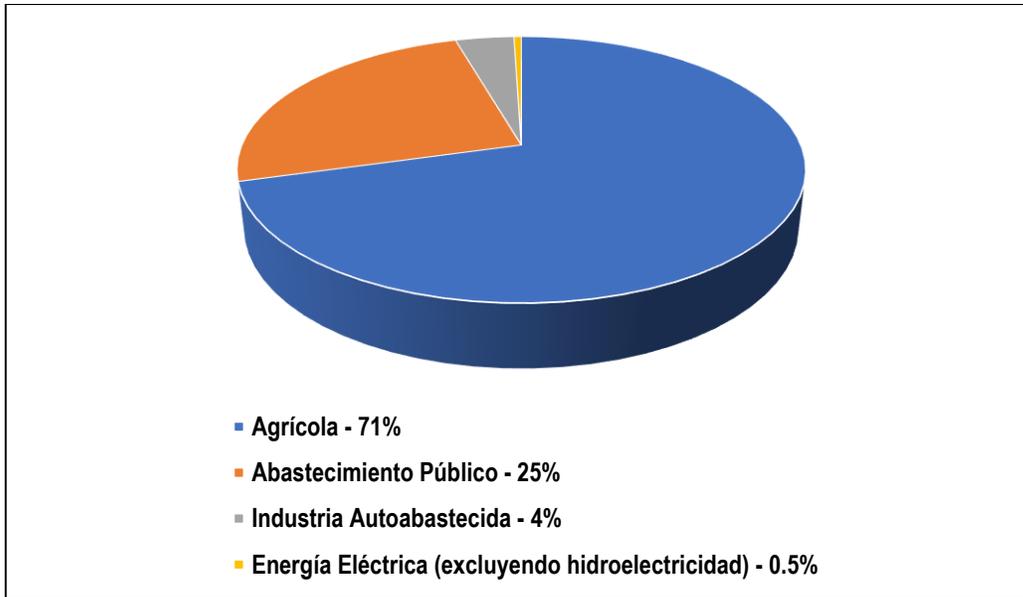


Fig. 2.3 – Mapa del Estado de Hidalgo. Fuente: Estadísticas del Agua en México. CONAGUA, 2016.

2.2.1.3 Nuevo León

Está compuesto por 51 municipios y tiene una superficie de 64 156 km², la población del estado en 2015 era de 5 085 848 habitantes, casi el doble del Estado de Hidalgo. Cuenta con 239 plantas de tratamiento de aguas residuales, de las cuales 52 son municipales y 187 son industriales. El uso del agua se divide de manera similar que en los Estados anteriormente mencionados, variando los porcentajes a un 71% en el sector agrícola, el 25% para el abastecimiento público, el 4% para la industria autoabastecida y solo un uso menor al 0.5% para energía eléctrica excluyendo hidroelectricidad. La gráfica 2.3 representa el uso de agua en el Estado.

¹⁹ Ibídem, pp. 240.



Gráfica 2.3 – Uso del agua en el Estado de Nuevo León. Fuente: Estadísticas del Agua en México. CONAGUA, 2016.

Estos números representan un total de 1473[hm³/año] para el sector agrícola, lo que equivaldría a 1.473×10^{12} [l/año], el abastecimiento público 512[hm³/año] o 5.12×10^{11} [l/año], la industria autoabastecida 83[hm³/año] o 8.3×10^{10} [l/año] y para la energía eléctrica es de < 0.5[hm³/año] o < 5×10^8 [l/año]; esto da un total de 2069 [hm³/año] es decir 2.069×10^{12} [l/año].²⁰

La figura 2.4 muestra el mapa del Estado de Nuevo León, en el cual indica los cuerpos de agua, los ríos principales, los distritos de riego y el límite regional. La figura 2.4 muestra el mapa del Estado de Nuevo León, en el cual indica los cuerpos de agua, los ríos principales, los distritos de riego y el límite regional.

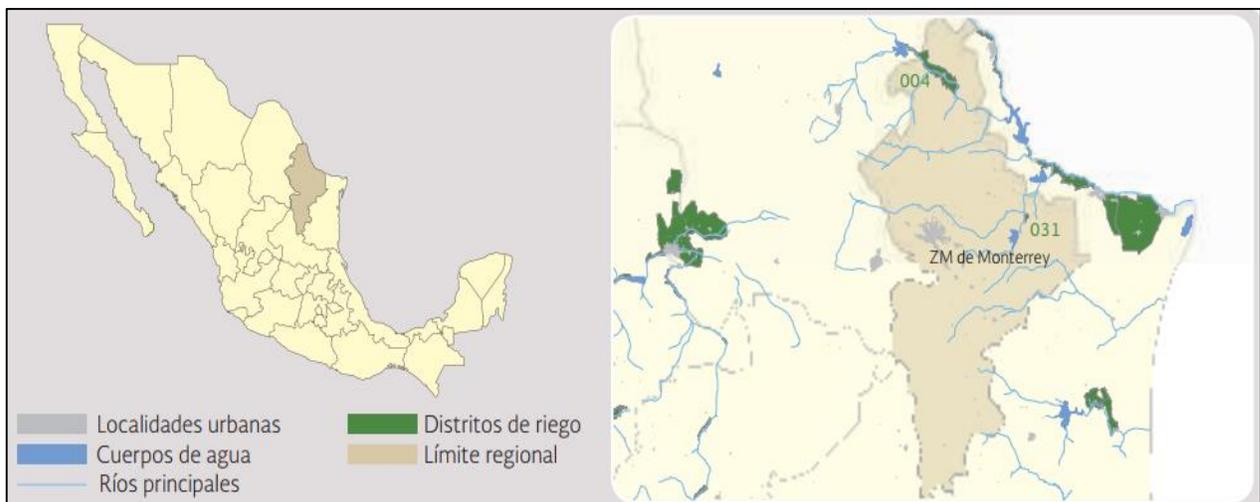
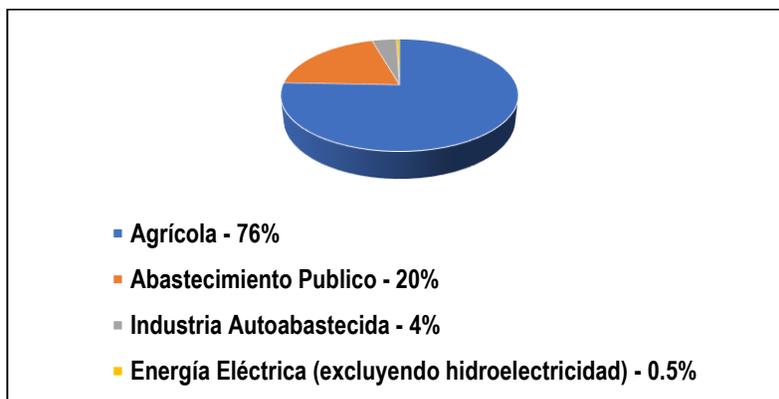


Fig. 2.4 – Mapa del Estado de Nuevo León. Fuente: Estadísticas del Agua en México. CONAGUA, 2016.

²⁰ *Ibíd*em, pp. 246.

2.2.1.4 Puebla

Tiene una superficie de 34 306 km² y se compone de 217 municipios, hasta el 2015 contaba con una población de 6 193 836 habitantes, más del doble del Estado de Coahuila de Zaragoza. Tiene 294 plantas de tratamiento de aguas residuales, 78 son municipales y 216 son industriales. El porcentaje para el uso de agua es de 76% para el sector agrícola, 20% para el abastecimiento público, 4% para la industria autoabastecida y < 0.5% para la energía eléctrica excluyendo la hidroelectricidad. La gráfica 2.4 representa el uso de agua en el Estado.



Gráfica 2.4 – Uso del agua en el Estado de Puebla. Fuente: Estadísticas del Agua en México. CONAGUA, 2016.

El uso de agua para el sector agrícola será de 1614[hm³/año], lo que equivaldría a 1.614 x 10¹² [l/año], el abastecimiento público 428[hm³/año] o 4.28 x 10¹¹ [l/año], la industria autoabastecida 74[hm³/año] o 7.4 x 10¹⁰ [l/año] y para la energía eléctrica es de < 0.5[hm³/año] o < 5x 10⁸ [l/año]; esto da un total de 2123 [hm³/año] es decir 2.123 x 10¹² [l/año].²¹ La figura 2.5 muestra el mapa del Estado de Puebla, en el cual indica los cuerpos de agua, los ríos principales, los distritos de riego y el límite regional.

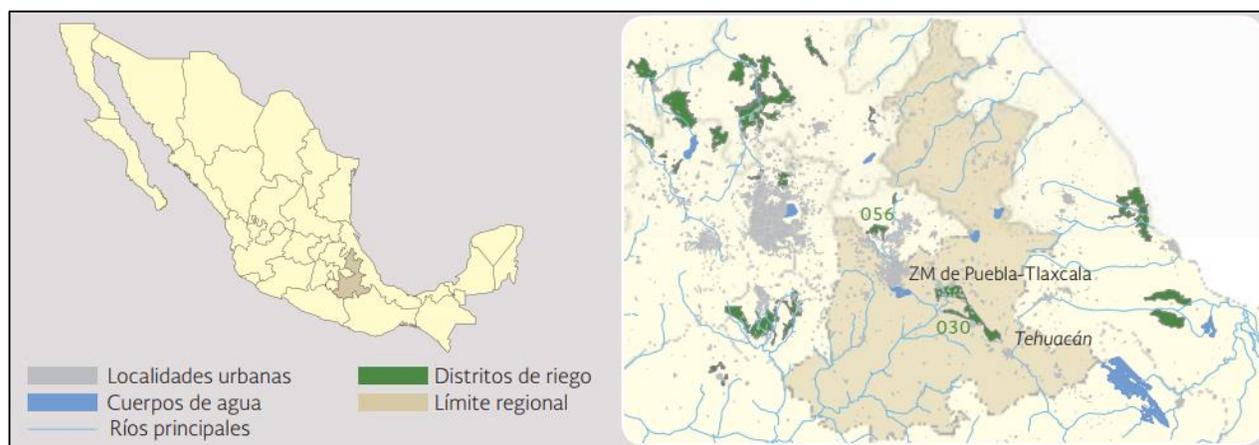
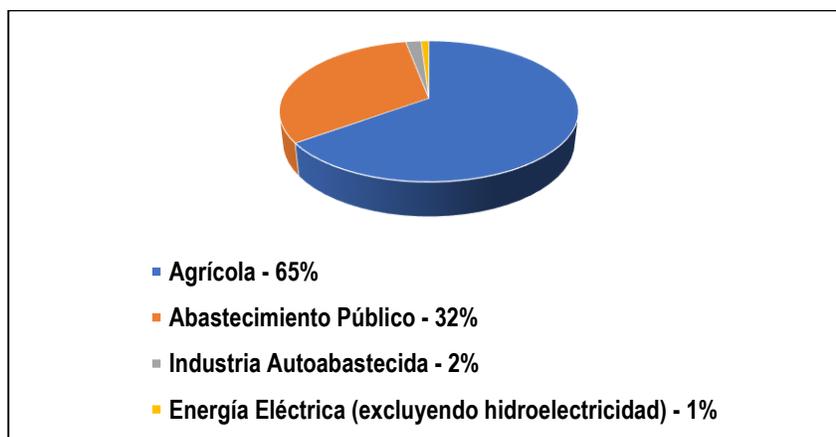


Fig. 2.5 – Mapa del Estado de Puebla. Fuente: Estadísticas del Agua en México. CONAGUA, 2016.

²¹ *Ibíd*em, pp. 248.

2.2.1.5 San Luis Potosí

Se compone de 58 municipios en 385 km² de superficie, se tenía registrada, hasta el 2015, una población de 2 753 478 habitantes. Cuenta con 106 plantas para el tratamiento de aguas residuales, 43 son municipales y 63 industriales. Un 65% total de agua es utilizada para el sector agrícola, 32% para el abastecimiento público, 2% para la industria autoabastecida y 1% para energía eléctrica excluyendo hidroelectricidad. La gráfica 2.5 representa el uso de agua en el Estado.



Gráfica 2.5 – Uso del agua en el Estado de San Luis Potosí. Fuente: Estadísticas del Agua en México. CONAGUA, 2016.

En el sector agrícola se utilizarán 1338[hm³/año], lo que equivaldría a 1.338×10^{12} [l/año], el abastecimiento público 655[hm³/año] o 6.55×10^{11} [l/año], la industria autoabastecida 35[hm³/año] o 3.5×10^{10} [l/año] y para la energía eléctrica es de 31[hm³/año] o 3.1×10^{10} [l/año]; esto da un total de 2059 [hm³/año] es decir 2.059×10^{12} [l/año].²² La figura 2.6 muestra el mapa del Estado de San Luis Potosí, en el cual indica los cuerpos de agua, los ríos principales, los distritos de riego y el límite regional.

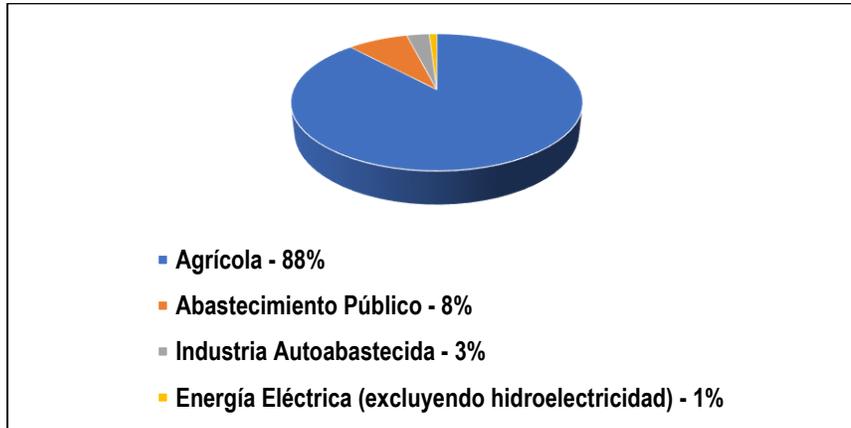


Fig. 2.6 – Mapa del Estado de San Luis Potosí. Fuente: Estadísticas del Agua en México. CONAGUA, 2016.

²² *Ibidem*, pp. 251.

2.2.1.6 Tamaulipas

Se compone de 43 municipios en sus 80 249 km² de superficie, en los cuales, hasta el año 2015, tenía una población de 3 543 366 habitantes. Cuenta con 149 plantas de tratamiento de aguas residuales 40 son municipales y 109 son industriales. El uso del agua está destinado en un 88% para uso agrícola, 8% para el abastecimiento público, un 3% para la industria autoabastecida y el 1% para la energía eléctrica excluyendo hidroelectricidad. La gráfica 2.6 representa el uso de agua en el Estado.



Gráfica 2.6 – Uso del agua en el Estado de Tamaulipas. Fuente: Estadísticas del Agua en México. CONAGUA, 2016.

Traduciendo los porcentajes a cantidades medibles de agua, al sector agrícola se le destinan 3710[hm³/año], lo que equivaldría a 3.710×10^{12} [l/año], el abastecimiento público 335[hm³/año] o 3.35×10^{11} [l/año], la industria autoabastecida 115[hm³/año] o 1.15×10^{11} [l/año] y para la energía eléctrica es de 55[hm³/año] o 5.5×10^{10} [l/año]; esto da un total de 4215 [hm³/año] es decir 4.215×10^{12} [l/año].²³ La figura 2.7 muestra el mapa del Estado de Tamaulipas, en el cual indica los cuerpos de agua, los ríos principales, los distritos de riego y el límite regional.

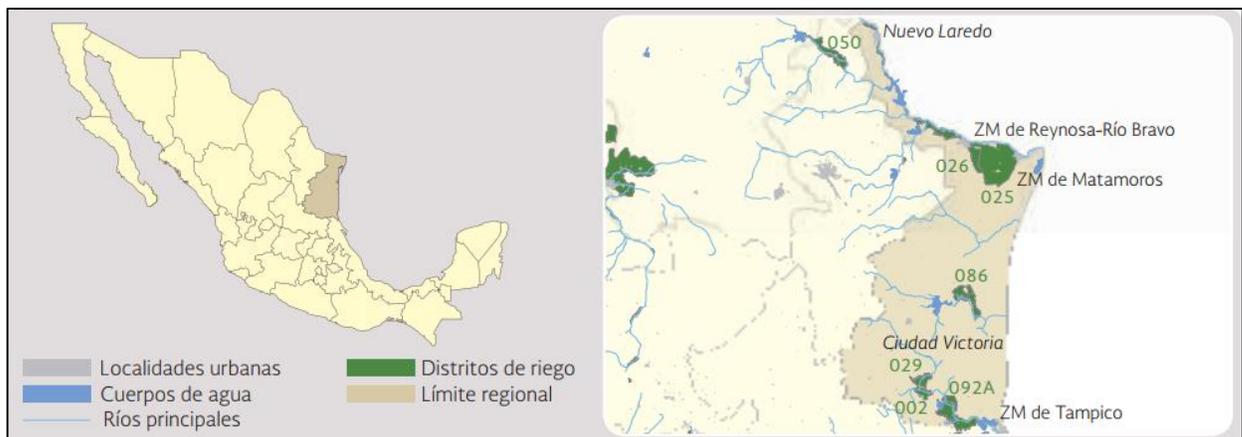
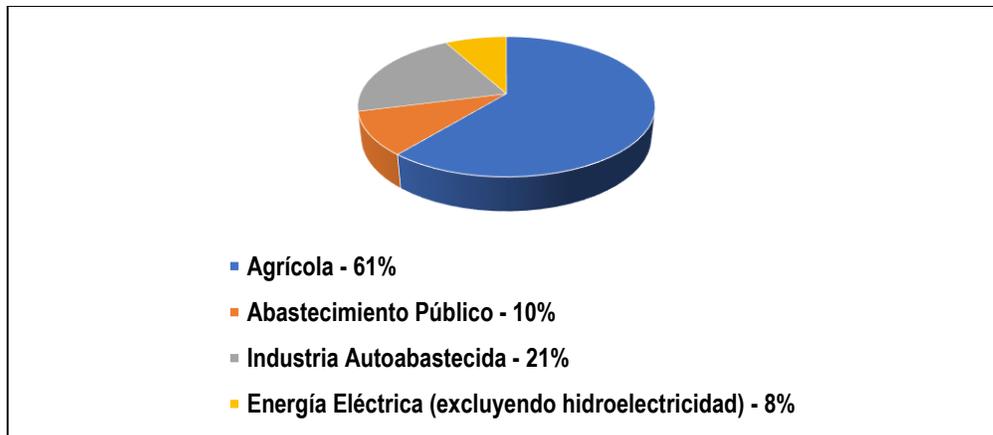


Fig. 2.7 – Mapa del Estado de Tamaulipas. Fuente: Estadísticas del Agua en México. CONAGUA, 2016.

²³ *Ibíd*em, pp. 255.

2.2.1.7 Veracruz de Ignacio de la Llave

Es el estado con mayor número de municipios, tiene un total de 212 en sus 71 826 km² de superficie, para el año 2015 contaba con una población total de 8 046 828 habitantes, tiene casi el triple de habitantes que el Estado de Coahuila de Zaragoza con menos de la mitad de superficie territorial; tiene un total de 274 plantas de tratamiento de aguas residuales, 118 son municipales y 156 son industriales. Destina un 61% del uso del agua al sector agrícola, 10% para el abastecimiento público, 21% para la industria autoabastecida y 8% para la energía eléctrica, excluyendo hidroelectricidad. La gráfica 2.7 representa el uso de agua en el Estado.



Gráfica 2.7 – Uso del agua en el Estado de Veracruz de Ignacio de la Llave. Fuente: Estadísticas del Agua en México. CONAGUA, 2016.

Siendo el Estado que mayor recurso utiliza, se destinan 3233[hm³/año], lo que equivaldría a 3.233×10^{12} [l/año], al abastecimiento público se le destinan 551[hm³/año] o 5.51×10^{11} [l/año], a la industria autoabastecida 1095 [hm³/año] o 1.095×10^{12} [l/año] y para la energía eléctrica es de 408[hm³/año] o 4.08×10^{11} [l/año]; esto da un total de 5287 [hm³/año] es decir 5.287×10^{12} [l/año].²⁴ La figura 2.8 muestra el mapa del Estado de Veracruz, en el cual indica los cuerpos de agua, los ríos principales, los distritos de riego y el límite regional.

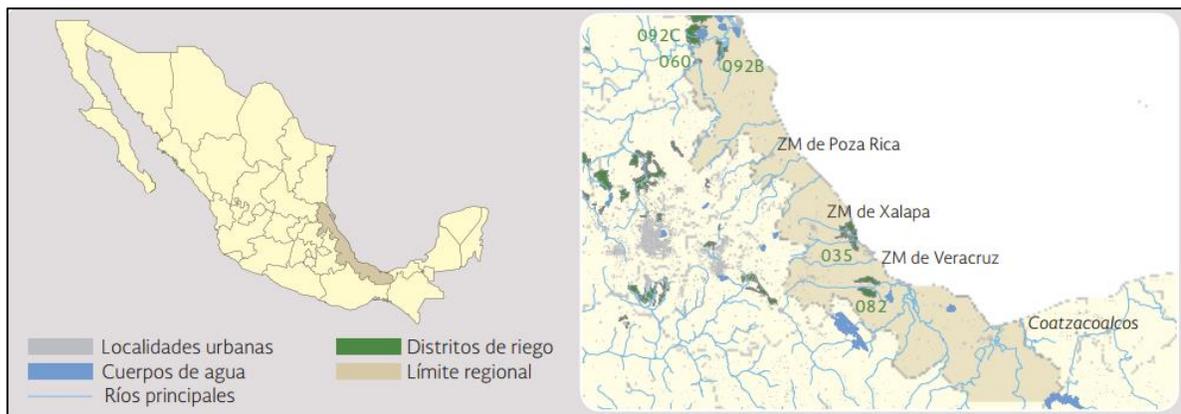


Fig. 2.8 – Mapa del Estado de Veracruz de Ignacio de la Llave. Fuente: Estadísticas del Agua en México. CONAGUA, 2016.

²⁴ *Ibíd*em, pp. 257.

2.2.2 Problemática social y ambiental de la extracción de Shale Gas

La sociedad se encuentra dividida respecto al tema de los hidrocarburos no convencionales, muchas de estas opiniones están mal fundamentadas en información errónea, aunque también podemos encontrar algunos puntos que han sido centros de diversos debates respecto de la forma en que el shale gas será explotado en nuestro país.

2.2.2.1 Puntos favorables para la extracción de Shale Gas

El 10 de julio de 2013 el Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO) hizo público su apoyo a la reforma constitucional en materia energética de los artículos 25 27 y 28, concluyo que la reforma energética es imprescindible, así como una responsabilidad política y una obligación ética del Poder Legislativo y de los partidos políticos.²⁵

Se explica que dicha reforma es el medio para la creación de empleos, lo que impulsaría el crecimiento económico de nuestro país, la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética publicó la “Prospectiva de Talento del Sector Energía” el cual analiza los escenarios a 2,5 y 10 años, establece que para el año 2023 será cuando más especialistas en el área de upstream, con un total de 86 053, sean requeridos, cifra que irá en declive hasta la cantidad de 76, 413 especialistas para el año 2025.

La apertura hacia el capital privado en materia de hidrocarburos contempla la disminución de tarifas eléctricas, el precio del gas y por consecuencia de los alimentos; la generación de 1 punto porcentual de crecimiento económico para el 2018 y 2 puntos para el 2025; la creación de medio millón de empleos durante este sexenio, cifra que se vería cuadruplicada para el año 2025.²⁶

El 11 de julio de 2013 la revista “Forbes” publicó un artículo llamado “El gas shale, la nueva oportunidad para México”, en el cual se menciona la capacidad que tiene México en cuanto a reservas de Shale Gas. Se menciona la importancia de la reforma energética, debido a que Pemex no podría hacerse cargo de la extracción de dicho recurso, por lo cual, al permitir la inversión de capital privado se vuelve rentable la posibilidad de explotar el Shale Gas.²⁷

2.2.2.2 Puntos en contra de la extracción de Shale Gas

En el año 2012 Greenpeace publicó un artículo relacionado con el Shale Gas, en el cual menciona los peligros ambientales de la extracción mediante fracturamiento hidráulico, afirmando

²⁵ “Postura IMCO ante la posible Reforma Energética” – IMCO, 2013.

http://imco.org.mx/articulo_es/postura-imco-ante-la-posible-reformaenergetica/

²⁶ “Beneficios de la Reforma Energética” – Presidencia de la República, 21 de diciembre 2013.

www.gob.mx/presidencia/articulos/beneficios-de-la-reforma-energetica-10969?idiom=es

²⁷ “El gas shale, la nueva oportunidad para México” – Forbes, 2011. <https://www.forbes.com.mx/el-gas-shale-la-nueva-oportunidad-para-mexico/>

que no es una fuente limpia de energía y contribuye al cambio climático y a la contaminación de grandes volúmenes de agua.²⁸

Uno de los puntos más relevantes por el cuál la sociedad se opone a la extracción del shale gas es la cantidad de agua que se requiere para poder extraerlo. En la tabla 2.1, anteriormente señalada, se muestran los metros cúbicos requeridos para realizar el fracturamiento hidráulico; estos metros traducidos a litros serán un aproximado entre 18 y 30 millones de litros para la fractura de un solo pozo.

Uno de los artículos menciona problemas en el estado de Coahuila, la explotación de los 20,000 pozos anuales que se está planteando desde diversos sectores, supondría un volumen de agua equivalente al necesario para cubrir el consumo doméstico de entre 4.9 y 15.9 millones de personas en un año. Esto tendría como consecuencia la disminución de la cantidad de agua disponible para otros usos, estableciendo que pondría en peligro el derecho humano a la obtención de este recurso.²⁹

Según datos del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), la población en el Estado de Coahuila de Zaragoza para el año 2015 era de 2,961,708 personas³⁰, representando entre el 60.4% y 18.6% del total de personas de las cuales se podría cubrir el consumo doméstico durante un año si se realizara la explotación de los 20,000 pozos de shale gas.

El 22 mayo de 2017 la revista “Forbes” publicó una nota titulada “Gas shale, un mal negocio para México”; esta nota contrasta con la nota mencionada anterior mente. En ésta última se enlistan los elementos para no realizas la extracción de shale gas en México.³¹

2.3 EXPLORACIÓN DE SHALE GAS EN MÉXICO

Hasta el 23 de octubre de 2017 la CNH ha autorizado 56 proyectos a 20 compañías, las primeras 7 se autorizaron el 11 de mayo de 2015 a las compañías SPECTRUM ASA, PGS GEOPHYSICAL, TGS AP INVESTMENTS AS y DOLPHIN GEOPHYSICAL.

Los primeros proyectos utilizaron tecnología en sísmica 2D, gravimetría y magnetismo. De estos 7 proyectos iniciales 3 se encuentran en desarrollo, 3 terminados y uno expiró. A continuación se muestra la tabla de las Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES) otorgadas por CNH. La tabla con la información de las ARES otorgadas por la CNH la encontraremos en el Anexo II.

La última ARES fue otorgada el 16 de octubre del 2017 a la compañía Dowell-Slb, en la cual se utilizó tecnología de sísmica 3D.

²⁸ “¡Chale con el gas shale! Informe sobre el impacto ambiental y socioeconómico del gas shale” – Greenpeace, 2012.

²⁹ “Alianza Mexicana Contra el Fracking” – Not Fracking México

³⁰ México en cifras – INEGI, 2015. <http://www.beta.inegi.org.mx/app/areasgeograficas/?ag=05>

³¹ “Gas shale, un mal negocio para México” – Forbes, 2017. <https://www.forbes.com.mx/gas-shale-un-mal-negocio-para-mexico/>

El Centro Nacional de Información de Hidrocarburos nos muestra las ARES que han sido autorizadas en su mapa interactivo a través de su portal de internet. La figura 2.9 muestra las ARES con adquisición reportadas por CNH.

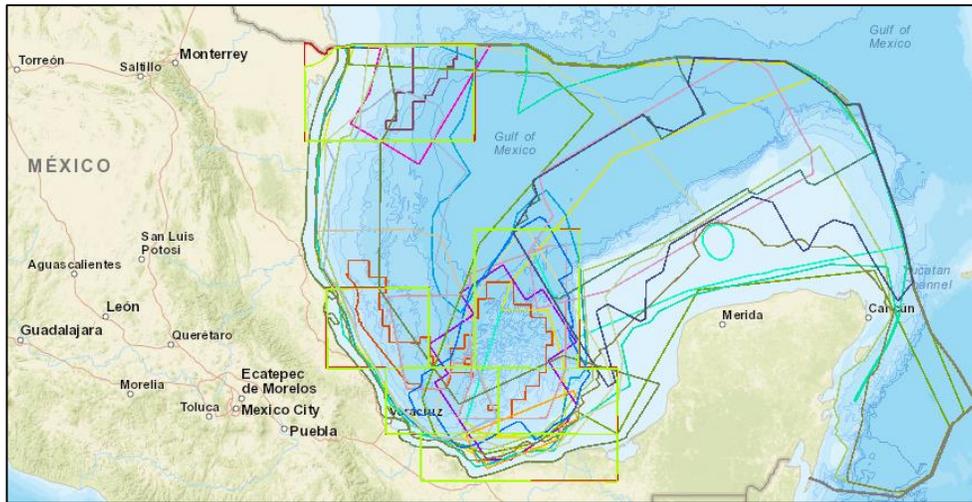


Fig. 2.9 – ARES con adquisición, CNH. Fuente: CNIH. CNH, 2017.

La CNH marca un total de 28 ARES que aún no tienen adquisición, la mayoría de estas se encuentran en lugares con potencial para la extracción de Shale Gas, dichas ARES se encuentran reportadas en el Anexo III de este trabajo. A continuación se muestran las ARES que se encuentran sin adquisición., es decir, las áreas en las que aún no se realizan trabajos. La figura 2.10 muestra las ARES sin adquisición reportadas por CNH.

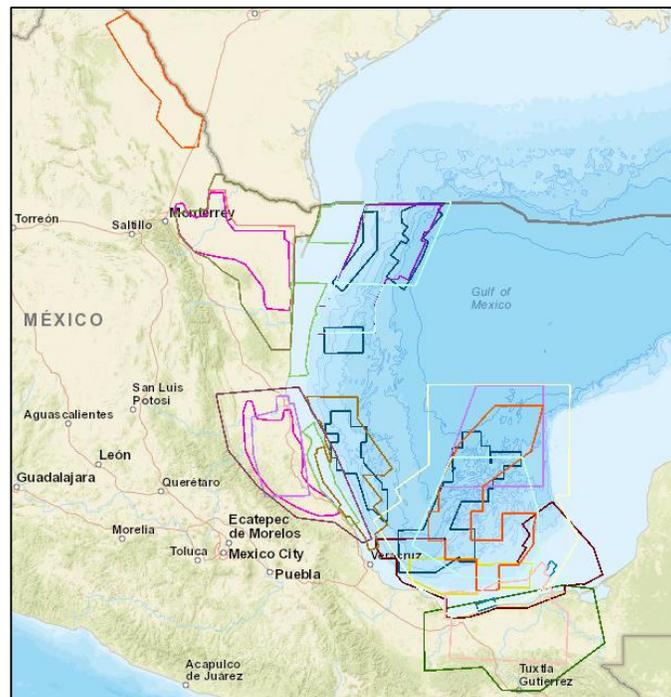


Fig. 2.10 – ARES sin adquisición. Fuente: CNIH. CNHM 2017.

Al realizar la comparación entre la figura 2.1 y 2.10 podemos observar que en las ARES en donde se encuentran los yacimientos de Shale Gas aun no se realiza ningún tipo de trabajo de investigación. En la figura 2.11 se realiza la comparación entre ARES sin adquisición y yacimientos terrestres no convencionales.

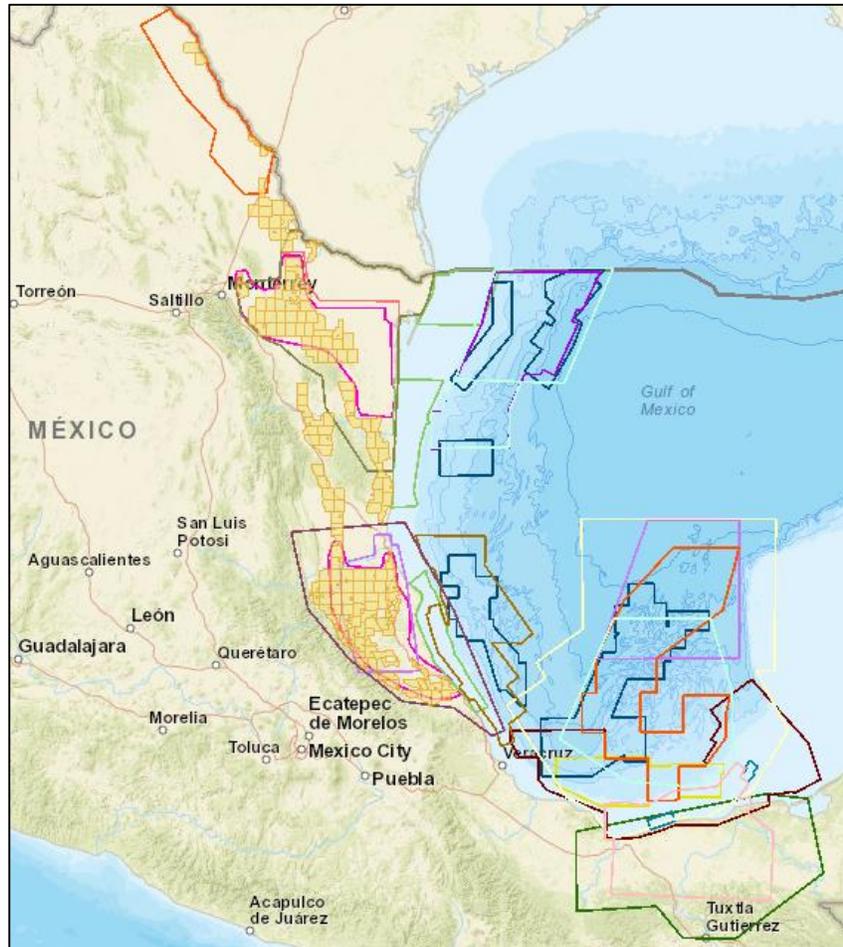


Fig. 2.11 – Comparación entre ARES sin adquisición y yacimientos terrestres no convencionales. Fuente: CNIH. CNH, 2017.

Las ARES con mayor potencial son: ARES-GKN-MX-15-4D3/2003, se le aplicará una tecnología sísmica 2D y 3D; ARES-SS-MX-15-9X3/1584, se le aplicará solo sísmica 2D; ARES-TGS-NO-15-6P1/3340, solo se le aplicará sísmica 2D y ARES-GLB-EU-15-8N9/1520, a la que se le aplicará sísmica 2D, 3D y petrología.

CAPÍTULO 3 - PANORAMA NACIONAL

El territorio mexicano cuenta con una superficie total de 1, 964, 375 [km²], se ha determinado que el dicha extensión está compuesta por 48 provincias geológicas, de las cuales 23 cuentan con sistemas petroleros identificados y 12 se definen como provincias petroleras. La figura 3.1 muestra las provincias petroleras de México.



Fig. 3.1 – Provincias petroleras de México. Fuente: Plan Quinquenal. SENER, 2015.

Las 12 provincias petroleras son:

- Sabinas – Burro – Picachos: Productora principal de gas seco.
- Burgos: Productora de gas no asociado.
- Tampico – Misantla: Productora principalmente de aceite.
- Veracruz: Productora de gas y aceite.
- Cuencas del Sureste: Principal productora de aceite.
- Golfo de México Profundo.
- Plataforma de Yucatán.
- Cinturón Plegado de Chiapas.
- Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental.

- Chihuahua.
- Golfo de California.
- Vacaño - La Purísima – Iray.

3.1 – RECURSOS PROSPECTIVOS DE MÉXICO

México cuenta con una gran cantidad de recursos no convencionales que pueden ser explotados, en el 2015 la SENER publico el plan quinquenal en donde especificó las áreas de oportunidad para dichos recursos. Hasta el año 2015 se estimaban en México un total de 60,205 [MMbpce] divididos en 4 provincias petroleras asociados a recursos no convencionales.³² En la tabla 3.1 se describen los recursos no convencionales identificados en las diversas provincias petroleras hasta enero de 2015.

Provincia Petrolera	Recurso Prospectivo No Convencional [MMbpce]
Sabinas - Burro - Picachos	13,950
Burgos	10,770
Tampico - Misantla	34,922
Veracruz	563
Total	60,205

Tabla 3.1 – Recursos no convencionales identificados en México hasta enero de 2015. Fuente: Plan Quinquenal – SENER, 2015.

El glosario de términos petroleros publicado por la SENER a través de la Subsecretaría de Hidrocarburos, Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, define los recursos prospectivos como el volumen de hidrocarburos estimado a determinada fecha, aun no se descubren pero han logrado ser inferidos y podrán ser parcialmente recuperados mediante diversos proyectos de desarrollos futuros.³³

El total de recursos prospectivos convencionales es de 52,629 dividido en 8 provincias petroleras, es decir, de un 100% total solo representan el 46.65%, mientras que los recursos prospectivos no convencionales son el 53.35%. Haciendo una comparación con los recursos prospectivos convencionales y no convencionales encontramos mucho mayor potencial en los segundos, requiriendo así incrementar la inversión para la explotación de los mismos. La gráfica 3.1 muestra los recursos prospectivos de nuestro país, en la figura 3.2 se muestra la estimación de recursos.

³² Plan Quinquenal – SENER, 2015.

³³ Glosario de términos petroleros – SENER.



Gráfica 3.1 – Recursos prospectivos en México, 2015. Fuente: Plan Quinquenal. SENER 2015.

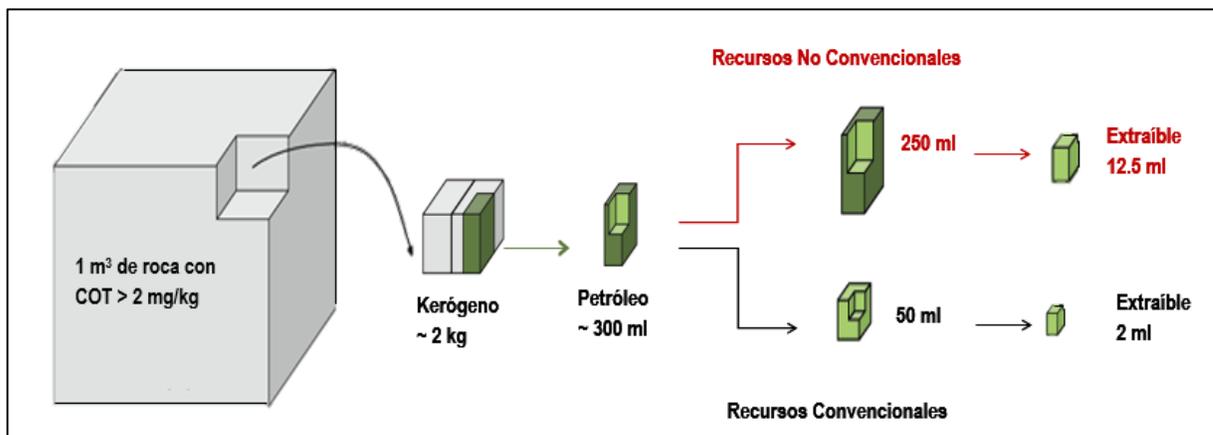


Fig. 3.2 – Estimación de Recursos. Fuente: Yacimientos no Convencionales. SENER, 2017.

El kerógeno es la fracción orgánica que está contenida en las rocas sedimentarias y es insoluble en disolventes orgánicos, es el principal precursor de los hidrocarburos, se origina a partir de restos de plantas y microorganismos depositados en cuencas sedimentarias. Se va a clasificar en algáceo o tipo 1, herbáceo o tipo 2, maderáceo o tipo 3 y carbonáceo o tipo 4.

- Kerógeno 1 o algáceo.- Material procedente de la transformación de algas o moléculas orgánicas constituidas principalmente por carbono e hidrógeno y bajas cantidades de oxígeno, tiene un alto potencial para generar aceite.
- Kerógeno 2 o herbáceo.- Material procedente de la transformación de organismos vegetales, tiene un alto potencial para generar aceite y gas.

- Kerógeno 3 o maderáceo.- Material procedente de la transformación de organismos vegetales y animales, a diferencia del tipo 1, posee bajos contenidos de hidrógeno y alto contenidos de oxígeno, por lo que tiene un alto potencial para generar gas.
- Kerógeno 4 o carbonáceo.- Material que procede de la transformación de material inerte, tiene un contenido de hidrógeno muy bajo y no tiene ningún potencial generador.

Otra forma de definir el tipo de kerógeno será utilizando el gráfico de Van Krevelen (figura 3.3) donde se toman en cuenta las relaciones H/C y O/C.

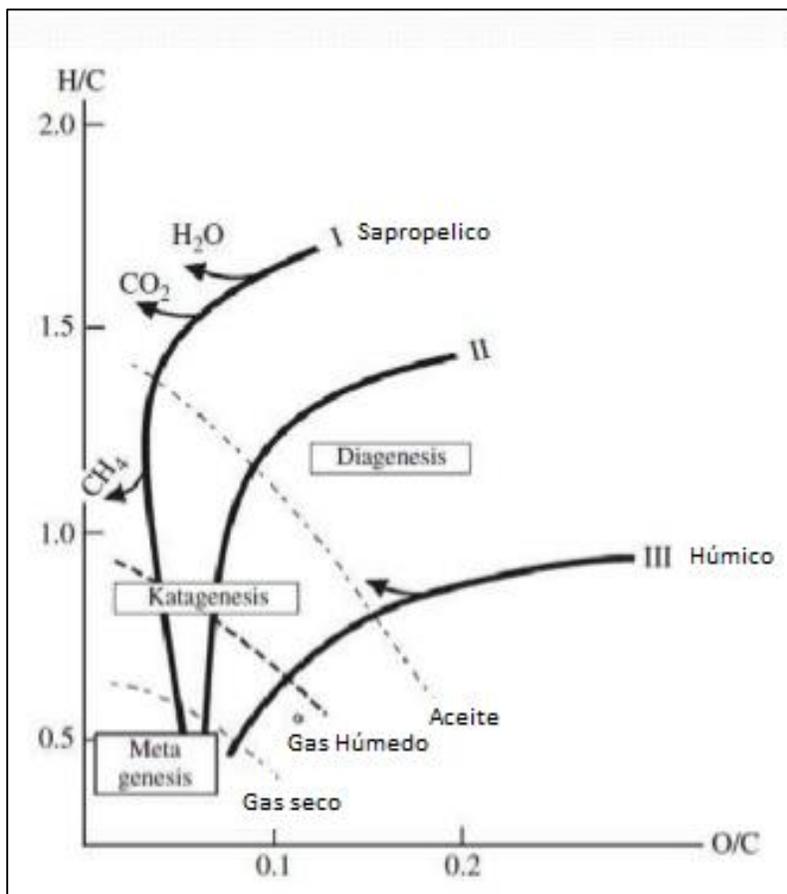


Fig. 3.3 – Gráfico de Van Krevelen.

3.2 RESERVAS DE HIDROCRBUROS EN MÉXICO

Las reservas son el volumen de hidrocarburos calculado que, se estima, son económicamente factibles para su recuperación, dicho volumen será extraído mediante los métodos de ingeniería que pueden ser aplicables a la fecha en que se evaluaron.

Las reservas de hidrocarburos estarán divididas en:

- Reservas 1P – Reservas probadas.
- Reservas 2P – Reservas probadas más reservas probables.

- Reservas 3P – Reservas probadas más probables más posibles.

La Securities and Exchange Commission (SEC) define a las reservas 1P “Probadas” como los volúmenes de hidrocarburo que, mediante la estimación por datos geológicos y de ingeniería, se estima con certidumbre podrán ser recuperadas y, desde un punto de vista económico y financiero, son las que sustentarán los proyectos de inversión. El volumen de hidrocarburos que se considera probado será aquel que esté delimitado por la perforación de pozos exploradores y se tenga contacto con los fluidos. Por lo que también se incluirán los espacios no perforados del yacimiento pero que, gracias a la información obtenida, se pueden determinar como probadas. Las reservas que podrán producir mediante la implementación de algún sistema de recuperación secundaria y/o mejorada se deben incluir en la categoría de reservas probadas.

Las reservas probables son aquellos volúmenes de hidrocarburos las cuales tienen un 50% de probabilidad de que puedan ser extraídos, en donde la información conocida pasando ciertos límites, es insuficiente para clasificarlas como probadas. Cuando se tiene un proyecto o prueba piloto de un método de recuperación secundaria y/o mejorada en un yacimiento que ha sido planteado pero no se ha llevado a cabo se le atribuye a una reserva probable. Existen 4 condiciones que pueden conducir a la clasificación de reservas como probadas:

- Las reservas que se encuentran localizadas en áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, la interpretación indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más elevada que la del área probada.
- Reservas que podrán atribuirse a futuras intervenciones, estimulaciones u otros procedimientos mecánicos; cuando dichas medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que exhiben un comportamiento similar, y que han sido terminados en yacimientos análogos.
- Reservas incrementales en formaciones productoras, cuando la reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos nos indican la existencia de reservas adicionales a las clasificadas como probadas.
- Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, las cuales se pudieron clasificar como probadas con un desarrollo más amplio o con un espaciamiento menor al momento de realizar la evaluación.³⁴

Las reservas posibles son los volúmenes de hidrocarburos cuyos datos obtenidos indican será menos factible su recuperación comercial en comparación con las reservas probables, su probabilidad asociada es del 10%. Al igual que las reservas probables, existen diversos casos que pueden incluir las reservas posibles.

³⁴ Las reservas de hidrocarburos de México, 2014. PEMEX.

Al igual que con las reservas probadas, existen diversas condiciones para la clasificación de las reservas posibles.

- Reservas ubicadas en formaciones que, posterior al análisis de núcleos y registros de pozo parecen estar impregnadas de hidrocarburos.
- Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, la interpretación indica que dicha zona de estudio se encuentra estructuralmente más baja que el área probada.
- Reservas que pueden existir en áreas adyacentes a las clasificadas como probables dentro del mismo yacimiento.
- Reservas adicionales sujetas a una incertidumbre técnica por perforación intermedia.
- Reservas incrementales en las cuales debido a las características de la roca y fluido del yacimiento, se plantea un proyecto de recuperación secundaria o mejorada, que existe duda si sea ejecutable.³⁵

En México la CNH es el organismo encargado de la evaluación y estimación de reservas. En el año 2000 México tuvo el pronóstico más elevado de reservas de los últimos 18 años. En ese momento México tenía 34.1 [MMbpce] en reservas probadas, 12.1 [MMbpce] en reservas probables y 11.96 [MMbpce] de reservas posibles, por lo que el total de las reservas del país era de 58.2 [MMbpce]. Para el año 2009 se tuvo un descenso general en las reservas, llegando a 14.3 [MMbpce] de reservas probadas, 14.5 [MMbpce] en reservas probables y 14.7 [MMbpce] de reservas posibles, dando un total de 43.6 [MMbpce], es decir, en 9 años se tuvo una disminución de 14.6 [MMbpce].

En el año 2013 se volvió a tener un incremento en las reservas de 13.9 [MMbpce] en probadas, 12.3 [MMbpce] en probables y 18.4 [MMbpce] en posibles, solo existió un aumento en las reservas posibles llegando a un total de 44.6 [MMbpce].

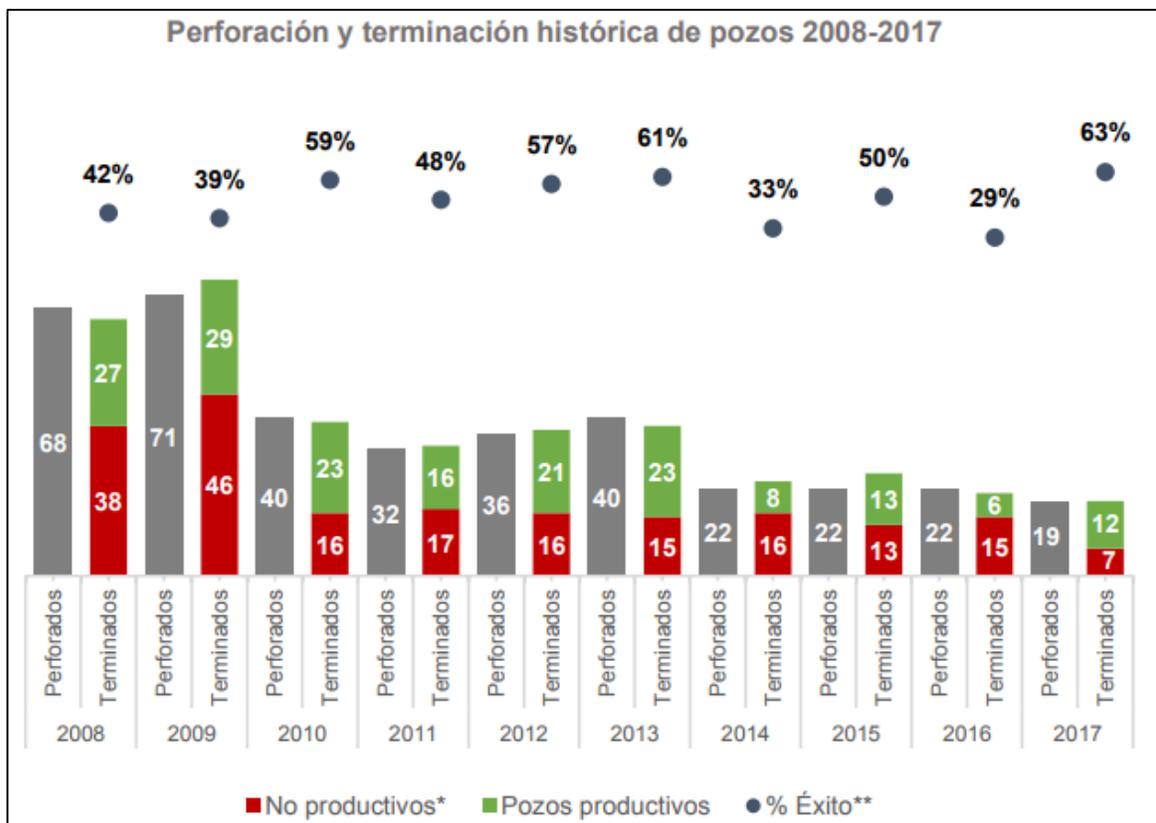
Sin embargo esta situación cambio para el año 2017 donde se vio un descenso en las reservas del país desde el año 2016. Para el 2017 las reservas probadas son de 9.2 [MMbpce], las probables 7.6 [MMbpce] y 25.9 [MMbpce] para las posibles, lo que da un total de 25.9 [MMbpce], es decir, menos del 50% de lo que se tenía en el año 2000 y un 40% menos de lo que se tenía registrado para el año 2013.

La disminución en las reservas de nuestro país esta aunada a diversas causas, algunas de las principales son la disminución en el precio del barril de petróleo, lo que derivó en el recorte al presupuesto de PEMEX. Dicho ajuste tuvo como consecuencia una reducción a las actividades de perforación.

En el año 2016 la compañía reporto un total de 125 pozos perforados, lo que represento una caída mayor al 50% en comparación con los 278 pozos en el año 2015.

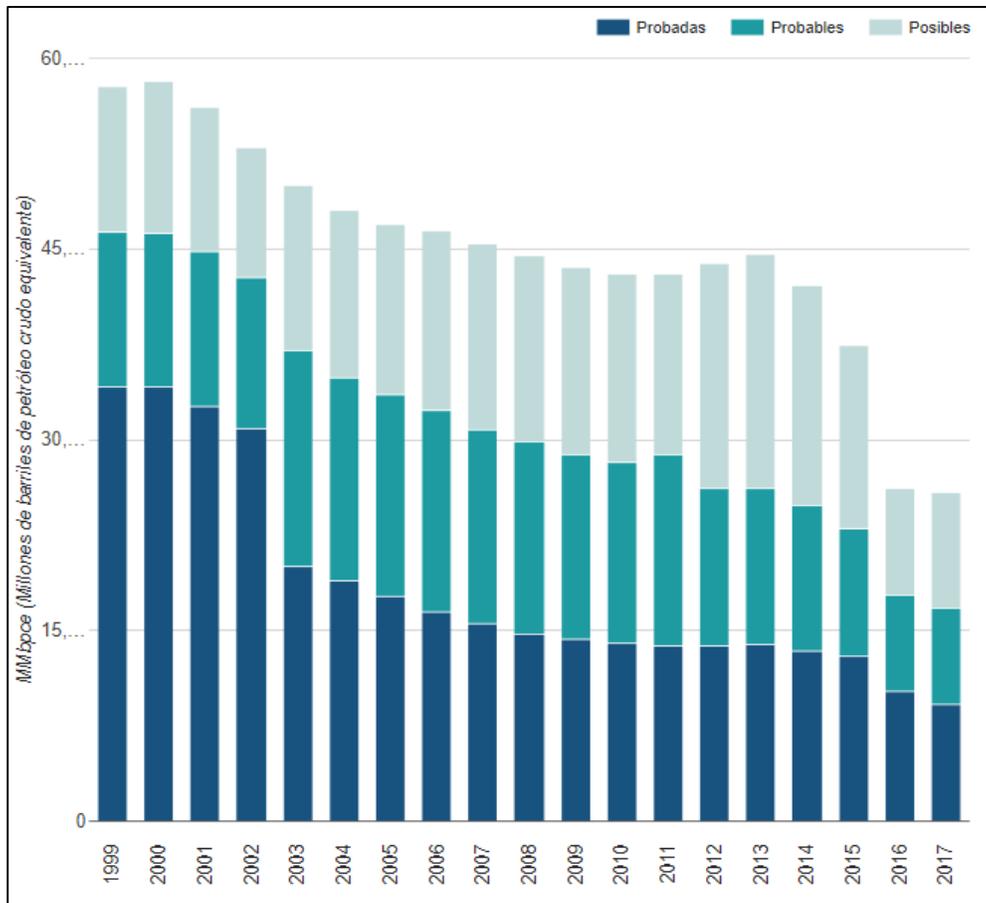
³⁵ Ídem.

De los 125 pozos totales, en el año 2016 solo 21 fueron exploratorios, hasta el mes de septiembre del año 2017 se han realizado 19 pozos exploratorios, de los cuales, 12 pozos han resultado productores en su mayoría de aceite y gas, ubicados en la región Marina Suroeste.³⁶ La gráfica 3.3 resume la perforación y terminación de pozos del año 2008 hasta septiembre de 2017, mientras que la gráfica 3.4 muestra la declinación de las reserva de México a través de los años, de 1999 a 2017.



Gráfica 3.3 – Perforación y terminación histórica de pozos 2008 - septiembre 2017. Fuente: Reporte de Actividad Exploratoria - Septiembre. CNH, 2017.

³⁶ Reporte de actividad exploratoria – CNH, 2017.



Gráfica 3.4 – Reservas de México de 1999 a 2017. Fuente: CNIH. CNH, 2017.



Fig. 3.4 – Mapa de localización de reservas. Fuente: CNIH. CNH, 2017.

3.2.1 Certificación de Reservas

La CNH a través de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados tiene como objetivo supervisar el cumplimiento en materia de certificación de las reservas nacionales, esto con base en el artículo 43 fracción I de la Ley de Hidrocarburos. Dichos lineamientos utilizan la clasificación de la Society of Petroleum Engineers (SPE) bajo la metodología PRMS "Petroleum Resources Management System" (Sistema de Administración de Recursos Petroleros). Esta metodología clasifica los recursos determinando el estado de descubrimiento, su comerciabilidad la madurez del proyecto. También categoriza los recursos dependiendo del rango de incertidumbre. Estos lineamientos se encuentran de forma más detallada en el anexo IV.

Establece pautas para la evaluación y preparación de informes, así como una estimación de las cantidades recuperables basándose en procedimientos analíticos como son las estimaciones volumétricas, el balance de materiales un análisis del desempeño de producción o algún procedimiento análogo, también se puede realizar algún método determinista y probabilístico, por ejemplo un método de agregación.

3.3 RENTABILIDAD DE LA PRODUCCIÓN DE SHALE GAS

Existen diferencias entre las operaciones para extraer los recursos de yacimientos convencionales y no convencionales; en el caso de los primeros los hidrocarburos van a fluir de manera natural a los pozos y dichos pozos estarán definidos por la dimensión del yacimiento, la comunicación hidráulica y la presión serán las que determinen la cantidad de hidrocarburo extraído.

En el caso de yacimientos no convencionales se requieren pozos horizontales con fracturamiento hidráulico, el pozo no podrá producir hidrocarburos de las zonas que estén fuera de las fracturas y, se van a requerir un alto número de pozos para obtener una producción que sea económicamente rentable. Podemos definir los insumos para las actividades de fracturamiento hidráulico y las actividades en la superficie.

En la tabla 3.2 se muestran el consumo de recursos durante el fracturamiento hidráulico, estos datos fueron obtenidos basando las siguientes consideraciones:

- Pozos con profundidad vertical promedio de 2,000 [m] y horizontal de 1,200 [m].
- Considera un retorno del 14% de agua en un escenario bajo y un 23% en un escenario alto.
- En promedio se tomaron 15 etapas de fracturamiento por pozo, estas pueden variar entre 8 y 20 dependiendo de la formación.³⁷

³⁷ Yacimientos No Convencionales. SENER, 2017.

CONSUMO DE RECURSOS					
Actividad		Plataforma por pozo		Plataforma de ocho pozos	
Escenario		Bajo	Alto	Bajo	Alto
Fracturamiento Hidráulico	Volumen de agua - m ³	9,000	29,000	72,000	232,000
	Volumen de químicos (@2%) - m ³	300	580	2,400	4,640
	Volumen de retorno de agua - m ³	1,232	6,627	9,856	53,016
	Desechos químicos en el retorno de agua (@2%) - m ³	26	458	211	3,661
Actividad en la superficie	Total de transportes en camión - número	719	1,098	5,753	8,787

Tabla 3.2 – Consumo de recursos, Fracturamiento hidráulico. Fuente: Yacimientos No Convencionales. SENER, 2017.

El fluido de fracturamiento va a estar compuesto en un 99.57% por agua y un 0.43% estará compuesto por arena y aditivos. El agua utilizada para el fracturamiento de un pozo podrá oscilar entre los 18 y 30 millones de litros de agua, en promedio se utilizan 21 millones de litros de agua y 2 a 10 toneladas de arena como apuntalante en promedio por pozo fracturado.³⁸

La Agencia de Protección al Ambiente de Estados Unidos (EPA), calculo que entre el año 2011 y 2012 fue el perdió en donde se utilizó más agua para el fracturamiento hidráulico. Según sus estimaciones se utilizaron un aproximado de 170 millones de [m³] de agua.

Los Estados con potencial para la extracción de shale gas en nuestro país son:

- Coahuila de Zaragoza.- Un uso total de 2039 millones de metros cúbicos de agua por año.
- Hidalgo.- Un total de 2371 millones de metros cúbicos de agua por año.
- Nuevo León.- Un total de 2069 millones de metros cúbicos de agua por año.
- Puebla.- Un total de 2123 millones de metros cúbicos de agua por año.
- San Luis Potosí.- Un total de 2059 millones de metros cúbicos de agua por año.
- Tamaulipas.- 4215 millones de metros cúbicos de agua por año.
- Veracruz de Ignacio de la Llave.- Un total de 5287 millones de metros cúbicos de agua por año.

³⁸ “Fracturamiento Hidráulico de Yacimientos de Lutitas” – CICM, 2014.

Si se utilizara en cada Estado de la República la misma cantidad utilizada en los años 2011 y 2012 por Estados Unidos para el fracturamiento hidráulico el porcentaje sería:

- Coahuila de Zaragoza.- 8.34%
- Hidalgo.- 7.2%
- Nuevo León.- 8.22%
- Puebla.- 8%
- San Luis Potosí.- 8.27%
- Tamaulipas.- 4.03%
- Veracruz de Ignacio de la Llave.- 3.21%

Representaría mayor inversión en el Estado de Coahuila para el fracturamiento hidráulico, superando en porcentaje a la industria autoabastecida y energía eléctrica. El Estado de Hidalgo destinaría la misma cantidad para el fracturamiento hidráulico que para el abastecimiento público. Para el Estado de Nuevo León representaría el doble de recurso que el destinado a la industria autoabastecida. En el Estado de Puebla quedaría muy similar que Nuevo León, destinando el doble de recurso al fracturamiento hidráulico, y solo un 4% a la industria autoabastecida. San Luis Potosí destinaría 4 veces más recurso a la extracción de hidrocarburos que a la industria autoabastecida, dejando esta última en 2%. El Estado de Tamaulipas destinaría casi lo mismo que a la industria autoabastecida y el Estado de Veracruz con su 3.21% sería el Estado con potencial de extracción de Shale gas que menor porcentaje le destinaría, contemplando que le destina el 8% a la energía eléctrica.

Los Estados que menor inversión presentarían, en comparación del uso total de agua por Entidad Federativa, serían Veracruz y Tamaulipas, ambos Estados tienen acceso directo al mar y el uso de agua en dichas Entidades aumenta en más del doble a comparación del caso de Coahuila. Para los 6 Estados restantes (Coahuila, Hidalgo, Nuevo León, Puebla y San Luis Potosí), el uso de agua para el fracturamiento hidráulico representaría una inversión considerable contemplando no solo el recurso que se utilizará, sino también, la infraestructura que es necesaria para transportar dicha agua hasta los pozos que se necesitarán.

Al comparar la producción de gas en un pozo somero vertical en un yacimiento convencional y la producción de un pozo horizontal en un yacimiento no convencional se deberán realizar ciertas consideraciones; el primero tendrá una profundidad promedio entre 1200 y 1500 [m] de profundidad, el tiempo estimado por PEMEX para la ejecución de dicha operación será de aproximadamente 60 días, el costo del pozo estará entre los \$1.2 y \$1.5 millones de dólares y se utilizará un aproximado de 2500 [m³] de agua.

El segundo tendrá una profundidad promedio entre 2500 y 300 [m] verticales y aproximadamente 800 [m] horizontales, el tiempo de ejecución promedio reportado por la National Geospatial-Intelligence Agency "NGA" (Agencia Nacional de Inteligencia Geoespacial) será de 150 días, el doble en comparación con la perforación de un pozo en un yacimiento convencional, los costos al igual que el tiempo se incrementarán hasta un valor de \$4 millones de dólares y el consumo de agua será de 25,000 [m³] para fracturamiento hidráulico y el apuntalamiento.

El costo de dicho pozo se podría llegar a triplicar, llegando incluso hasta los \$15 ó \$16 millones de dólares debido a la complejidad para el fracturamiento.

Debido a estos costos, si se realizaran los cálculos estableciendo un precio promedio de \$3.5 dólares por millar de pie cubico de gas, nuestro país necesitaría producir durante un año el mínimo de 12.5 MMpcd, es decir, al menos 4570 MMpc de gas por año para recuperar el costo únicamente del pozo, a eso faltaría aunarle los costos generados por la infraestructura para la perforación y operación de dichos pozos, los cuales incrementarían dependiendo la complejidad que se tenga para extraer el hidrocarburo. A diferencia de Estados Unidos, realizando los cálculos a un precio similar del gas y a una misma tasa de producción de 12.5 MMpcd, solo necesitaría la producción de 3 meses para recuperar el costo del pozo, lo que representa una diferencia de rentabilidad 4 veces mayor.

Estimaciones realizadas por la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos “AMEXHI”, solo se han perforado 18 pozos con el fin de estimar los recursos de shale gas ubicados en las provincias Tampico-Misantla, Burgos Mesozoico, Sabinas, Burro-Picachos, Veracruz y Chihuahua. Los estudios muestran la necesidad de 27,762 pozos y el análisis de 10,350 kilómetros cuadrados de sismica 3D. La inversión para el desarrollo de la industria de Shale gas en nuestro país alcanzaría los 140,000 millones de dólares. Con base en el costo promedio por pozo, se estima que la inversión en México es menor a los 140 millones de dólares, lo que representaría un 0.1% de la inversión necesaria para la explotación del hidrocarburo.

La tabla 3.3 detalla el número de pozos y la inversión mínima, media y máxima para lograr el desarrollo del potencial de Shale Gas en México, esto con base en lo establecido por la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (AMEXHI).

Pozos e inversión mínimas para el desarrollo del potencial de Shale Gas en México				
Pozos		Inversión Mínima*	Inversión Media**	Inversión Máxima***
Evaluación	172	860	1,600	2,580
Caracterización	590	2,950	5,487	8,850
Desarrollo Masivo	27000	135,000	251,100	405,000
Total	27,762	138,810	258,187	416,430
*Estimado considerando un costo por pozo de 5 millones de dólares.				
**Estimado considerando un costo por pozo de 9.3 millones de dólares.				
***Estimado considerando un costo por pozo de 15 millones de dólares.				

Tabla 3.3 – Pozos e inversión mínimas para el desarrollo del potencial de Shale gas en México. Fuente: Shale mexicano. AMEXHI, 2017.

De igual forma, serán necesarios los estudios sobre sísmica 3D de las áreas prospectivas. Es necesario analizar 10,350 kilómetros cuadrados de territorio, y los costos por kilómetro cuadrado fluctúan entre 40,000 y 450,000 dólares, dependiendo la complejidad del estudio que se desea realizar y el tipo de terreno donde se realizará.³⁹ La inversión requerida adicional a los pozos oscilaría entre los 414 millones de dólares y los 4,657 millones, lo que finalizaría con una inversión mínima de 140,000 millones de dólares y máxima de 421,000 millones.

Bajo estos costos la alternativa del país está centrada en las rondas 2.2 y 2.3 que abrieron la licitación a la cuenca de Burgos y fueron adjudicadas en su mayoría, lo que incrementaría la exploración de Shale Gas y replantearía un nuevo panorama para la extracción de dicho recurso.⁴⁰

La Ronda 2, licitación 2, estuvo integrada por 10 áreas contractuales, de las cuales 9 se encuentran en la cuenca de Burgos y solo una en la cuenca del Sureste. Se adjudicaron 6 áreas de las 9 posibles, ubicadas en la cuenca de Burgos, a 3 empresas mexicanas y 1 canadiense, lo que en total son 2,705 [km²] de superficie.⁴¹ La figura 3.5 muestra el mapa de las áreas contractuales de la ronda 2.



Fig.3.5 – Mapa de las áreas contractuales, Ronda 2, Licitación 2. Fuente: rondasmexico.gob.mx/r2-l02-bloques.

³⁹ Shale mexicano: sólo falta el 99.9% de la inversión. AMEXHI, 2017. <https://pulsoenergetico.org/shale-mexicano-solo-falta-el-99-9-de-la-inversion/>

⁴⁰ Ídem.

⁴¹ Rondas México. rondasmexico.gob.mx

En la tabla 3.4 se muestran las áreas adjudicadas en la cuenca de burgos durante la Ronda 2 licitación 2 de la CNH.

Áreas adjudicadas en la cuenca de Burgos - Ronda 2, Licitación 2					
Área	Área del bloque	Hidrocarburo Principal	Licitante Ganador	País de Origen	Valor de la Regalía Adicional
1	360[km ²]	Gas Húmedo	Iberoamericana y PJP4	México y México	3.91%
2	375[km ²]	Gás Húmedo y Gas Seco	Desierto	-----	-----
3	448[km ²]	Gás Húmedo y Gas Seco	Desierto	-----	-----
4	440[km ²]	Gas Húmedo	Sun God y Jaguar	Canadá y México	25.00%
5	445[km ²]	Gas Húmedo	Sun God y Jaguar	Canadá y México	16.96%
6	479[km ²]	Gas Húmedo	Desierto	-----	-----
7	445[km ²]	Gas Húmedo	Sun God y Jaguar	Canadá y México	25.00%
8	416[km ²]	Gas Húmedo	Sun God y Jaguar	Canadá y México	25.00%
9	464[km ²]	Gas Húmedo	Sun God y Jaguar	Canadá y México	25.00%

Tabla 3.4 – Áreas adjudicadas en la cuenca de Burgos – Ronda 2, Licitación 2. Fuente: rondasmexico.gob.mx/r2-102-areas-contractuales.

En la Licitación 3 de la Ronda 2 se integraron 14 áreas contractuales, de las cuales 4 se ubican en Burgos, 5 en el Sureste, 1 en el cinturón plegado de Chiapas, 1 en Tampico – Misantla y 3 en Veracruz. Las 4 áreas adjudicadas en la cuenca de Burgos representan un total de 661 [km²] de superficie.⁴²

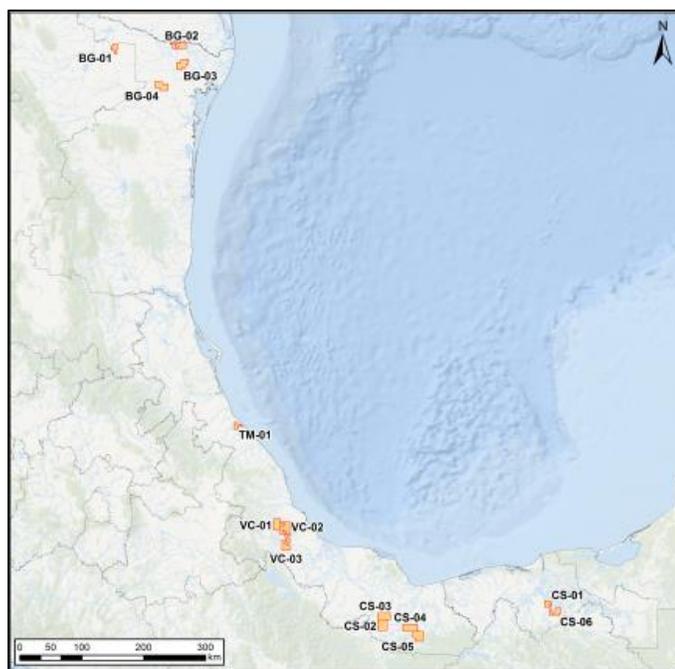


Fig.3.6 – Mapa de las áreas contractuales, Ronda 2, Licitación 3. Fuente: rondasmexico.gob.mx/r2-102-bloques.

⁴² Ídem.

En la tabla 3.5 se muestran las áreas adjudicadas en la cuenca de burgos durante la Ronda 2 licitación 3 de la CNH.

Áreas adjudicadas en la cuenca de Burgos - Ronda 2, Licitación 3					
Área	Área del bloque	Hidrocarburo Principal	Licitante Ganador	País de Origen	Valor de la Regalía Adicional
1	99[km ²]	Gas Húmedo	Iberoamericana y PJP4	México y México	25.00%
2	163[km ²]	Gas Húmedo	Newpek y Verdad Exploration	México y EUA	25.00%
3	200[km ²]	Gas Húmedo	Newpek y Verdad Exploration	México y EUA	23.56%
4	199[km ²]	Gas Húmedo	Iberoamericana y PJP4	México y México	3.91%

Tabla 3.4 – Áreas adjudicadas en la cuenca de Burgos – Ronda 2, Licitación 2. Fuente: rondasmexico.gob.mx/r2-102-areas-contractuales.

En total se asignaron 3366 [km²] de superficie, operaciones que están a cargo de las empresas: Iberoamericana, PJP4, Sun God, Jaguar, Newpek y Verdad Exploration. Lo que busca tener una mayor inversión por parte de capital privado en las actividades de exploración y extracción de gas de nuestro país.

CAPÍTULO 4. – PROCEDIMIENTO Y VALORACIÓN

4.1 COMPARACIÓN CON EL MARCO NORMATIVO INTERNACIONAL

En nuestro país contamos con diversas instituciones encargadas de la regulación de los hidrocarburos, tanto en materia de exploración y extracción; dichos recursos han sido regulados de diversas maneras a lo largo de la historia.

4.1.1 Antecedentes históricos – Regulación de hidrocarburos en México

En nuestro país la regulación de hidrocarburos ha sufrido cambios a lo largo de la historia, estas han buscado acoplarse a las necesidades de la nación y a lo que más le favorece, encontraremos diversos documentos que legislan las actividades de exploración y extracción de los recursos en nuestro país.

La declaración del presidente Benito Juárez el 22 de agosto de 1863 indicaba que la nación tenía el dominio directo sobre los criaderos de carbón, así como de las minas; en el periodo de 1864 a 1865, durante el gobierno del emperador Maximiliano se otorgaron 38 concesiones petroleras, el 6 de julio de 1865 se ordenó que ninguna persona, organización o compañía podría explorar, explotar o realizar cualquier actividad a los yacimientos de petróleo, sin antes haber obtenido por parte de las autoridades la concesión expresa y formal.

El 6 de junio de 1887 el Presidente José de la Cruz Porfirio Díaz Mori decreta la ley sobre franquicias a las minas, inclusive las de petróleo. Estipulaba que todas las minas de carbón de piedra, las de petróleo, las de hierro y azogue estaban libres de toda contribución federal, local y municipal. Excluía el pago de otros impuestos exceptuando el pago del impuesto de timbre.⁴³

El 24 de diciembre de 1901, decreta la Ley del petróleo, la cual establecía que las compañías o particulares descubridores de petróleo o gas quedaban libres de todo impuesto, incluidos los productos naturales, refinados o elaborados que procedan de dicha explotación. De igual forma se podrían importar libres de derechos las maquinas necesarias para la refinación de petróleo o gas y para la elaboración de todo tipo de productos que tuvieran de base petróleo crudo, pero dicho permiso era válido solo por una ocasión.

En 1912 el gobierno de Francisco I. Madero decreta el primer gravamen sobre producción de petróleo crudo; de igual forma decreta el “Impuesto sobre el petróleo crudo, de 8 de junio de 1912”, el cual establecía un impuesto especial del Timbre sobre el petróleo crudo de producción nacional, a razón de veinte centavos por tonelada.

⁴³ ANDRADE, M., (1920) *Codificación Petrolera*, México D.F. México: Secretaría de Gobernación.

En ese mismo año, el 24 de junio se expide el “Reglamento de la Ley de impuesto sobre el petróleo crudo”, en dicho reglamento se estipulaba la fecha en que comenzaría el cobro de dicho impuesto, para el pago se emplearían estampillas comunes de la renta del timbre, las cuales tendrían un resello especial con la leyenda “Petróleo” que las atravesara diagonalmente.⁴⁴

Venustiano Carranza de la Garza, jefe del ejército constitucionalista y encargado del poder Ejecutivo de los Estados Unidos Mexicanos expidió el “Decreto del 7 de enero de 1915, disponiendo queden suspendidas todas las obras de explotación petrolífera en la República, mientras se define la condición jurídica del petróleo, conforme a una nueva legislación” basándose en diversas consideraciones, entre las que destacaban revisar, de una manera completa y radical, la legislación petrolífera del país reglamentando cuidadosamente todo lo relativo a la exploración y explotación de depósitos de petróleo y carburos gaseosos de hidrógeno existentes en la República, y con el fin de evitar que la industria petrolera continuara como hasta ese momento. Beneficiando únicamente a las empresas petroleras con grandes perjuicios para la agricultura y para las vías fluviales del país, sin que la Nación ni el gobierno hayan tenido los justos provechos correspondientes.

También mencionaba la construcción de oleoductos, la exploración, explotación y perforación de pozos por parte de compañías petrolíferas sin la debida autorización del Gobierno legítimo mexicano. Dichas empresas tenían un gran desarrollo aprovechándose del periodo de perturbación de paz por la que atravesaba el país a razón de la revolución, considerando que era necesario evitar la explotación indebida se expide dicho decreto.

4.1.1.1 Decreto expropiatorio del 18 de marzo de 1938.

El decreto del 18 de marzo de 1938 expedido por el presidente Lázaro Cárdenas del Río expropiaba a favor del patrimonio de la nación todos los bienes que pertenecían a las compañías petroleras que se negaron a acatar el laudo del 18 de diciembre de 1937 del Grupo No. 7 de la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje.

Dicho laudo presentaba el fallo en favor del peritaje realizado y ordenaba a las compañías petroleras un aumento a las remuneraciones y beneficios laborales de los trabajadores, cubriendo una cantidad de 26 millones de pesos. Las empresas solicitaron la rectificación del laudo a la Suprema Corte de Justicia de la Nación, pero el 1 de marzo de 1938 esta confirmó la decisión anteriormente emitida por la autoridad laboral. En forma de represalia por dicha decisión, las compañías petroleras detuvieron las actividades de exploración y perforación, retiraron sus fondos bancarios en protesta y como muestra negativa hacia las disposiciones impuestas.

Considerando que las empresas no acataron dicho fallo, se aplicó la fracción XXI del artículo 123 de la Constitución General de la República.

⁴⁴ Ídem.

El decreto de expropiación fue publicado en el Diario Oficial de la federación el día 19 de marzo de 1938, fue el documento oficial; previo a dicho documento se transmitió por radio un mensaje a la nación.

El presidente Lázaro Cárdenas presento dicho mensaje ante los medios de comunicación, principalmente el radio y la prensa, fue emitido a las 10:15 pm el viernes 18 de marzo de 1938. El día 19 de marzo fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el decreto expropiatorio, el cual se compone de 4 artículos. Estos documentos pueden ser consultados en los anexos I y V de este trabajo.

4.1.2 Marco Normativo de hidrocarburos en México

La regulación de los hidrocarburos en nuestro país está a cargo de diversas instituciones que buscan un fin común, el máximo aprovechamiento de recursos. La Reforma Energética abre la posibilidad de otorgar asignaciones o contratos a PEMEX y también a empresas privadas, esto con el objetivo de incrementar la capacidad de inversión. Las leyes secundarias se encargarán de la regulación de los tipos de contratos que el Estado utilizará, en todos estos casos, el Gobierno seleccionará el contrato que más convenga al país dependiendo de las características del yacimiento.

Las modalidades de contraprestaciones podrán ser:

1. Utilidad compartida.
2. Producción compartida.
3. Contrato de servicios.
4. Contrato de licencia.
5. Cualquier combinación de los anteriores.

Los principales lineamientos por los que se deberán regir las empresas nacionales y extranjeras para la explotación de nuestros recursos serán las siguientes:

- Ley de hidrocarburos.- El decreto por el cual esta expedida la Ley de Hidrocarburos fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014. Es comprendida por 131 artículos, divididos en 4 títulos.
- Reglamento de la ley de hidrocarburos.- El nuevo reglamento fue publicado el 31 de octubre de 2014 en el Diario Oficial de la Federación, está compuesto por 99 artículos divididos en 6 títulos.
- Lineamientos de perforación de pozos.- Regulación publicada el 14 de octubre de 2016 en el Diario Oficial de la Federación por la CNH. Está compuesta por 53 artículos divididos en 4 capítulos y complementada por cinco Anexos.
- Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en tierra.- Regulación emitida el 16 de marzo de 2017 en el Diario Oficial de la Federación por la ASEA. Se compone de 124 artículos divididos en 12 capítulos.

- Lineamientos para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.- Regulación publicada el 30 de agosto de 2017 en el Diario Oficial de la Federación por la CONAGUA; se integra por 25 artículos divididos en 6 capítulos.

El contenido de los lineamientos anteriormente mencionados se encuentran de forma más detallada en el anexo VI de este trabajo.

Diversas instituciones serán las encargadas de la política energética del país, la política económica, la regulación de la exploración y extracción de hidrocarburos, garantizar la seguridad y la integridad de las personas y del medio ambiente en el sector de hidrocarburos, la administración y distribución de los ingresos obtenidos derivados de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos. Las principales son:

- Secretaría de Energía, SENER.- La SENER es la principal institución en materia de hidrocarburos, será la encargada de conducir la política energética del país de una manera segura, apegándose al marco constitucional, para así asegurar el abastecimiento de energía al país de una forma económicamente viable y de sustentabilidad ambiental. En la reforma energética se establece que la SENER será la encargada de seleccionar las áreas para la licitación de contratos contando con la asistencia técnica de la CNH; se encargará de la publicación del plan quinquenal de licitaciones.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SHCP.- LA SHCP es la encargada de dirigir, proponer y controlar la política económica del Gobierno Federal, tanto en materia financiera, en materia fiscal, de gasto, de ingresos y también de la deuda pública, todo esto con el fin de consolidar un país con un sólido crecimiento económico y de calidad. Emitirá su opinión para la selección del tipo de contrato que más le convenga al país, dicha elección estará a cargo de la SENER.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH.- La CNH es una dependencia con personalidad jurídica y autonomía técnica, se encarga de regular de manera confiable y eficiente la exploración y extracción de hidrocarburos en México, buscando propiciar la inversión en nuestro país por parte del capital privado logrando así un crecimiento económico.
- Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, ASEA.- Es la encargada de garantizar la seguridad y la integridad de las personas y del medio ambiente en el sector hidrocarburos. Es un organismo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, cuenta con autonomía técnica, encargado de regular y supervisar la seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente en actividades del sector hidrocarburos. De igual forma, se encargará de la supervisión de las actividades de desmantelamiento y abandono de las instalaciones utilizadas durante las actividades de exploración y extracción, de igual forma se encargará del control de residuos.

- Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, FMP.- Es un fideicomiso administrado por el Banco de México como fiduciario en donde la SHCP es el fideicomitente. Se encarga de la administración y distribución de los ingresos obtenidos que son derivados de las asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos. El FMP administrará todos los aspectos financieros de dichos contratos.

4.1.3 Marco normativo de hidrocarburos en Argentina

Argentina es un país con un enorme potencial de Shale gas, en el 2013 la EIA publicó un listado con países con reservas recuperables, en dicho documento se destaca que Argentina tiene un potencial de clase mundial, este recurso se encuentra ubicado principalmente en la Cuenca del Neuquén.

La EIA analizó el potencial y definió 4 cuencas sedimentarias con potencial de Shale Gas: Cuenca Neuquina, en las formaciones Los Molles y Vaca Muerta; Cuenca San Jorge en las formaciones Aguada Bandera y Pozo D-129:438 TCF; Cuenca Austral Magallanes Argentina en las formaciones Inoceramus y Magna Verdes y en la Cuenca Paraná-Chaco Argentina en las formación Ponta Grossa.

Argentina comenzó sus operaciones de Shale Gas en el año 2010 con la perforación de un pozo en Loma Lata por parte de la compañía YPF-Repsol, dicho pozo fue el primero en el programa de inversiones en exploración para el periodo comprendido entre el año 2010-2014.

Argentina cuenta con diversas leyes encargadas de la regulación de hidrocarburos, las principales son:

- Ley número 24,076 - Marco Regulatorio de la Actividad. Privatización del Gas del Estado Sociedad del Estado. Transición. Disposiciones Transitorias y Complementarias; Dicha ley se compone de 98 artículos en los que se encarga de regular el transporte y distribución de gas, de la política general, la exportación e importación del gas natural, el transporte y distribución, los sujetos activos a los que aplica la ley, las disposiciones comunes a transportistas y distribuidores, prestación de los servicios, limitaciones, tarifas, el Ente Nacional Regulador del Gas, los procedimientos y control jurisdiccional, contravenciones y sanciones, la privatización del gas del estado sociedad del estado y las diversas disposiciones.
- Ley número 17,319 – Ley de Hidrocarburos; Está compuesta por 106 artículos y un anexo único, esta ley fija diversas disposiciones generales sobre los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en territorio argentino, regula los derechos y obligaciones en el reconocimiento superficial, los permisos de exploración, las concesiones de explotación, concesiones de transporte, adjudicaciones, tributos y regalías, otros derechos y obligaciones, las cesiones, inspección y fiscalización, nulidad, caducidad y extinción de los permisos y concesiones, sanciones y recursos,

empresas estatales, autoridad de aplicación, y contiene algunas normas complementarias.

- Ley número 27,007 – Ley de Hidrocarburos; Es una modificación a la ley 17,319, se compone de 32 artículos, solo modifica ciertos artículos como el 23 de la Ley 17,319 en donde especifica los plazos de los permisos de exploración, el 25, 26, 27, entre otros.
- Decreto 929/2013 – Soberanía Hidrocarburidera; Este decreto fue publicado en el B.O.R.A., consta de 22 artículos en los cuales se establece el régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos, los requisitos y condiciones de inclusión en el régimen promocional los beneficios, las concesiones de explotación no convencional de hidrocarburos, los alcances y vigencias de los beneficios, la autoridad de aplicación y las disposiciones finales.
- Ley número 26,741 – Yacimientos Petrolíferos Fiscales; Se compone de 19 artículos, declara el interés público de Argentina para el logro de abastecimiento de hidrocarburos, de la creación del Consejo Federal de Hidrocarburos y cuáles serán sus funciones, la recuperación del control de YPF, la continuidad operativa, continuidad jurídica y la gestión de la empresa YPF.
- Ley número 25,675 – Ley General del Ambiente; En materia referente al impacto que se pueda causar debido al fracturamiento hidráulico esta ley es fundamental. Se compone por 35 artículos y 2 anexos en los que se regula toda la política ambiental del país, la evaluación del impacto ambiental, el seguro ambiental y fondo de restauración, y el daño ambiental.
- Estas son algunas de las leyes principales que se utilizan en la República de Argentina para el control de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, además, el control en el transporte y exportación de gas.

Al igual que México, Argentina cuenta con diversas instituciones serán las encargadas de establecer medidas para la eficiencia energética, efectuar planes y programas que se establezcan en materia de hidrocarburos, controlar las instalaciones de seguridad, la regulación y el control de la distribución del gas. Las principales son:

- Ministerio de Energía y Minería.- Tiene como fin establecer medidas para la eficiencia energética y el correcto uso responsable de la misma. El ahorrar energía debido a un consumo inteligente y responsable para el beneficio de la sociedad. Dicha institución fue fundada en diciembre de 2015 a partir de la elevación a “Ministerio” de las Secretarías de Energía y la Secretaría de Minería. El artículo 23 nonies de la “Ley 22.520 – Ley de Ministerios” publicada por el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos a través del Boletín Oficial de la República Argentina (B.O.R.A.) establece las obligaciones del Ministerio de Energía y Minería. Compete al MINISTERIO DE ENERGÍA y MINERÍA asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo inherente a la elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional en materia de energía

y minería, y en particular entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia, ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el poder ejecutivo nacional, Entender en la elaboración, ejecución y fiscalización relativas a la explotación y catastro minero, entender en la normalización y control de calidad de la producción minera e intervenir en la elaboración y en la ejecución de la política energética nacional.

- Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos.- Es un organismo que forma parte del Ministerio de Energía y Minería; sus objetivos están plasmados en el Decreto 231/2015 publicado por el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos a través del B.O.R.A. Dicho documento establece 10 objetivos, los cuales estipulan que se debe ayudar a la elaboración de la política nacional de hidrocarburos. Así también en el estudio y el análisis del comportamiento del mercado desregulado de los mismos, supervisar la explotación racional de los recursos hidrocarburíferos y la preservación del ambiente, asistir al Ministro de Energía y Minería en el ejercicio de las atribuciones de autoridad para la aplicación de la normativa de hidrocarburos y del marco regulatorio del gas natural.⁴⁵
- Subsecretaría de Exploración y Producción.- Al igual que la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, la Subsecretaria de Exploración y Producción es un organismo que forma parte del Ministerio de Energía y Minería; Tiene 8 objetivos están plasmados en el Decreto 231/2015.
- Subsecretaría de Refinación y Comercialización
- Es un organismo pare de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, sus objetivos es tan definidos, al igual que la Subsecretaría de Exploración y Producción, en el Decreto 231/2015.
- Ente Nacional Regulador del Gas, ENARGAS.- Organismo fundado en 1992 con fundamento en lo establecido en la Ley N° 24,076 que se encarga del marco regulatorio de la industria del gas. Sus funciones principales son la regulación, control, fiscalización y la solución a controversias, relacionadas con el servicio de transporte y distribución de gas en Argentina. Quedarán plasmadas en el artículo 52 de la Ley N° 24 076.

El contenido de los lineamientos anteriormente mencionados del marco normativo de Argentina se encuentra de forma más detallada en el anexo VII de este trabajo.

⁴⁵ Ídem.

4.1.3.1 Comparativa entre el marco normativo de México y Argentina

Ambos países presentan un gran potencial en materia de shale gas, y se presentan diversas similitudes ya que ambos países son parte de América Latina. En Argentina no existe una regulación nacional específica del fracturamiento hidráulico. La norma encargada de asegurar la conservación del medio ambiente es la Ley número 25,675; la cual en el artículo 2 estipula:

“k) Establecer procedimientos y mecanismos adecuados para la minimización de riesgos ambientales, para la prevención y mitigación de emergencias ambientales y para la recomposición de los daños causados por la contaminación ambiental.”⁴⁶

Argentina comenzó sus operaciones en Shale Gas a partir del año 2010 y aún no cuenta con una regulación estricta, las leyes encargadas de la regulación de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales son la Ley N° 17,319 y Ley N° 27,007 pero dichas regulaciones no mencionan las especificaciones técnicas a las que se deben apegar las compañías para asegurar que la explotación del shale gas se apegue a las mejores prácticas en la industria. En estas normativas solo se menciona quién tendrá derecho a solicitar una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, establecen que la vigencia de dichas concesiones será de 35 años.

En el año 2012 la provincia de Neuquén publicó el Decreto 1483/12 – “Normas y Procedimientos para Exploración y Explotación de Reservorios No Convencionales” este decreto tiene como objetivo minimizar los impactos ambientales que puedan ser derivados de las perforaciones en yacimientos de shale gas, en su artículo 4° establece los requerimientos que deberá contener el informe ambiental de pozos no convencionales:

- a) Descripción y proceso del sistema de tratamiento del retorno del agua utilizada en la estimulación hidráulica del pozo.*
- b) Declaración jurada de la composición de los fluidos utilizados en la terminación de este tipo de pozos, mediante estimulación hidráulica que se utilizarán en el proceso con la hoja de seguridad de cada producto o sustancia química.*
- c) El visado del proyecto por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos o el organismo que institucionalmente le suceda.*
- d) Autorización de uso de agua y vertido de efluentes, emitidas por la autoridad de aplicación de la Ley 899.*
- e) La Subsecretaría de Ambiente y Desarrollo Sostenible establecerá los lineamientos y pautas para la elaboración del análisis de riesgo ambiental para los casos que sea requerido.”⁴⁷*

Estos lineamientos son el parte aguas para la regulación en Argentina, en sus 19 artículos regula el uso del agua, fundamentando en la Ley 899 – Ley de Aguas. Todas estas regulaciones solo

⁴⁶ Ley N° 25,675 – Ley General del Ambiente, B.O.R.A.

⁴⁷ Decreto N° 1483/12 – Neuquén. B.O.R.A.

establecen la forma en que se tratarán y reutilizarán las aguas, pero no establecen la forma en que se deberán perforar dichos pozos.

Con la reforma energética del año 2013 se presentaron muchos retos para México en materia de hidrocarburos no convencionales, la regulación comenzó a tomar forma a partir del año 2015, fecha en que la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) publicó la “Guía de Criterios Ambientales para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos Contenidos en Lutitas”. Esta guía tenía como fin servir de base para los lineamientos que debía establecer la ASEA, agencia creada en el mismo año.

México ha profundizado más su marco regulatorio, posterior a la guía emitida por la SEMARNAT, en el año 2016 fueron emitidos los Lineamientos para la Perforación de Pozos por parte de la CNH, donde se señalan las obligaciones de los operadores petroleros y señalan las mejores prácticas en su Anexo II, así como los reportes, avisos y notificaciones que realizarán los operadores ante la CNH.

Las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en tierra emitidas por ASEA, en su artículo 55, establecen la información que solicitará la Agencia a los operadores petroleros previo a las actividades de fracturamiento hidráulico.

I.- Verificación de la Integridad Mecánica y la hermeticidad del Pozo;

II. Número de Etapas de Fracturamiento Hidráulico programadas incluyendo el número de clusters por etapa;

III. Pronóstico del alcance geométrico de la fractura, con base en la simulación incluyendo un listado de equipos a emplear;

IV. Listado y estimación de volumen de materiales a utilizar, y

V. Parámetros de bombeo.”⁴⁸

En dichos lineamientos se establecen todas las regulaciones que se deberán cumplir por parte de los operadores, además de los informes que se deberán entregar a la agencia para garantizar la seguridad operativa y la protección al medio ambiente.

Para la protección de las aguas nacionales, la CONAGUA establece en el artículo 17 de los lineamientos para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, que en cada área de extracción los regulados deberán construir un pozo de exploración hidrogeológica, cuya información obtenida será relativa al espesor y litología de los acuíferos.

⁴⁸ DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en tierra – ASEA, D.O.F. 2017

Se puede estimar que México cuenta con una mayor regulación de los hidrocarburos no convencionales, así como de entes reguladores como son la CNH, CONAGUA, ASEA y SENER encargadas de que dichos lineamientos se cumplan, nuestro país cuenta con lineamientos más robustos para que los operadores petroleros realicen los procesos de exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales apegados a las mejores prácticas en la industria, y al ser regulaciones más recientes, están más apegadas a los retos tecnológicos actuales.

4.1.4 Marco normativo de hidrocarburos en Estados Unidos

Estados Unidos es uno de los principales países que extrae Shale Gas, comenzó sus operaciones en el año 2008 y para el año 2016 incrementó en un 40% su producción de gas. Estados Unidos inició sus operaciones con la empresa Petrohawk, la cual perforó un pozo en la cuenca Eagle Ford Shale, ubicada en el estado de Texas. Dicha cuenca se conecta con 6 estados de la república mexicana: Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Chihuahua, San Luis Potosí y Veracruz; dichos estados son los que tienen potencial de explotación de Shale Gas en nuestro país.

Diversas instituciones de Estados Unidos se encargaran de proteger y administrar el uso de las tierras públicas, garantizar la salud humana y la protección al medio ambiente, abordar la importancia del marco normativo y las consideraciones ambientales que deben realizarse en materia de Shale Gas.

La Oficina de Administración de Tierras o “BLM” por sus siglas en inglés (Bureau of Land Management) del departamento del interior de los Estados Unidos es el encargado de proteger y administrar el uso de las tierras públicas. Es el organismo encargado de la administración de 245 millones de acres de superficie y 700 millones de acres de propiedades mineras federales en tierra, a lo largo de todo el territorio estadounidense.

Tiene jurisdicción para la exploración, desarrollo y la producción de hidrocarburos en tierras federales; aprobará y se encargará de supervisar las operaciones en tierras de indios americanos en conjunto con la Oficina de Asuntos Indios “BIA” por sus siglas en inglés (Bureau of Indian Affairs). La labor del BLM es fundamental en el marco regulatorio de Estados Unidos, pues desde el año 2008 la producción de petróleo en tierras indias vio un incremento del 95%.

En el caso de la reglamentación del fracturamiento hidráulico, el BLM realizará lo estipulado en la Ley Federal de Política y Administración de la Tierra “FLPMA” (Federal Land Policy and Management Act), que ordena se administren las tierras públicas para minimizar la degradación innecesaria o en algunos casos indebida y se administren las tierras utilizando principios de uso múltiple y un rendimiento sostenido.

Existe la Ley Federal de Política y Administración de Tierras, esta ley fue promulgada en 1976, 32 años antes del desarrollo tecnológico para la exploración y extracción del Shale Gas. El objetivo de esta ley es establecer un enfoque claro para la administración y preservación de tierras públicas. La ley define las tierras públicas como tierras de propiedad federal, las cuales no han sido

reservadas para bosques, parques nacionales, reservas ecológicas, áreas de preservación de la vida silvestre o algún otro propósito federal.⁴⁹

En el momento en que se desarrolla un plan para el uso de la tierra, esta ley requiere que la Oficina de Administración de Tierras:

- Implemente principios de usos múltiples para dichas tierras y un rendimiento sostenible de los recursos.
- Utilice un enfoque sistemático e interdisciplinario que incorpore la consideración de ciencias físicas, biológicas, económicas y de algún otro tipo.
- Dar prioridad a las áreas de preocupación ambiental crítica.
- Considerar los usos presentes y los potenciales de las tierras públicas.
- Considerar la relativa escasez de los diversos valores de tierras públicas.
- Hacer un comparativo de los beneficios públicos a corto y largo plazo.
- Cumplir con las leyes aplicables en materia de contaminación: y
- Coordinar la planificación del uso de la tierra con otras agencias federales y estatales involucradas.

El Departamento de Energía emitió un manual en 2009 que describe la importancia del Shale Gas para satisfacer las futuras necesidades energéticas de Estados Unidos. Está compuesto por diversos apartados que abordan la importancia del Shale Gas, el desarrollo en los Estados Unidos, el marco normativo y las consideraciones ambientales. En el apartado del marco normativo, este manual menciona que cada estado tendrá un amplio poder para regular las actividades de perforación y fracturación de los pozos.

La Comisión de Ferrocarriles de Texas es la encargada de regular la actividad de petróleo y gas en el mayor estado productor. Como podemos ver en cada Estado los nombres y las estructuras cambian, pero las funciones son similares. “Los Estados tienen amplios poderes para regular, permitir y hacer cumplir todo tipo de actividades: perforación y fractura del pozo, operaciones de producción, gestión y eliminación de desechos, y abandono y taponamiento del pozo.”

Una parte importante en la regulación de Estados Unidos está a cargo de la Agencia de Protección Ambiental (EPA - Environmental Protection Agency), la cual tiene como objetivo garantizar la salud humana y la protección del medio ambiente. Sus principales objetivos son:

- Proteger a los estadounidenses de riesgos significativos para la salud humana y el medio ambiente donde viven, aprenden y trabajan.
- La mejor información científica será la base para reducir el riesgo ambiental.
- Todas las partes sociales (Sociedad, individuo, comunidades, empresas) tendrán acceso a la información precisa para participar en la gestión de riesgos para la salud.

⁴⁹ Ley Federal de Política y Gestión de Tierras.

En Estados Unidos se han promulgado leyes federales que regularán el impacto ambiental de la exploración y extracción de Hidrocarburos. Estas fueron decretadas antes de la exploración y extracción de Shale Gas, razón por la cual, se adaptaron a los cambios tecnológicos para responder a los desafíos sobre la extracción de ese recurso.

En la explotación del Shale gas las principales leyes son: Acta de Agua Potable Segura – “SDWA” (Safe Drinking Water Act); Acta de Agua Limpia – “CWA” (Clean Water Act); y Acta de Aire Limpio – “CAA” (Clean Air Act).

La SDWA fue aprobada en 1974 y enmendada en 1986 y en 1996, otorga a la EPA la autoridad para establecer estándares de agua potable. Define dos categorías de estándares del agua potable:

- Reglamento Nacional Primario de Agua Potable – Protege la calidad del agua potable limitando los niveles de ciertos contaminantes específicos que existen o pueden llegar a existir en el agua y que pueden afectar de manera negativa la salud pública.
- Reglamento Nacional Secundario de Agua Potable – Guía para informar los diferentes contaminantes que pueden producir efectos estéticos. La EPA recomienda a los estados la implementación de estándares secundarios a los sistemas de agua, pero no los vuelve obligatorios.
- La CWA fue aprobada en 1969, se encarga de emplear diversas herramientas para la regulación y protección en la calidad de las aguas de la superficie de Estados Unidos; así mismo de la reducción de descargas directas de contaminantes en vías navegables, establecer estándares de calidad de agua ambiental, financiar diversas instalaciones para el tratamiento de aguas residuales municipales y administrar las escorrentías contaminadas.
- La CAA entró en vigor en 1970, su objetivo es regular las emisiones atmosféricas procedentes de fuentes estacionarias o móviles. Al igual que la SDWA, abarca un amplio rango de factores que afectarán la calidad del aire, pueden ser contaminantes químicos, ruido, partículas, precursores troposféricos del ozono y sustancias que dañen la capa de ozono.
- Estas leyes se aplican a nivel federal por la EPA y a nivel estatal por unas diversas agencias que se encargan del mismo objetivo, el cuidado de agua, aire y la calidad de la tierra.

Un caso de particular interés en nuestro país es la regulación que ha adoptado el gobierno de Estados Unidos en el Estado de Texas, particularmente por la explotación de Shale Gas que hay en esa región debido a la cuenca Eagle Ford Shale (EFS). La figura 4.1 muestra la localización de la cuenca Eagle Ford Shale en el Estado de Texas.

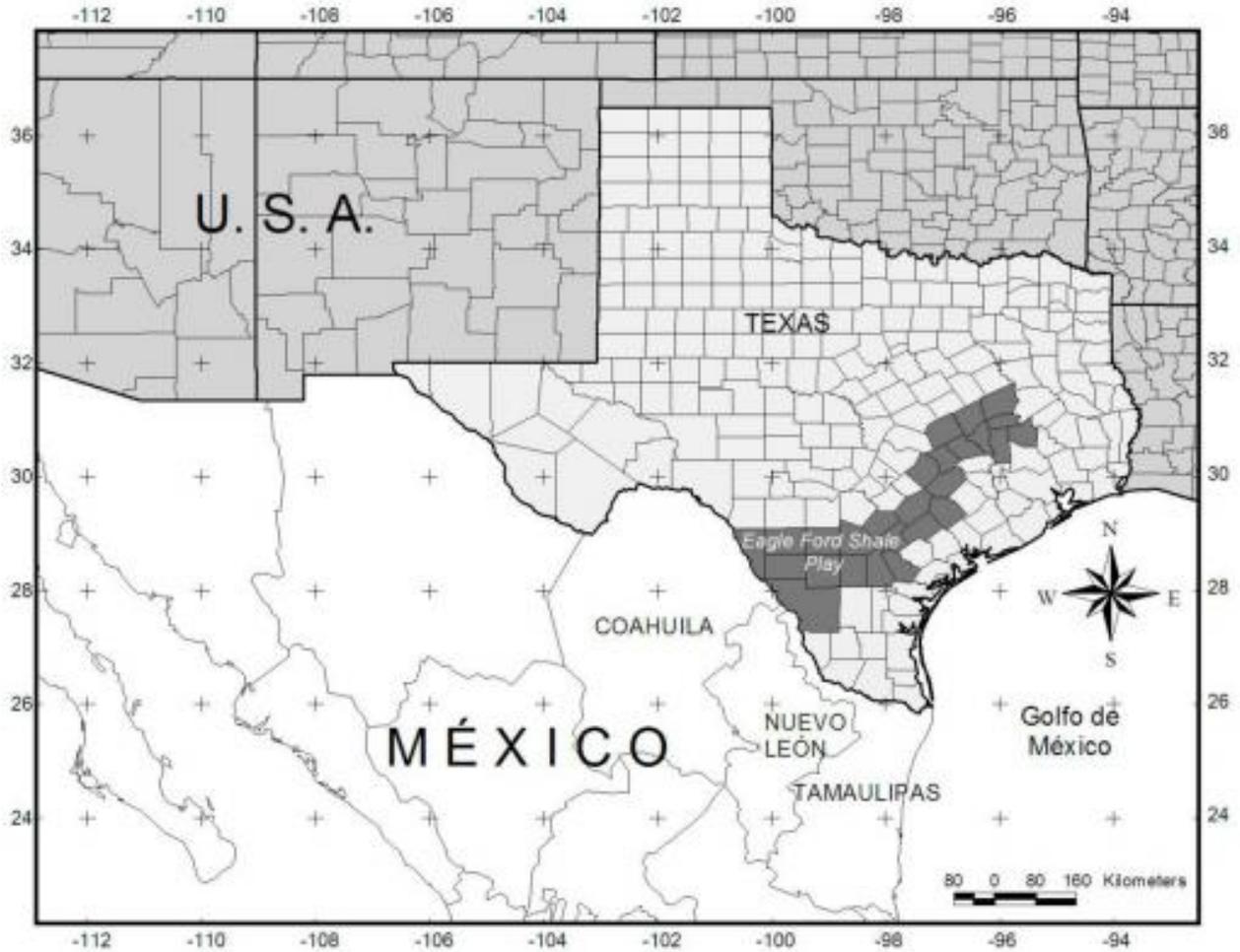


Fig 4.1 – Localización de Eagle Ford Shale en el estado de Texas. Fuente: Eagle Ford Shale Play: Geografía Industrial Minero-Petrolera en el sur de Texas 2008 - 20015. Vera R., 2015.

La cuenca Eagle Ford ha sido la responsable de generar más de 12,000 empleos de tiempo completo, una aportación de \$1,300 millones de dólares al producto bruto del estado de Texas y ha generado un total de \$2.9 miles de millones de dólares para la economía.⁵⁰ Razones por la cual EFS tiene un gran impacto en la economía norteamericana.

En el estado de Texas, la Comisión de Ferrocarriles, a través de su división de petróleo y gas, será la encargada de regular todas las actividades de exploración, extracción y transporte de hidrocarburos.

Sus funciones principales son: Disminuir el desperdicio de recursos naturales del estado; Proteger los derechos de los propietarios; Disminuir y en manera de lo posible la contaminación y; dar seguridad en materia de contaminantes como es el caso del sulfuro de hidrógeno.

⁵⁰ Impacto Económico de la Eagle Ford Shale. <http://www.laredo.net/eagle.html>

La comisión cumplirá dichas funciones mediante la otorgación de permisos, informes por parte de las compañías operadoras, programas de pruebas y la realización de un monitoreo de las actividades realizadas en el campo.⁵¹

Las aplicaciones y permisos otorgados por dicha comisión son⁵²:

- Permisos de perforación.
- Tipos e información de permisos ambientales.
- Unidad de asesoramiento de aguas subterráneas.
- Tipos e información de permisos de inyección.
- Plazos de presentación de EID de petróleo y gas.
- Pagos y recargos por tarifa de petróleo y gas.

Los programas de limpieza ambiental⁵³:

- Fondo de regulación y limpieza de petróleo y gas.
- Remediación del sitio.

4.1.4.1 Comparativa entre el marco regulatorio de México y Estados Unidos

Con casi una década desde que comenzó sus actividades en Shale Gas, Estados Unidos se ha enfrentado a diversos problemas debido a la regulación de las actividades de exploración y extracción. México ha legislado un marco normativo muy completo en el que se abarcan diversas organizaciones encargadas de regular estas actividades.

Si comparamos el caso de México con el estado de Texas, principal productor de Shale Gas por la cuenca EFS, en nuestro país todas las instituciones como SENER, CONAGUA, CNH, ASEA son las encargadas de regular las actividades de exploración y extracción de Shale Gas. Una gran diferencia entre ambos países es que los hidrocarburos encontrados en México pertenecen a la nación y mediante un proceso de licitación se designará una compañía que explote dichos recursos.

En el caso de Estados Unidos, cada persona será dueña de sus tierras, así como de los recursos que se encuentren en ellas. Por lo que el Estado solo se limitará a la regulación en materia de protección ambiental, pero los encargados de la explotación de dichos recursos son los propietarios de las tierras en convenio con alguna compañía petrolera.

Los principales organismos reguladores para el estado de Texas serán la Agencia de Protección al Medio Ambiente y la Comisión de Ferrocarriles con su división de petróleo y gas. La primera basa sus regulaciones en las leyes SDWA, CWA y CAA, en las cuales dos son reguladoras del uso de agua y contaminantes en ella y la última es sobre el aire.

⁵¹ Comisión de Ferrocarriles de Texas - <http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/>

⁵² Ídem.

⁵³ Ídem.

En el caso de la Comisión se cuenta con una guía para la presentación de permisos de perforación, un diagrama para el proceso de aprobación de permisos de perforación. Cuenta con un fondo de regulación y limpieza de petróleo y gas “OGRC” (Oil and Gas Regulation and Cleanup Fund) que permite tapar pozos petroleros y limpiar los campos abandonados. Se tienen diversos programas para la limpieza del sitio:

Programa de limpieza por el operador - Este programa se encarga de supervisar la limpieza las áreas contaminadas por la industria, dicha limpieza estará a cargo de la compañía. Cuando dichas actividades han culminado la Comisión podrá emitir una carta de “No acción adicional” en la que confirma que las actividades se han finalizado con éxito. Programa de limpieza administrado por el estado - El financiamiento de este programa proviene de todas las tarifas de permisos aranceles y tasas o bonos pagados por la industria petrolera. La Comisión será la encargada de limpiar la contaminación de los sitios abandonados. También existe el programa de voluntario de limpieza y el programa de limpieza de subvenciones. Como podemos observar estas medidas ya son aplicables una vez que se han terminado los trabajos de exploración y extracción.

Comparando los marcos legales entre México y Estados Unidos, se puede observar que en nuestro país las regulaciones para la industria petrolera se han desarrollado en un menor tiempo, contando con diversas instituciones encargadas del cuidado del medio ambiente desde antes que comiencen los trabajos de exploración; en comparación con los 9 años que lleva Estados Unidos extrayendo Shale Gas, México ha sido más estricto en cuanto normas y regulaciones, esto también motivado por las diferentes leyes que rigen ambos países, referido al uso de suelo.

Estados Unidos ha modernizado sus leyes a los requerimientos actuales, lo que ha llevado consigo una tardía regulación en las actividades de exploración y extracción relacionadas al Shale Gas. México, en comparación, a través de sus secretarías y organismos, ha fomentado una rápida regulación de dicho recursos, cuidando el medio ambiente y los intereses del estado mexicano.

4.2 VIABILIDAD DE LA EXTRACCIÓN DE SHALE GAS EN MÉXICO

El petróleo ha jugado un papel fundamental en nuestro país desde el comienzo de su extracción y hasta la actualidad, para junio de 1979 en México comenzó la explotación del complejo Cantarell, el segundo más grande a nivel mundial superado solamente por el complejo Ghawar ubicado en Arabia Saudita. Se alcanzó un pico de producción para el año 2004 con cifras de record de hasta 3,450[MBPD].

Datos emitidos por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) para el año 2006 las ventas de hidrocarburo por parte de PEMEX equivalían al 10% del Producto Interno Bruto, pero para el año 2017, registros del INEGI mostraron que el sector petrolero ha venido decreciendo en los últimos años. Tan solo para el año 2014 el precio de la mezcla mexicana fue de 86,94 dólares por barril, lo que representó un decremento de casi el 12% en los precios, así mismo, las exportaciones bajaron de 1,142 millones de barriles diarios a solo 1,118 en comparación del año anterior.

Esta disminución en los ingresos al país por medio de la explotación de petróleo ha venido en caída desde hace tiempo, datos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establecieron que

para el año 2012 los ingresos por actividades petroleras representaban casi el 41% de los ingresos presupuestarios. Para el año 2014 dicha cifra cayó hasta un 31% y para 2016 solo representaba poco más del 16.5%.

Estas cifras continuarán bajando y el país aún no cuenta con los ingresos tributarios para solventar así el gasto público, razón por la cual la aceleración en la exploración y extracción del Shale Gas sería un apoyo económico para el país, en primera instancia México comenzaría a importar menor cantidad de gas natural y con la correcta inversión se podría comenzar a exportar gas, lo que representaría una fuente de ingresos al país.

4.2.1 – Rol del Estado previo a la Reforma Energética

Previo a la Reforma Energética del año 2013, le correspondía al Estado el manejo completo de las actividades del sector petrolero y eléctrico, esto fundamentado en los artículos 25, 27 y 28 constitucionales.

La regulación del Estado en materia energética ha ido transformándose a lo largo de la historia, obedeciendo a los requerimientos que surgen en cada momento. En 1958 se creó la Secretaría de Patrimonio Nacional (SEPANAL) a la cual se le confieren las funciones referentes a la administración de los recursos naturales no renovables. En el año posterior se publica el 25 de agosto el reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional, lo que definiría con mayor precisión las actividades relacionadas a la industria petrolera.

El 29 de diciembre de 1976 se crea la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial (SEPAFIN), que conserva las atribuciones de administrar los recursos naturales no renovables. Dicha Secretaría fue transformada hasta el 29 de diciembre de 1982 en la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP), buscaba lograr una mayor especialización en materia energética, tanto minera como de la industria básica. Es hasta el 28 de diciembre de 1994 cuando la SEMIP se transforma en la Secretaría de Energía (SENER), a la que se le confiere la facultad de conducir la política energética del país y ejercer los derechos de la nación sobre los recursos no renovables.

Este modelo funcionó de manera satisfactoria, llevando a que en 1983 se registraran las reservas petroleras más altas de la historia, sin embargo, se ha registrado un constante descenso en los descubrimientos de nuevos yacimientos que restituyan los volúmenes extraídos durante las últimas 3 décadas. En 1999 fueron modificados los criterios de definición de reservas en probadas, probables y posibles. En los últimos años previos a la reforma el promedio de restitución de reservas era del 60%, lo que representaba que los nuevos descubrimientos no alcanzan a restituir los volúmenes de hidrocarburos extraídos.

La tabla 4.1 muestra la producción y destitución de reservas en México, entre los años 1980 y 2013.

Periodo/Año	Producción	Adición de reservas	Tasa integral de restitución (Porcentaje)
	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente		
		Reservas 3P	
1980 - 1984	6249	32196	515%
1985 - 1989	6435	1135	18%
1990 - 1994	6518	3288	50%
1995 - 1999	7134	2118	30%
		Reservas probadas (1P)	
2003	1587	405	26%
2004	1611	365	23%
2005	1604	424	26%
2006	1618	663	41%
2007	1603	806	50%
2008	1451	1042	72%
2009	1378	1063	77%
2010	1385	1188	86%
2011	1359	1373	101%
2012	1353	1411	104%
2013	1333	904	68%

Tabla 4.1 – Producción y restitución de reservas. Fuente: Contenido y alcance de la reforma energética. Economía UNAM, 2016.

Dichos problemas se vieron incrementados debido a la dependencia fiscal de la extracción de hidrocarburos en nuestro país, la carga establecida a PEMEX impide una solvencia económica que permita atender el objetivo principal de la empresa. PEMEX se ha colocado como una de las primeras empresas petroleras del mundo, con base en la generación de utilidades brutas, pero esto se ve afectado ya que las cantidades que debe pagar al fisco superan la capacidad de rendimiento o de utilidad para una correcta operación.

La tabla 4.2 recopila la carga fiscal respecto a la utilidad, se analiza el dato de utilidad, los impuestos y derechos que conlleva se evalúa la carga fiscal respecto a la utilidad antes de impuestos y derechos.

Año	Utilidad antes de impuestos y derechos	Impuestos y derechos	Carga fiscal respecto a la utilidad antes de impuestos y derechos
	(Millones de pesos)		(Puntos porcentuales)
1993	29 999	26 974	89.90%
1994	36 380	33 054	90.90%
1995	84 692	74 884	88.40%
1996	141 700	125 205	88.40%
1997	129 703	121 757	93.90%
1998	75 894	86 033	113.40%

1999	102 249	120 477	117.80%
2000	204 501	224 211	109.60%
2001	135 504	168 264	124.20%
2002	148 607	179 099	120.50%
2003	234 215	288 366	123.10%
2004	385 056	419 629	109%
2005	469 566	560 415	119.30%
2006	613 825	582 855	95%
2007	646 082	677 256	104.80%
2008	659 625	771 702	117%
2009	451 971	546 633	120.90%
2010	606 678	654 141	107.80%
2011	784 533	876 016	111.70%
2012	905 246	902 646	99.70%
2013	694 838	864 896	124.50%

Tabla 4.2 – Carga fiscal respecto a la utilidad antes de impuestos. Fuente: Contenido y alcance de la reforma energética. Economía UNAM, 2016.

La reforma del 2013 modificó el sistema de desarrollo en materia energética cuyo fin es lograr una estabilidad económica y buscar opciones que permitan un mayor aprovechamiento de los yacimientos que se encuentran dentro del territorio de nuestro país, debido a que si se continúa con una tasa de restitución de reservas menor a los volúmenes extraídos sería condenar la industria de nuestro país y con esto poner en riesgo también la estabilidad económica del mismo.

4.2.2 Rol del Estado posterior a la Reforma Energética

Con la modificación del marco regulatorio de nuestro país, las instituciones encargadas de regular el sector energético juegan un papel fundamental, se encargarán de analizar y eliminar las posibles fallas y de esta manera procurar la seguridad energética del país y la protección al medio ambiente. Uno de los cambios realizados debido a la reforma energética fue la conversión de Pemex y CFE a empresas productivas del Estado, lo que les otorga una autonomía presupuestal y la libertad de asociarse con empresas de capital privado, buscando ser más competitivas en el ámbito internacional.

A la CNH y la CRE se les otorgó independencia técnica y de administración, con el fin de garantizar una absoluta transparencia durante todo el proceso de licitación y así promover un correcto funcionamiento de los mercados energéticos. El Fondo Mexicano del Petróleo es el que se encargará de administrar los ingresos obtenidos por dichos contratos y asignaciones, en donde, parte de las ganancias es destina a un fondo de ahorro y el resto se distribuye en diversos rubros como educación o desarrollo social.

El organismo encargado de controlar las operaciones relacionadas con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) será el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), mientras que el Centro Nacional de Gas Natural (CENEGAS) será el encargado de administrar todas las operaciones relacionadas con el transporte y almacenamiento de gas natural.

La protección al medio ambiente es un tema que el país ha cuidado desde que la reforma energética entró en vigor, debido a que las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que no se apegan a las mejores prácticas de la industria o no se realizan de manera eficiente pueden desatar grandes problemas ambientales. Debido a esto se creó la Agencia de Seguridad Energía y Ambiente, que es la encargada de supervisar la seguridad industrial de las empresas y regulará sus operaciones con el fin de prevenir al máximo posibles daños al ambiente. El organismo encargado de que se realicen las mejores prácticas para aprovechar al máximo la energía será la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE).⁵⁴

Con la modificación a los artículos 25, 27 y 28 constitucional se abre la posibilidad a la inversión por parte de capital extranjero, sin embargo, cabe señalar que el Estado mantiene la propiedad sobre los recursos del subsuelo y establece un marco jurídico que fomentará una inversión de capital privado. Empresas nacionales y extranjeras podrán participar en las rondas de licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos en nuestro país en las cuales Pemex aún no ha podido explorar ni desarrollar infraestructura que permita la explotación de dichas áreas.

El Estado creó la Estrategia Nacional de Energía (ENE) para el periodo 2014 – 2028, la cual busca la planeación y política energética. Asimismo, abre la posibilidad de identificar los requerimientos de los sectores que integran la sociedad mexicana y realizar acciones acorde a esto. De igual forma, la ENE describe el desarrollo nacional que será factible alcanzar por medio del modelo energético actual y aprovechar las nuevas oportunidades que se presentan en el país, como son equipos especializados, cadenas productivas, profesionistas, técnicos etc.

Conforme la industria energética siga en aumento en las diversas extensiones del territorio nacional, se requerirán proveedores de materiales servicios, lo que representa una oportunidad para que las industrias del país sean las encargadas de proveer dichos insumos al sector energético, logrando que el sector energético aporte beneficios tanto a la sustentabilidad energética así como a las cadenas de producción de diversos insumos del país.⁵⁵ En la figura 4.2 se muestran los beneficios en la nueva ruta del sector energético.

⁵⁴ Secretaría de Energía - www.gob.mx/sener/que-hacemos

⁵⁵ Estrategia Nacional de Energía. SENER, 2014.

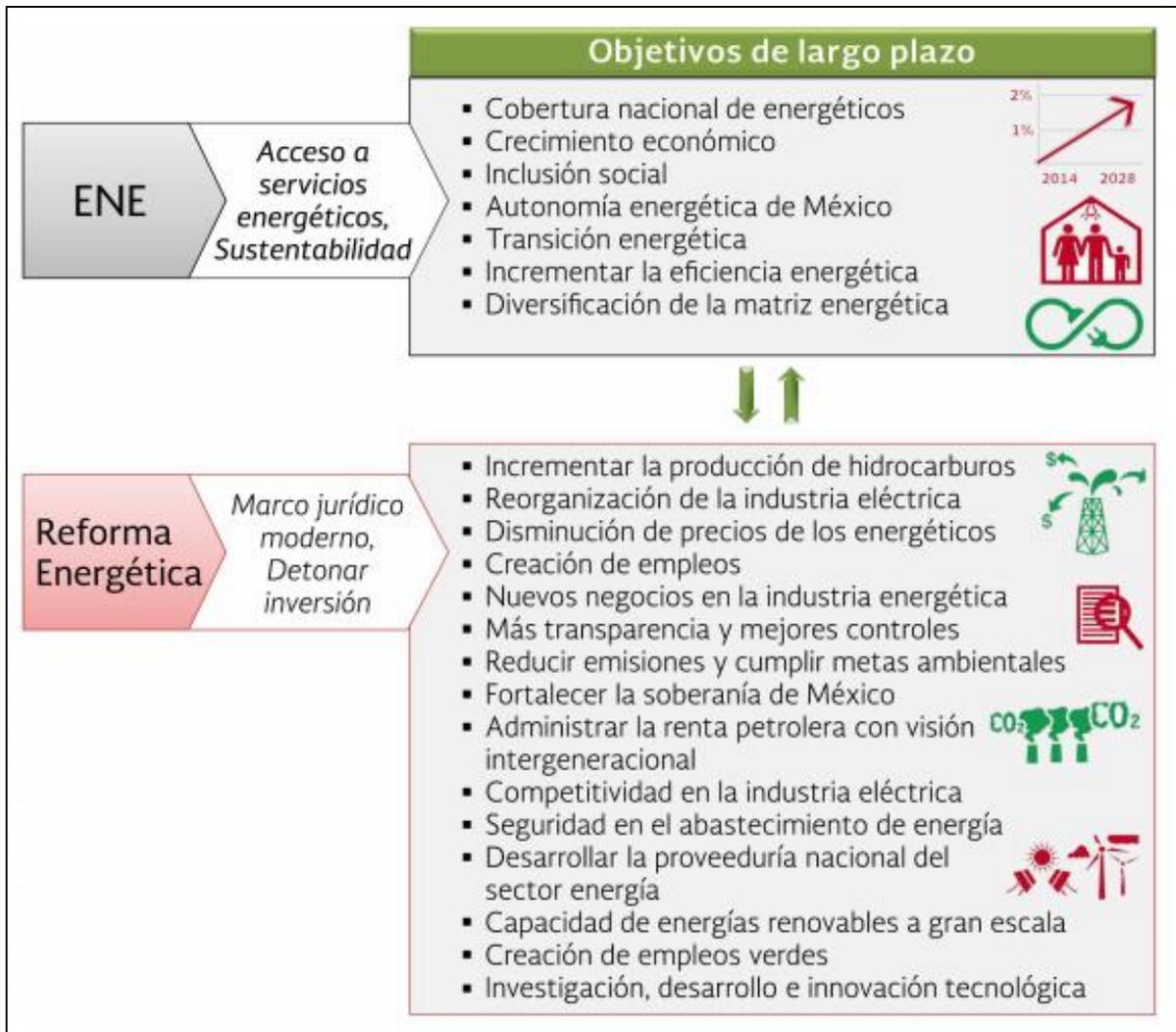


Fig. 4.2 – Mayores beneficios en la nueva ruta del sector energético. Fuente: Estrategia Nacional de Energía. SENER, 2014.

El diagnóstico de la ENE establece que para el 2018 la producción de petróleo alcance los 3 (mmbpd), y dicha suma ascienda a 3.5 (mmbpd) en 2025. Estos aumentos estarán fundamentados en tasas de restitución mayores al 100%, lo que implica una gran inversión en las actividades de exploración, no solo se debe incrementar la producción del país, es fundamental incrementar el descubrimiento de grandes volúmenes de reservas.

Una mayor actividad en el sector energético generará inversión adicional, lo que conlleva a la creación de empleos y un crecimiento económico del país. Con la reforma se busca crear en el territorio nacional, una fuerza productiva que acelere la modernización de México en materia de hidrocarburos. Se corregirá el rumbo del sector debido a que en nuestro país ya se tenían rezagos tecnológicos muy grandes y esto conlleva a que diversos campos con gran potencial no fueran explotados. Existen diversas áreas de transformación que se podrán mejorar a partir de la reforma energética. La figura 4.3 muestra las áreas de transformación a partir de la Reforma Energética.

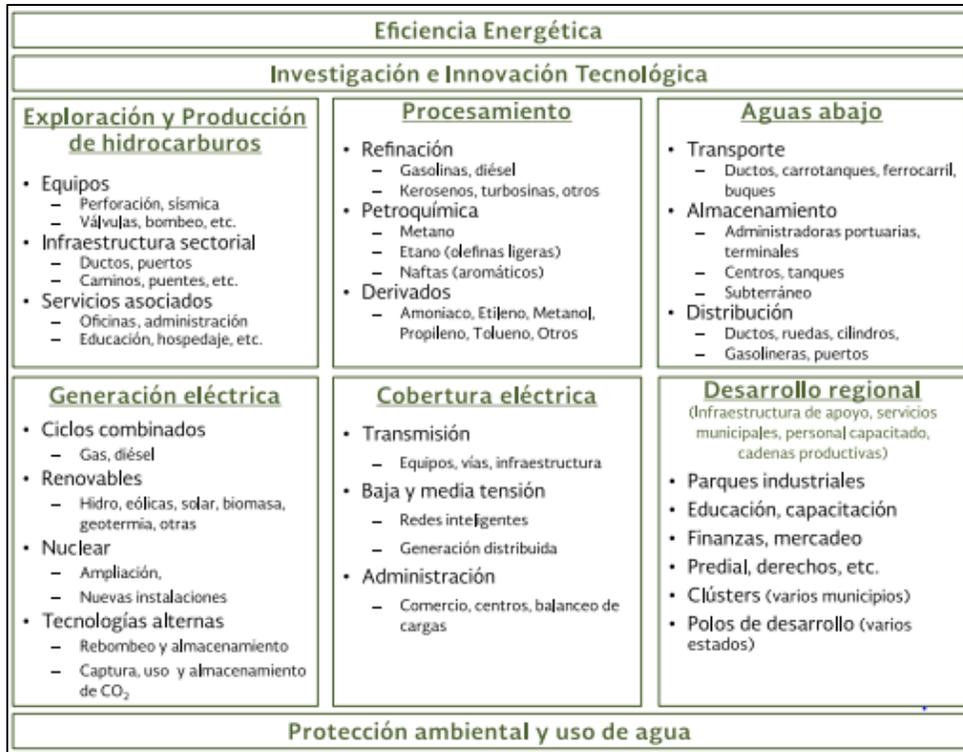


Fig. 4.3 – Áreas de transformación a partir de la Reforma. Fuente: Estrategia Nacional de Energía. SENER, 2014.

Debido a los requerimientos por parte del sector en materia de hidrocarburos, México debió realizar diversas modificaciones constitucionales en materia de hidrocarburos y electricidad, para llevar a cabo un desarrollo que permitiese lograr competitividad en un marco internacional. La figura 4.4 y 4.5 muestran las modificaciones constitucionales en materia de hidrocarburos y electricidad respectivamente.

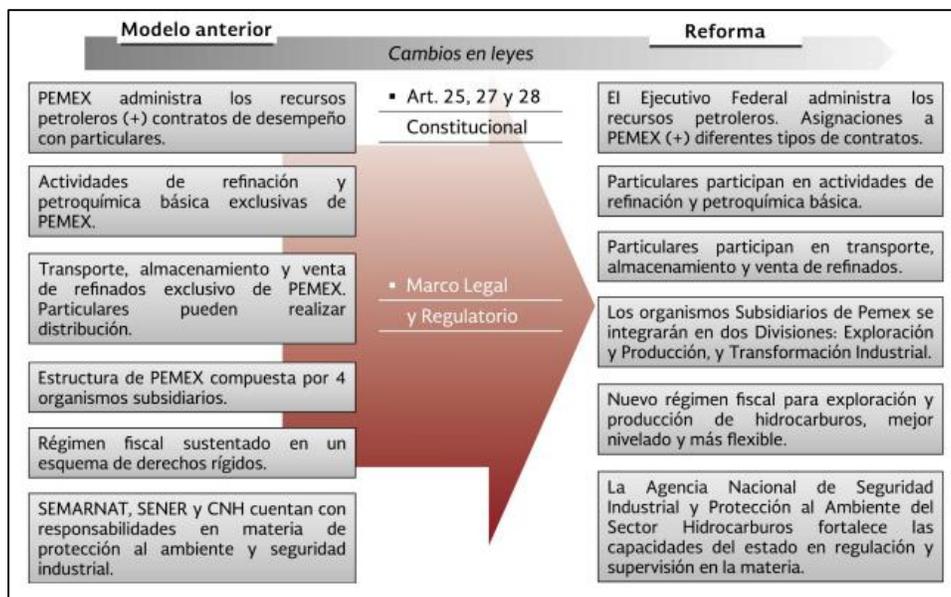


Fig. 4.4 – Modificaciones Constitucionales en materia de hidrocarburos. Fuente: Estrategia Nacional de Energía. SENER, 2014.

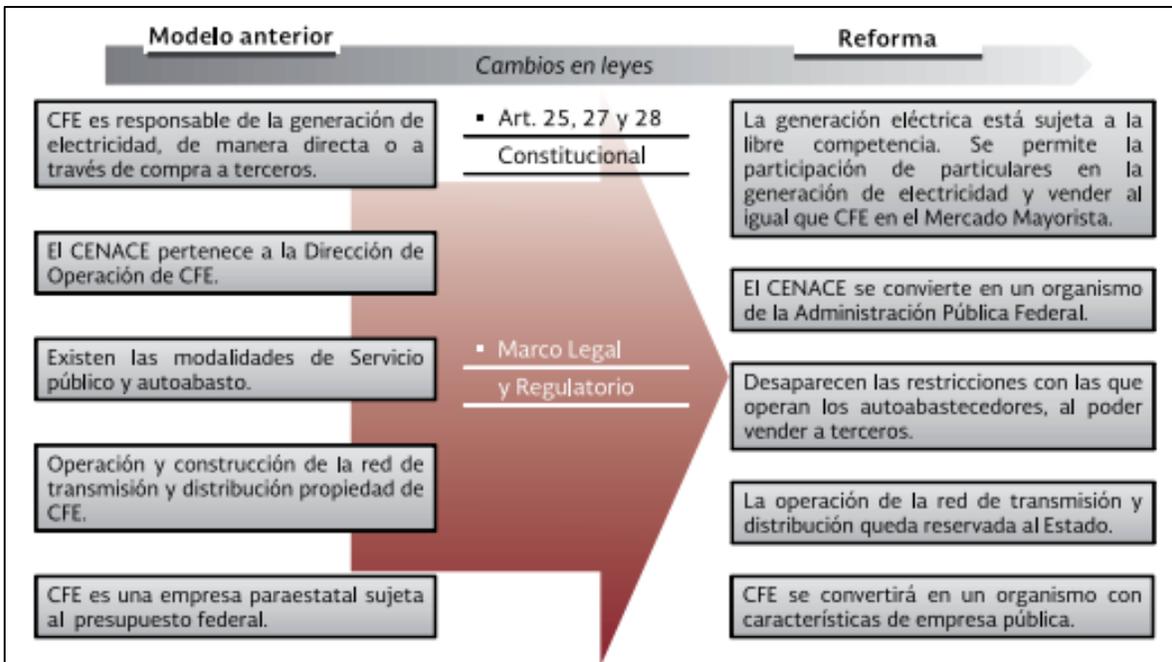


Fig. 4.5 – Modificaciones Constitucionales en materia de electricidad. Fuente: Estrategia Nacional de Energía. SENER, 2014.

Con todos los cambios generados mediante la reforma y una correcta administración y supervisión por parte del Estado, se esperan obtener diversos beneficios, entre estos destacan una aceleración en los procesos de inversión, lograr una mayor diversificación de proyectos y un fortalecimiento institucional.

4.2.3 Factibilidad de la extracción de Shale Gas en México

La factibilidad del desarrollo de campos de Shale Gas en México está regida por diversas situaciones que tiene argumentos a favor y en contra. En México el abastecimiento de gas natural se ha vuelto un problema derivado de diversos factores, entre ellos se encuentran los problemas estructurales para el transporte de gas que no han sido resueltos a lo largo de los años, en los años 90's la estructura de Pemex promediaba los 9 mil [km], para el año 2013 previo a la reforma, el promedio era de tan solo 11.1 mil [km], lo que muestra un claro problema con el transporte de hidrocarburos a lo largo del país. Los usuarios de gas cada año van en aumento, entre 1995 y 1997 se consideraba un promedio de 570 mil usuarios, para 2013 esa cifra aumentó a 2.1 millones, poco menos de 4 veces lo que se consumía hace casi 20 años, mientras que la infraestructura de transporte solo ha logrado un incremento de poco más del 20%.

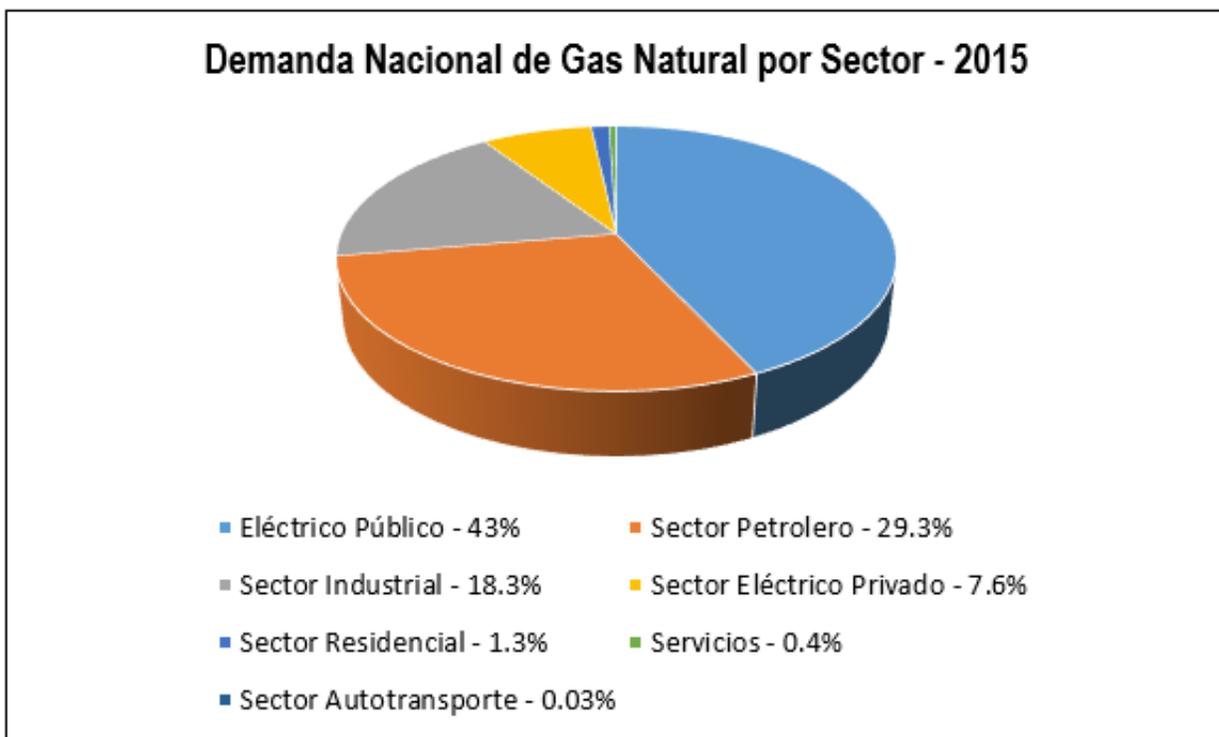
Estos problemas de infraestructura combinado con los bajos precios de gas en Estados Unidos han fomentado que México sea un país importador de gas natural lo cual nos deja a merced de la producción del país vecino y a la disponibilidad que se tenga. El desarrollar toda la infraestructura

con los precios del barril de petróleo bajos no resultaría conveniente para el Estado, ya que resultaría más rentable seguir comprando gas natural que invirtiendo grandes cantidades de capital en infraestructura.

Para el año 2015 la demanda nacional de gas era de 7,504 [mmpcd], los cuales eran solicitados por el sector eléctrico público, el sector petrolero, el industrial, el eléctrico privado, los sectores residenciales, los servicios y el sector de autotransporte, por lo que podemos concluir que la mayor cantidad se utiliza para la generación de energía. La tabla 4.3 y la gráfica 4.1 muestran la demanda de gas natural que existe en los diversos sectores de nuestro país.

Sector	Gas [mmpcd]	Porcentaje
Eléctrico Público	3228.9	43.03
Petrolero	2200	29.32
Industrial	1375.8	18.33
Eléctrico Privado	568.6	7.58
Residencial	94.6	1.26
Servicios	33.7	0.45
Autotransporte	2.4	0.03
Total	7504	100

Tabla 4.3 – Demanda de Gas Natural por Sector, 2015. Fuente: Elaboración propia con base en los datos de Prospectiva de Gas Natural 2016 – 2030. SENER, 2016.



Gráfica 4.1 – Demanda Nacional de Gas Natural por Sector, 2015. Fuente: Prospectiva de Gas Natural 2016 – 2030. SENER, 2016.

México se enfrenta al veloz decremento en la producción de los pozos de Shale gas. Pemex realizó exploraciones entre los años 2011 y 2012, en 4 se encontró gas y solamente 2 resultaron pozos productores. Emergente 1 y Percutor 1 ubicados a 150[km] uno del otro. Para febrero del 2011 Emergente producía 3 [MMpcd] y para diciembre la producción se había reducido un 50% dejando la cantidad de 1.5 [MMpcd], el decremento continuó, y cifras emitidas por Pemex indicaron que la producción en el mes de septiembre de 2012 apenas estaba por encima del medio millón de pies cúbicos por día. En el caso de Percutor 1 la situación fue similar, para octubre de 2011 producía 2.2 [MMpcd] pero a marzo del 2012 dicha producción decayó hasta 1.7 [MMpcd], se debe considerar si en verdad es factible la producción de este tipo de hidrocarburo.⁵⁶

México puede afrontar esto desde dos diversas consideraciones, el plantear la inversión para el desarrollo de infraestructura para las actividades de exploración, extracción y transporte de Shale Gas luce como un gran reto debido entre otras causas a la disminución en el precio del barril, aunque también es necesario considerar que la importación de gas ha incrementado de un 3% a un 30% en los últimos 10 años, por lo cual se agranda cada vez más la dependencia de nuestro país hacia Estados Unidos.

Con el paso del tiempo esto tendría como consecuencia un aumento cada vez mayor en las importaciones de gas debido al agotamiento de nuestros recursos y a la falta de exploración de los mismos, por lo que se reduciría el capital destinado a otros sectores y se incrementaría la inversión destinada al suministro de energía, razón por la que ignorar el problema y no desarrollar técnicas que nos ayuden a realizar una extracción de gas de forma viable tampoco es factible a largo plazo. Desde el año 2013 el Instituto Mexicano del Petróleo se ha dado a la área de investiga yacimientos con potencial de Shale Gas para tener una mayor eficacia al momento de perforar.

La EIA ha puesto a México como el cuarto país a nivel mundial con reservas de gas de lutitas lo cual en un contexto internacional favorece el panorama ya que de explotar de forma correcta dicho hidrocarburo la producción del país se incrementaría disminuyendo así la dependencia y las importaciones realizadas.

Uno de los objetivos de la reforma energética es que, con ayuda de capital privado se puedan realizar dichas exploraciones. Como se hizo la comparación en el capítulo anterior Pemex solo ha invertido 140 millones en la extracción y explotación de Shale Gas, por lo que, con la ayuda de un capital privado sería factible comenzar la exploración y la extracción de las cuencas ubicadas en nuestro territorio con potencial e invertir la cantidad cercana a 140 mil millones que es necesaria para el desarrollo de dicha industria. Un incremento en las reservas, en la producción y por consecuencia un decremento en la importación de gas sería el resultado de dicha inversión.

El “Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015 – 2019” estima una inversión de 16 mil millones de dólares para crear una nueva infraestructura que permita el transporte de gas natural. La tabla 4.4 muestra los proyectos aprobados por el dicho Plan en el periodo 2015 – 2019.

⁵⁶ El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México. Recursos, explotación, usos, impactos. UNAM

	Proyecto	Estados beneficiados	Longitud (kilómetros)	Inversión estimada (MM pesos)	Fecha estimada de licitación	Fecha estimada de entrada en operación
1	Tuxpan---Tula	Hidalgo y Veracruz	237	5,890	2015	2017
2	La Laguna--Centro	Aguascalientes y Durango	601	13,276	2015	2018
3	Lázaro Cárdenas--Acapulco	Michoacán y Guerrero	331	6,749	2015	2018
4	Tula--Villa de Reyes	Aguascalientes, Hidalgo, Jalisco y San Luis Potosí	279	6,186	2015	2017
5	Villa de Reyes--Aguascalientes---Guadalajara	Aguascalientes, Jalisco, San Luis Potosí y Zacatecas	335	7,888	2015	2018
6	San Isidro---Samalayuca	Chihuahua	23	740	2015	2017
7	Samalayuca---Sásabe	Chihuahua y Sonora	558	12,388	2015	2017
8	Jáltipan---Salina Cruz	Oaxaca y Veracruz	247	9,516	2015	2017
9	Salina Cruz--Tapachula	Chiapas y Oaxaca	440	6,542	2015	2018
10	Sur de Texas--Tuxpan	Tamaulipas y Veracruz	625	44,222	2015	2019
11	Colombia---Escobedo	Nuevo León	254	5,535	2016	2018
12	Los Ramones---Cempoala	Tamaulipas y Veracruz	855	29,792	2017	2019

Tabla 4.4 – Proyectos aprobados en el “Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015 – 2019”. Fuente: Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015 – 2019. SENER 2015.

La figura 4.5 muestra la estructura se vería reflejada en la construcción de 10 gasoductos estratégicos, 2 gasoductos sociales, 7 puntos de interconexión con Estados Unidos y 1 punto de interconexión con Centroamérica.

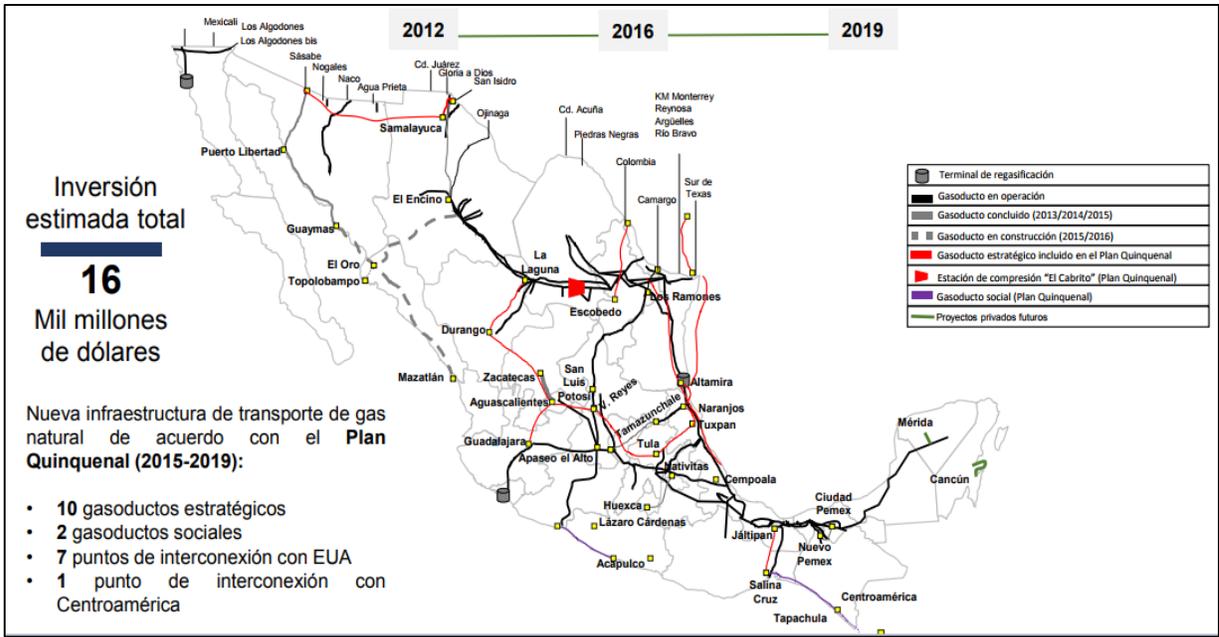


Fig. 4.5 – Infraestructura de transporte de gas natural en México para el año 2019. Fuente: Retos y Avances de la Reforma Energética. La perspectiva de la CRE. CRE, 2017.

El 31 de marzo de 2017, la SENER emitió la segunda revisión anual al Plan Quinquenal de Expansión, entre diciembre de 2014 y junio de 2015 dicha Secretaría instruyó a la Comisión Federal de Electricidad CFE la licitación de siete proyectos, los cuales se adjudicaron a diferentes empresas.⁵⁷ La tabla 4.5 muestra los proyectos adjudicados, su inicio de operación y la empresa ganadora de la licitación.

	Proyecto	Inicio de operación	Empresa Ganadora de licitación
1	Tuxpan---Tula	dic-17	TansCanada
2	La Laguna--Centro	2018	Fermaca
3	Tula---Villa de Reyes	ene-18	TansCanada
4	Villa de Reyes-- Aguascalientes--- Guadalajara	2018	Fermaca
5	San Isidro--- Samalayuca	jul-05	INova
6	Samalayuca--- Sásabe	2017	Carso Electric
7	Sur de Texas-- Tuxpan	oct-17	INova / TransCanada

Tabla 4.5 – Proyectos adjudicados contenidos en el Plan Quinquenal 2015 – 2019. Fuente: Segunda Revisión Anual, Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015 – 2019. SENER, 2017.

⁵⁷ Segunda Revisión Anual, Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015 – 2019. SENER, 2017.

La tabla 4.6 enlista los proyectos por licitar en el periodo 2017 – 2019 del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015 – 2019.

	Proyecto	Estados beneficiados	Longitud (kilómetros)	Inversión estimada (MM pesos)	Fecha estimada de licitación	Inicio de operación
1	Jáltipan--- Salina Cruz	Oaxaca y Veracruz	247	9,516	2016 - 2017	2018 - 2019
2	Lázaro Cárdenas- - Acapulco	Michoacán y Guerrero	331	6,749	2016 - 2017	2018 - 2019

Tabla 4.6 – Proyectos por licitar en el periodo 2017 – 2019. Fuente: Segunda Revisión Anual, Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015 – 2019. SENER, 2017.

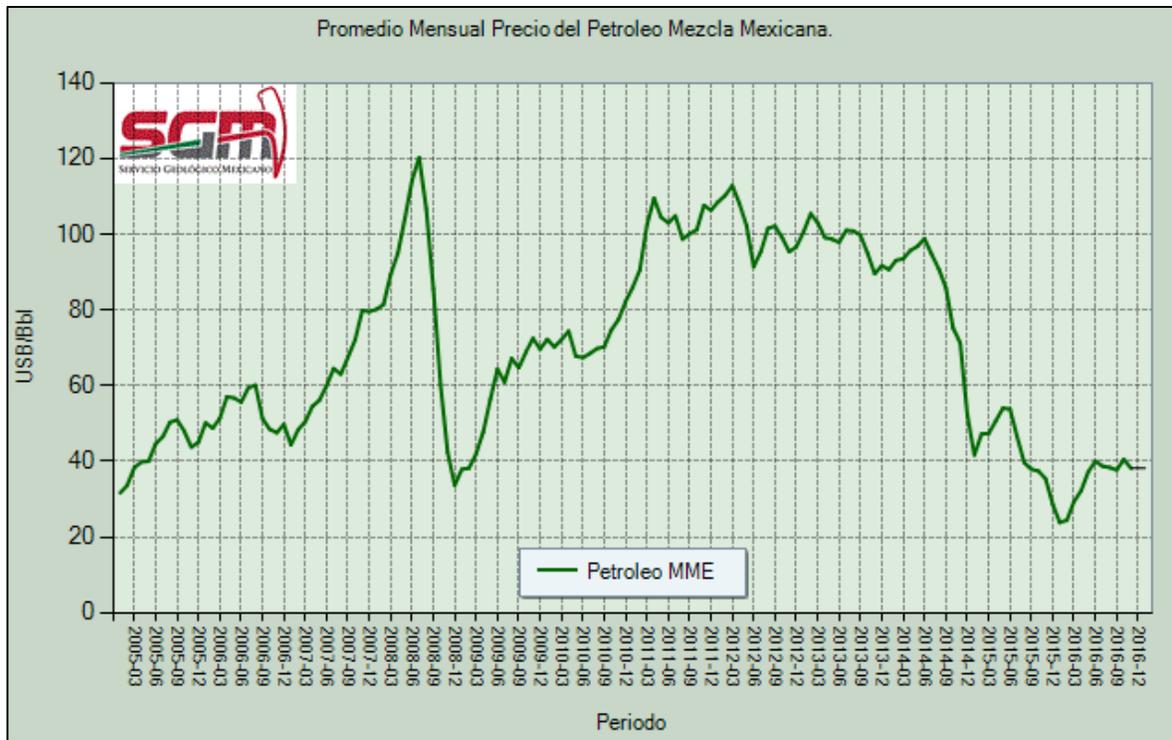
Otro factor benéfico para el país es la generación de empleos tanto en materia de energía e hidrocarburos, así como en materia de infraestructura. México debe impulsar la inversión por parte de capital privado en las actividades relacionadas a Shale Gas, con base en las normas emitidas por la CNH, ASEA, CONAGUA. Lo que conllevaría a que dichas actividades se realizarían apegadas a las mejores prácticas de la industria petrolera, se disminuirían riesgos y se maximizarían los beneficios aportados por la extracción de dicho hidrocarburo.

4.2.3.1 Análisis FODA

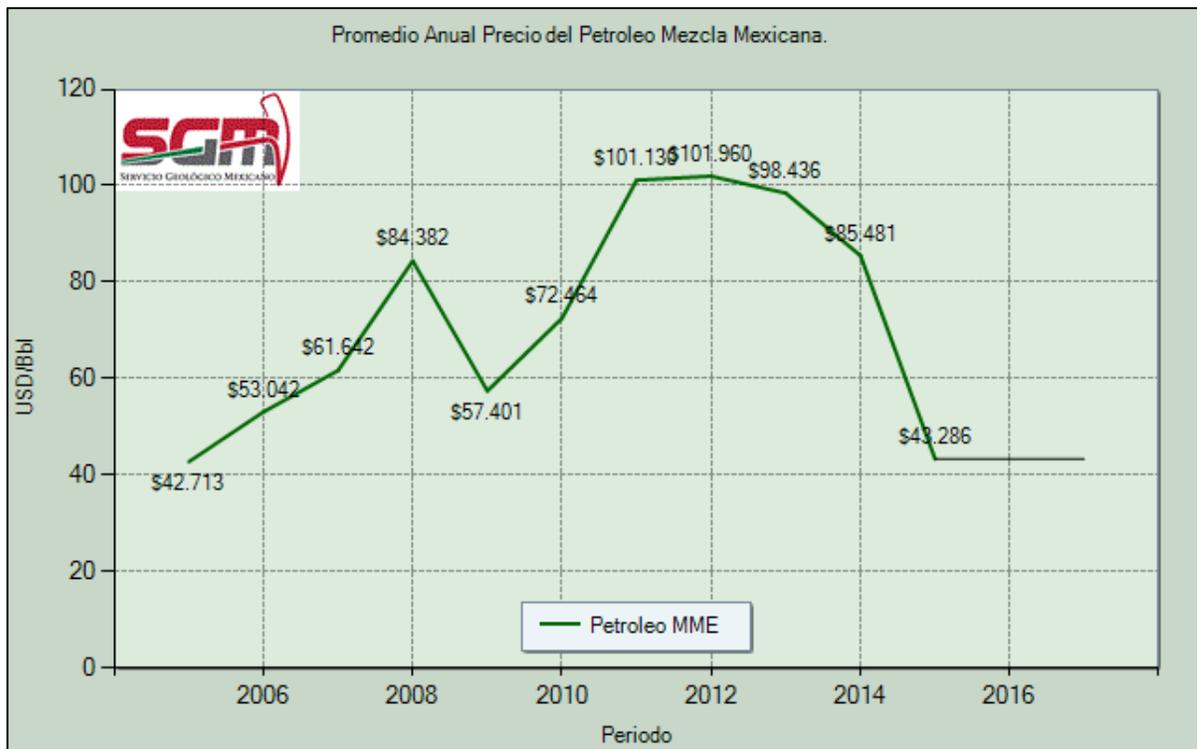
Para realizar la valoración de los puntos mencionados anteriormente y determinar la factibilidad de la extracción de Shale Gas en nuestro país, se determinó utilizar un análisis tipo FODA sobre los elementos técnicos, económicos y legales, con lo cuales se podrá comparar las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas, y así, realizar las conclusiones que satisfagan los objetivos de este trabajo.

El análisis externo indicará las oportunidades y las amenazas de nuestro país en torno a los proyectos de extracción de Shale Gas. Como principal oportunidad encontramos los estudios externos a México que estiman un gran potencial de recursos terrestres no convencionales. La EIA, organismo estadounidense, ha colocado a nuestro país en sexto lugar con principales reservas de Shale Gas recuperables, con un total de 545 [mmmpc], esto da certidumbre a empresas extranjeras ya que existe certeza de encontrar dichos recursos.

La amenaza principal está representada por los bajos costos actuales del barril del petróleo, en la figura 4.2 y 4.3 se muestra el comportamiento promedio que han tenido los precios de barril de petróleo mezcla mexicana (MME) mensual y anual respectivamente, reportados por el Servicio Geológico Mexicano (SGM).



Gráfica 4.2 – Precio promedio mensual del Petróleo Mezcla Mexicana, periodo 2005 – 2016. Fuente: Seguimiento precio del Petróleo Mezcla Mexicana (MME), Sistema Integral sobre Economía Minera (SINEM), 2017.



Gráfica 4.3 – Precio promedio anual del Petróleo Mezcla Mexicana, periodo 2005 – 2016. Fuente: Seguimiento precio del Petróleo Mezcla Mexicana (MME), SINEM, 2017.

A partir del año 2014 se ha podido observar una notable caída de los precios, los cuales no se han podido recuperar incluso a la mitad del precio promedio del año 2012, lo que representa una caída en más del 50% en comparación con dicho año, lo cual, podría representar un riesgo significativo para los inversionistas nacionales y extranjeros. A esto será necesario anexar el veloz decremento en la producción de los pozos de Shale Gas perforados por Pemex en el año 2014, lo cual requerirá un método de recuperación secundaria que permita la mayor extracción posible de hidrocarburo.

El análisis interno indicará las fortalezas y debilidades de nuestro país. Las fortalezas que tiene México se sustentan en un marco normativo sólido, el cual cuenta con el apoyo de diversos organismos como SENER, CONAGUA, CNH, ASEA, entre otros, especializados en la regulación de las actividades de exploración y extracción de Shale Gas. Al realizar la comparación del marco normativo de otros países con el de México, nuestro país de ha adentrado con mayor profundidad en la regulación de recursos terrestres no convencionales.

La debilidad la encontramos en la baja capacidad tecnológica y de infraestructura, lo cual desencadenaría una dependencia hacia las compañías extranjeras para la extracción y transporte. Nuestro país abordo la problemática del transporte con el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento, consiste en un total de 12 proyectos aprobados y un total de 16 mil millones de dólares de inversión para crear una nueva infraestructura. En la tabla 4.7 se muestra un resumen del análisis FODA.

ANÁLISIS FODA	
Análisis Externo	Análisis Interno
Oportunidades	Fortalezas
Estudios externos al país estiman gran potencial de México	Marco Normativo Sólido
La Energy Information Administration ha colocado a México en sexto lugar como país con principales reservas de Shale Gas.	Organismos especializados en la regulación de las actividades relacionadas con Shale Gas
Amenazas	Debilidades
Costos bajos del barril de petróleo	Baja capacidad tecnológica y de infraestructura
Veloz decremento en la producción de los pozos de Shale Gas.	Dependencia hacia las compañías extranjeras

Tabla 4.7 – Análisis FODA para la factibilidad de la extracción de Shale Gas en nuestro país. Fuente: Elaboración propia.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se determinó factible que México aproveche el gran potencial de Shale gas con el que cuenta, los 545 [mmmpc] representan una gran oportunidad para nuestro país. Apegados a las normas establecidas por los diversos organismos encargados de la regulación de las actividades relacionadas con dicho hidrocarburo, el país podrá extraer la mayor cantidad de gas que sea posible maximizando las ganancias, esto realizado mediante el apego a las mejores prácticas de la industria petrolera, abordando así una de las oportunidades del análisis FODA.
- La comparativa del marco normativo entre México con Argentina y Estados Unidos, muestra que nuestro país se ha adentrado con mayor profundidad en la regulación de las actividades relacionadas con el Shale Gas, mediante la CNH, CONAGUA, ASEA, SENER, CRE se han estipulado bases firmes con las que el desarrollo de un marco normativo sólido y benéfico para el país facilita y maximiza la extracción de dicho hidrocarburo, lo que representa una fortaleza al momento de evaluar la factibilidad de extraer recursos terrestres no convencionales.
- El Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015 – 2019 aborda la problemática del transporte de hidrocarburo en nuestro país y ha impulsado el desarrollo de infraestructura necesario para un mayor aprovechamiento del Shale Gas extraído en territorio nacional, lo cual se convierte en un panorama más atractivo para la inversión por parte de compañías de capital privado y elimina una debilidad al momento evaluar la viabilidad de los proyectos de extracción de Shale Gas.
- Como recomendación personal se sugiere la utilización de contratos de utilidad compartida en los yacimientos terrestres no convencionales, más específicamente, en las actividades de Shale Gas. Los contratos de esta índole dejan el petróleo y gas en control del Estado, se comparte un porcentaje de la utilidad de dinero con los inversionistas, pero no los hidrocarburos, esto contribuirá a aumentar la baja producción de gas que hay en nuestro país, y disminuir la dependencia que se tiene a Estados Unidos en este aspecto.

ANEXOS

ANEXO I

Artículo 25 constitucional.

“El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el Artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan. ...”⁵⁸

Artículo 27 constitucional.

“En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal...”⁵⁹

Artículo 28 constitucional.

“...No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; electricidad y las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión...”⁶⁰

Artículo 123 constitucional.

“Si el patrono se negara a someter sus diferencias al arbitraje o a aceptar el laudo pronunciado por la junta, se dará por terminado el contrato de trabajo...”⁶¹

⁵⁸ Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos – DOF: 27/04/2010

⁵⁹ *Ibíd*em, 18.

⁶⁰ *Ibíd*em, 24.

⁶¹ Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos - D.O.F., 2017.

ANEXO II

La siguiente tabla muestra las especificaciones de las ARES otorgadas por CNH.

No.	Compañía	No. ARES	Tecnología	Fecha de Autorización	Estatus de Proyecto
1	Spectrum	ARES-SPC-NO-15-1G2/180	Sísmica 2D	11-may-15	En desarrollo
2	Spectrum	ARES-SPC-NO-15-1G2/180	Sísmica 2D	11-may-15	En desarrollo
3	PGS	ARES-PGS-MX-15-4R6/183	Sísmica 2D, Gravimetría y magn.	11-may-15	Terminado
4	TGS	ARES-TGS-NO-15-6P1/195	Sísmica 2D, Gravimetría y magn.	11-may-2015	En desarrollo
5	PGS	ARES-PGS-MX-15-4R6/214	Sísmica 2D, gravimetría, magn.	11-may-2015	Terminado
6	PGS	ARES-PGS-MX-15-4R6/215	Sísmica 2D, gravimetría, magn.	11-may-2015	Expiró 11/09/2015
7	Dolphin	ARES-DLP-MX-15-3O4/229	Sísmica 2D	11-may-2015	Terminado
8	CGG	ARES-CGG-MX-15-3G7/187	Sísmica 3D WAZ	25-may-2015	En desarrollo
9	CGG	ARES-CGG-MX-15-3G7/213	Sísmica 3D WAZ	25-may-2015	Desistió 20 /11 /2015
10	CGG	ARES-CGG-MX-15-3G7/274	Sísmica 3D NAZ	25-may-2015	Desistió 11/04/2016
11	GXT	ARES-GXT-EU-15-2Q1/336	Sísmica 2D	03-jun-2015	Terminado
12	MCG	ARES-MCG-NO-15-5G4/372	Sísmica 2D, gravimetría y magn.	03-jun-2015	En desarrollo
13	Dowell-Slb	ARES-DSM-MX-15-3P2/441	Sísmica 3D WAZ	12-jun-2015	En desarrollo
14	Dowell-Slb	ARES-DSM-MX-15-3P2/451	Sísmica 3D	12-jun-2015	En desarrollo
15	EMGS	ARES-MGS-MX-15-9I3/415	Electromagnético	02-jul-2015	Expiró 02/11/2015
16	TGS	ARES-TGS-NO-15-6P1/384	Multihaz	21-ago-2015	Terminado
17	TGS	ARES-TGS-NO-15-6P1/417	Geoquímico	21-ago-2015	En desarrollo
18	Geoprocesados	ARES-GPR-MX-15-8J9/464	Sísmica 2D y Sísmica 3D	17-sep-2015	Desistió 11/04/2016
19	Seitel	ARES-SSM-MX-15-9X3/663	Sísmica 2D	17-sep-2015	Terminado

20	Dowell-Slb	ARES-DSM-MX-15-3P2/684	Sísmica 3D	30-sep-2015	En desarrollo
21	PGS	ARES-PGS-MX-15-4R6/1076	Sísmica 2D, Gravimetria, magn.	30-sep-2015	Terminado
22	PGS	ARES-PGS-MX-15-4R6/1135	Sísmica 2D, Gravimetria, magn.	30-sep-2015	Expiró 27/01/2016
23	Comesa	ARES-CMP-MX-15-1G7/719	Sísmica 3D	26-oct-2015	Desistió 25/01/2016
24	Dowell-Slb	ARES-DSM-MX-15-3P2/1450	Sísmica 3D WAZ	26-oct-2015	Expiró 15/06/2016
25	EMGS	ARES-MGS-MX-15-9I3/910	Electromagnético	04-nov-2015	En desarrollo
26	GXT	ARES-GXT-EU-15-2Q1/1215	Sísmica 2D	04-nov-2015	Desistió 22/02/2016
27	CGG	ARES-CGG-MX-15-3G7/1417	Mineralogía	23-nov-2015	Expiró 23/08/2016
28	Seitel	ARES-SSM-MX-15-9X3/1584	Sísmica 2D	24-nov-2015	Expiró 05/08/2016
29	CGG	ARES-CGG-MX-15-3G7/1566	Aeromagnético	18-ene-2016	Expiró 16/07/2016
30	GX Geoscience	ARES-GXG-MX-15-6T6/1953	Sísmica 3D	23-feb-2016	Desistió 05/07/2016
31	MCG	ARES-MCG-NO-15-5G4/51	Sísmica 2D	29-feb-2016	Expiró 27/06/2016
32	Searcher	ARES-SRC-AU-15-3B1/201	Sísmica 3D	14-abr-2016	En desarrollo
33	EMGS	ARES-MGS-MX-15-9I3/210	Electromagnético	14-abr-2016	Expiró 10/10/2016
34	Searcher	ARES-SRC-AU-15-3B1/521	Sísmica 2D	19-may-2016	En desarrollo
35	GX Geoscience	ARES-GXG-MX-15-6T6/1093	Sísmica 3D	29-jul-2016	Expiró 25/11/2016
36	Global	ARES-GLB-EU-15-8N9/1520	Sísmica 2D, Sísmica 3D, Petrología	15-ago-2016	Desistió 12/06/17
37	Seitel	ARES-SSM-MX-15-9X3/1762	Sísmica 2D	30-sep-2016	En desarrollo
38	Geokinetics	ARES-GKN-MX-15-4D3/2004	Sísmica 2D y 3D	13-oct-2016	Desistió 7/03/17
39	Pemex	ARES-PMX-MX-15-7N1/1869	Sísmica 3D WAZ	13-oct-2016	En desarrollo
40	Geokinetics	ARES-GKN-MX-15-4D3/2003	Sísmica 2D y 3D	13-oct-2016	Desistió 7/03/17
41	EICS México	ARES-CMS-MX-16-1X6/2005	Sísmica 2D, Gravimetria, Magnetometría	20-oct-2016	Expiró 17/10/2017
42	CGG México	ARES-CGG-MX-15-3G7/2524	Aeromagnético	20-oct-2016	Terminado

43	Seitel	ARES-SSM-MX-15-9X3/2569	Sísmica 2D	17-nov-2016	En desarrollo
44	Magna Operating	ARES-MGN-EU-16-6P8/2801	Sísmica 3D	13-dic-2016	En desarrollo
45	Dowell-Slb	ARES-DSM-MX-15-3P2/3149	Sísmica 3D	23-dic-2016	En desarrollo
46	TGS	ARES-TGS-NO-15-6P1/3340	Sísmica 2D	20-ene-2017	En desarrollo
47	GXG Geoscience	ARES-GXG-MX-15-6T6/3674	Sísmica 3D	21-feb-2017	En desarrollo
48	TGS	ARES-TGS-NO-15-6P1/178	Sísmica 2D	09-mar-2017	En desarrollo
49	Seitel	ARES-SSM-MX-15-9X3/630	Sísmica 2D	07-abr-2017	En desarrollo
50	Seitel	ARES-SSM-MX-15-9X3-681	Sísmica 2D	20-abr-2017	Desistió 17/10/2017
51	Seitel	ARES-SSM-MX-15-9X3-1061	Sísmica 2D	20-abr-2017	En desarrollo
52	Seitel	ARES-SSM-MX-15-9X3-678	Sísmica 2D	20-abr-2017	En desarrollo
53	NXT Energy	ARES-NXT-CA-15-8B2/967	SFD (Esfuerzos gravitacionales)	27-abr-2017	En desarrollo
54	Seitel	ARES-SSM-MX-15-9X3/780	Sísmica 2D	27-abr-2017	En desarrollo
55	CGG	ARES-CGG-MX-15-3G7/6453	Sísmica 3D	29-ago-17	Por iniciar
56	Dowell-Slb	ARES-DSM-MX-15-3P2/8399	Sísmica 3D	16-oct-17	Por Iniciar

ANEXO III

La siguiente tabla muestra el número de ARES sin adquisición reportados por CNH.

No. ARES	Tecnología
ARES-GKN-MX-15-4D3-2003	Sísmica 2D y 3D
ARES-GKN-MX-15-4D3-2004	Sísmica 2D y 3D
ARES-SSM-MX-15-9X3-1762	Sísmica 2D
ARES-GLB-EU-15-8N9-1520	Sísmica 2D, Sísmica 3D, Petrología
ARES-GXG-MX-16-6T6.1093	Sísmica 3D

ARES-SRC-AU-15-3B1_201	Sísmica 3D
ARES-SSM-MX-15-9X3.1584	Sísmica 2D
ARES-MGS-MX-15-913.0910	Electromagnético
ARES-CMP-MX-15-1G7.0719	Sísmica 3D
ARES-DSM-MX-15-3P2.0684	Sísmica 3D
ARES-GPR-MX-15-8j9.0464	Sísmica 2D y 3D
ARES-SSM-MX-15-9X3.0663	Sísmica 2D
ARES-DSM-MX-15-3P2.0451	Sísmica 3D
ARES-CGG-MX-15-3G7.0274	Sísmica 3D NAZ
ARES-CGG-MX-15-3G7.0187	Sísmica 3D WAZ
ARES-GXG-MX-15-6T6.1953	Sísmica 3D
ARES-SSM-MX-15-9X3/2569	Sísmica 2D
ARES-DSM-MX-15-3P2.3149	Sísmica 3D
ARES-MGN-EU-16-6P8-2801	Sísmica 3D
ARES-TGS-NO-15-6P1.3340	Sísmica 2D
ARES-GXG-MX-15-6T6/3674	Sísmica 3D
ARES-TGS-NO-15-6P1/178	Sísmica 2D
ARES-SSM-MX-15-9X3/630	Sísmica 2D
ARES-SSM-MX-15-9X3/681	Sísmica 2D
ARES-SSM-MX-15-9X3/1061	Sísmica 2D
ARES-SSM-MX-15-9X3/678	Sísmica 2D
ARES-SSM-MX-15-9X3/780	Sísmica 2D

ANEXO IV

Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la nación y el informe de los recursos contingentes relacionados.

Los objetivos se definen en el artículo 1 y establecen:

“Lineamientos tienen por objeto establecer los elementos técnicos y procedimentales que los Operadores Petroleros deben observar en materia de cuantificación de Reservas y el informe de los Recursos Contingentes Relacionados, así como respecto a la certificación de Reservas de la Nación por parte de Terceros Independientes.

Para tal efecto, los Lineamientos establecen:

I. El procedimiento de cuantificación anual de Reservas, por parte de los Operadores Petroleros;

II. La metodología aceptada por la Comisión para realizar el análisis, clasificación, cuantificación y evaluación de las Reservas y el informe de los Recursos Contingentes Relacionados;

III. Los términos y condiciones para las notificaciones y entrega de información materia de los presentes Lineamientos, tanto de forma directa por parte de los Operadores Petroleros, como a través de Terceros Independientes acreditados;

IV. El proceso para el registro de los Terceros Independientes para integrar en un Padrón, del cual los Operadores Petroleros podrán elegir y contratar a éstos.

V. Los elementos que deberán contener los informes de los Recursos Contingentes Relacionados.”

ANEXO V

Decreto de expropiación publicado en el Diario Oficial de la federación el día 19 de marzo de 1938.

Mensaje emitido por radio:

“La actitud asumida por las compañías petroleras negándose a obedecer el mandato de la Justicia Nacional que por conducto de la Suprema Corte las condenó en todas sus partes a pagar a sus obreros el monto de la demanda económica que las propias empresas llevaron a los tribunales judiciales por inconformidad con las resoluciones de los Tribunales del Trabajo, impone al Ejecutivo de la Unión el deber de buscar en los recursos de nuestra legislación un medio eficaz que evite definitivamente, para el presente y para el futuro, el que los fallos de la justicia se nulifiquen o pretendan nulificarse por la sola voluntad de las partes o de alguna de ellas mediante una simple declaratoria de insolvencia como se pretende hacer en el presente caso, no haciendo más que incidir con ello en la tesis misma de la cuestión que ha sido fallada.

Hay que considerar que un acto semejante destruiría las normas sociales que regulan el equilibrio de todos los habitantes de una nación, así como el de sus actividades propias, y establecería las bases de procedimientos posteriores a que apelarían las industrias de cualquier índole establecidas en México y que se vieran en conflictos con sus trabajadores o con la sociedad en que actúan; si pudieran maniobrar impunemente para no cumplir con sus obligaciones ni reparar los daños que ocasionaran con sus procedimientos y con su obstinación.

*Se trata de un caso evidente y claro que obliga al Gobierno a aplicar la Ley de Expropiación en vigor, no sólo para someter a las empresas petroleras a la obediencia y a la sumisión, sino porque habiendo quedado roto los contratos de trabajo entre las compañías y sus trabajadores, por haberlo así resuelto las autoridades del trabajo, de no ocupar el Gobierno las instituciones de las compañías, vendría la paralización inmediata de la industria petrolera, ocasionando esto males incalculables al resto de la industria y a la economía general del país.*⁶²

Decreto expropiatorio:

“Artículo 1.- *Se declaran expropiados por causa de utilidad pública y a favor de la Nación, la maquinaria, instalaciones, edificios, oleoductos, refinerías, tanques de almacenamiento, vías de comunicación, carrostanque, estaciones de distribución, embarcaciones y todos los demás bienes muebles e inmuebles de propiedad de la Compañía Mexicana de Petróleo El Águila, S.A., Compañía Naviera de San Cristóbal, S.A., Compañía Naviera San Ricardo, S.A., Huasteca Petroleum Company, Sinclair Pierce Oil Company, Mexican Sinclair Petroleum Corporation, Stanford y Compañía, S. en C. Penn Mex Fuel Company, Richmond Petroleum Company de Mexico, California Standard Oil Company of Mexico, Compañía Petrolera el Agwi, S.A., Compañía de Gas y Combustible Imperio, Consolidated Oil Company of Mexico, Compañía Mexicana de Vapores San Antonio, S.A., Sabalo Transportation Company, Clarita, S.A. y Cacalilao, S.A., en cuanto sean necesarios, a juicio de la Secretaría de la Economía Nacional para el descubrimiento, captación, conducción, almacenamiento, refinación, y distribución de los productos de la industria petrolera.*

Artículo 2.- *La Secretaría de la Economía Nacional, con intervención de la Secretaría de Hacienda como administradora de los bienes de la Nación,*

⁶² Discurso Íntegro de Lázaro Cárdenas en 1938, INEP. - <http://www.redpolitica.mx/nacion/discurso-integro-de-lazaro-cardenas-en-1938>

procederá a la inmediata ocupación de los bienes materia de la expropiación y a tramitar el expediente respectivo.

Artículo 3.- *La Secretaría de Hacienda pagará la indemnización correspondiente a las Compañías expropiadas, de conformidad con lo que disponen los artículos 27 de la Constitución y 10 y 20 de la Ley de Expropiación, en efectivo y en un plazo que no excederá de 10 años. Los fondos para hacer el pago los tomará la propia Secretaría de Hacienda del tanto por ciento que se determinará posteriormente de la producción del petróleo y sus derivados, que provengan de los bienes expropiados y cuyo producto será depositado mientras se siguen los trámites legales, en la Tesorería de la Federación.*

Artículo 4.- *Notifíquese personalmente a los representantes de las Compañías expropiadas y publíquese en el Diario Oficial de la Federación. Este decreto entrará en vigor en la fecha de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.”⁶³*

ANEXO VI

Lineamientos encargados de regir el procedimiento que deberán seguir empresas nacionales y extranjeras para la explotación de los recursos de la nación.

Ley de hidrocarburos

Título Primero – Disposiciones Generales; Está compuesto por 5 artículos en los cuales se especifica el fundamento constitucional de la Ley e incluye las definiciones que se utilizarán.

Título Segundo – De la Exploración y Extracción de Hidrocarburos y del Reconocimiento y Exploración Superficial; Se compone de 42 artículos divididos en 5 capítulos, establece los títulos de asignación que la SENER otorgará, la responsabilidad de la CNH en materia de asignaciones, las causas por las que se podrá revocar una asignación; estipula en el artículo 14 que solo el Estado a través de la CNH, podrá otorgar contratos para las actividades de exploración y extracción de

⁶³ Decreto Expropiatorio del 18 de marzo de 1938 – Diario Oficial de la Federación.

hidrocarburos. El artículo 19 establece 15 cláusulas con las que deberán contar los contratos para exploración y extracción, para la aplicación de la ley sobre dichos contratos, el artículo 21 menciona:

“La Comisión Nacional de Hidrocarburos y los Contratistas no se someterán, en ningún caso, a leyes extranjeras. El procedimiento arbitral en todo caso, se ajustará a lo siguiente:

I. Las leyes aplicables serán las leyes federales mexicanas;

II. Se realizará en idioma español, y

III. El laudo será dictado en estricto derecho y será obligatorio y firme para ambas partes.”⁶⁴

Título Tercero – De las demás Actividades de la Industria de Hidrocarburos; Se compone de 37 artículos divididos en 6 capítulos, estipulan las actividades que requerirán permisos, los sistemas integrados, los objetivos del Centro Nacional de Control del Gas Natural, de los productos de expendio al público y la regulación y obligaciones de las demás actividades de la industria de hidrocarburos, en específico a la Secretaría de Energía (SENER), Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Título Cuarto – Disposiciones Aplicables a la Industria de Hidrocarburos; Está compuesto por 47 artículos divididos en 8 capítulos, regularán las sanciones, la transparencia y el combate a la corrupción, la jurisdicción, utilidad pública y procedimientos, el uso y ocupación superficial, el impacto social, la cobertura social y el desarrollo de la industria nacional, la seguridad industrial y protección al medio ambiente y de la aplicación general de esta ley.

“La Ley de Hidrocarburos plantea que la SENER, previa opinión favorable de la CNH, será responsable de otorgar y modificar las asignaciones para realizar la exploración y extracción de hidrocarburos. Dichas asignaciones sólo podrán ser otorgadas a Empresas Productivas del Estado.”⁶⁵

Reglamento de la ley de hidrocarburos

Título Primero – De las Disposiciones Generales; Comprendido por 5 artículos en los cuales define el objetivo de dicho reglamento y quedan plasmadas las definiciones que serán requeridas.

Título Segundo – Del Reconocimiento y Exploración Superficial y de la Exploración y Extracción de Hidrocarburos; Esta formado por 59 artículos divididos en 6 capítulos, regula las

⁶⁴ Ley de Hidrocarburos – D.O.F. 11/08/2014

⁶⁵ Reforma Energética – Gobierno de la República.

actividades de reconocimiento y exploración superficial, el otorgamiento, modificación, cesión y revocación de las asignaciones, los contratos para la exploración y extracción, el procedimiento para la migración de asignaciones a contratos para la exploración y extracción, el proceso de licitación de los contratos para la exploración y extracción, la rescisión administrativa de los contratos para exploración y extracción, la comercialización de los hidrocarburos que el Estado obtenga como resultado de los contratos para la exploración y extracción, la adjudicación directa de los contratos para la exploración y extracción a titulares de concesiones mineras, la coexistencia de las asignaciones y de los contratos para la exploración y extracción de las concesiones mineras, la información nacional de hidrocarburos, las zonas de salvaguarda y la unificación de campos compartidos o yacimientos nacionales.

Título Tercero – De las Disposiciones Aplicables a la Industria de Hidrocarburos; constituido por 23 artículos divididos en 4 capítulos, este apartado se encargara de la regulación de la información obtenida de la medición de hidrocarburos, de los casos de coordinación para el desarrollo de proyectos en la industria de hidrocarburos, del uso y ocupación superficial, de la evaluación de impacto social y de la consulta previa.

Título Cuarto – Del Concejo Consultivo Para el Fomento de la Industria de Hidrocarburos Nacional; Se compone de 6 artículos divididos en 3 capítulos, regula la integración del consejo consultivo, el funcionamiento del consejo consultivo y las funciones del consejo consultivo.

Título Quinto – Del Contenido Nacional y de las Estrategias Para el Fomento Industrial y de la Inversión de la Industria de Hidrocarburos; es compuesto por 3 artículos, regula el mecanismo para el intercambio de información entre la Secretaría de Energía y la Secretaría de Economía para determinar el porcentaje mínimo de contenido nacional al que hace referencia el párrafo tercero del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos, que dicta lo siguiente:

“Los Asignatarios y Contratistas deberán cumplir individualmente y de forma progresiva con un porcentaje mínimo de contenido nacional que la Secretaría de Energía, con la opinión de la Secretaría de Economía, establezca en las Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción.”⁶⁶

Título Sexto – De la Supervisión y Vigilancia; compuesto por 3 artículos que se encargaran de la regulación al momento de imponer sanciones.

Lineamientos de perforación de pozos

⁶⁶ Ley de Hidrocarburos – D.O.F. 11/08/2014

Título Primero – De las Disposiciones Generales; Es integrado por 7 artículos en los cuales se establece el objetivo, la aplicación, interpretación y supervisión de dichos lineamientos. Establece que las definiciones necesarias para la correcta comprensión de dicho documento serán las previstas en el artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos y el Anexo I.

Título Segundo – De las Obligaciones Relativas a la Perforación de Pozos; Se compone de 17 artículos divididos en 2 capítulos en los cuales se establece la responsabilidad de los operadores petroleros, el tiempo de resguardo de información, se deberá contar con un protocolo establecido para el movimiento e instalación de sistemas de paro de emergencia costa afuera, la que información deberá contener el aviso, notificación y reportes a la CNH cuando se comiencen actividades, los elementos que deberá contener el informe de resultados de la construcción de pozos, la información del informe posterior a la terminación, los puntos necesarios en el aviso de existencia de hidrocarburos en un yacimiento, los lineamientos del informe anual de pozos y las pruebas de presión y producción a los pozos de desarrollo para la extracción.

Título Tercero – De las Autorizaciones de la Perforación de Pozos; Integrado por 24 artículos divididos en 3 capítulos, se encarga de los lineamientos para el otorgamiento de autorizaciones, el medio de comunicación entre los regulados y la CNH, los requisitos que deberá contener la solicitud de autorización de perforación, la modificación, renovación y las disposiciones aplicables a las autorizaciones.

Título Cuarto – De la Supervisión; Esta compuesto por 5 artículos en un capítulo único, establecerá las bases para la supervisión del cumplimiento de los lineamientos, las personas facultadas para la supervisión de las autorizaciones, las acciones para supervisar el cumplimiento de las autorizaciones, las acciones que se derivarán de las actividades de supervisión y las sanciones que podrá imponer la comisión por el incumplimiento de dichos lineamientos.

Contendrá un Anexo I donde se establecerá el glosario de términos que se utilizarán; Anexo II de referencias normativas estableciendo el listado de estándares para definir la existencia de una mejor práctica; Anexo III que establece la guía para llevar a cabo el registro de la identificación y la clasificación de pozos y yacimientos relacionados con las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México; Anexo IV guía para la solicitud de autorización de perforación de pozos; Anexo V guía para realizar las actividades de seguimiento de la integridad de pozos.

Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en tierra.

Capítulo I – Disposiciones Generales; Esta compuesto por 6 artículos en los que establece el objetivo de dichas disposiciones y las definiciones requeridas para la comprensión del documento.

Capítulo II – De los Principios Generales de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente; Se integra por 3 artículos en los cuales se definen los principios para poder realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, los requerimientos que deben cumplir los equipos e instalaciones y los principios por los que la cultura de seguridad industrial operativa y protección al medio ambiente deberá ser fomentada.

Capítulo III – De la Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos; Se compone de 8 artículos que establecen los análisis de riesgos que deben realizarse para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, la identificación de peligros, evaluar los riesgos calculando la probabilidad o frecuencia con la que pudieran llegar a ocurrir, dichos documentos con esa información deberán ser conservados y presentados cuando la ASEA los solicite.

Capítulo IV – De la Administración de Riesgos e Impactos; Está integrado por 5 artículos que establecen los procedimientos para seleccionar, evaluar e implementar medidas de reducción de riesgos e impactos, las evaluaciones previas a comenzar alguna actividad de exploración y extracción y registrar los eventos que no hayan causado alguna afectación a la población, trabajadores, medio ambiente o instalaciones.

Capítulo V – De las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos; Se compone de 51 artículos que regulan la selección del sitio, el movimiento e instalación de equipos, diseño, construcción, pre arranque y mantenimiento de las instalaciones, la perforación, el manejo de fluidos de perforación, la terminación de pozos, el manejo de fluidos de retorno.

Capítulo VI – De la Recolección y Movilización de Hidrocarburos; Se forma por 9 artículos que regulan las líneas de descarga, los mecanismos para la mitigación de riesgos en procesos de recolección y desplazamiento de hidrocarburos, los métodos y equipos en las instalaciones para fugas de metano, contar con una bitácora para el registro de los hidrocarburos producidos, la implementación de equipos para el acondicionamiento y separación de hidrocarburos, así mismo, contar con mecanismos para la prevención y mitigación de riesgos en dichos procesos.

Capítulo VII – De las Pruebas de Producción; Establece en sus 4 artículos que durante la producción se deberán seguir determinados protocolos para evitar cualquier derrame de hidrocarburos, realizar la verificación sobre la integridad de las instalaciones, los puntos a regular durante las pruebas de producción y la información requerida para el cambio de operación que se reportará ante ASEA.

Capítulo VIII – Del Cierre, Desmantelamiento y Abandono; Se compone de 14 artículos que regulan el procedimiento que se debe seguir para el cambio de actividades en la etapa de desmantelamiento de cualquier instalación, establece el contenido que deberá llevar el programa para el abandono de pozos que se presentará ante la ASEA.

Capítulo IX – De la Destrucción Controlada y Venteo de Gas Natural; Está compuesto por 10 artículos que definen las situaciones en las que se realizará el veteo de gas natural, los casos en que se realizará la destrucción controlada de gas natural, las medidas para procurar la protección contra incendios y otros incidentes, los puntos a observar para el diseño y selección de los equipos de destrucción controlada de gas natural y los datos que deberá contener un reporte anual de destrucción controlada y venteo de gas natural que será presentado ante la ASEA como parte del reporte de seguridad anual establecido.

Capítulo X – Del Proceso de Gestión; Se integra por 3 artículos que establecen los elementos que deberá contener un directorio actualizado de los regulados, los documentos necesarios que se deberán presentar ante la ASEA previo al inicio de las actividades de exploración o extracción en yacimientos no convencionales y el contenido del formato en el aviso de cambio de operaciones que se presentará ante la misma agencia.

Capítulo XI – De la Verificación, Auditoría, Inspección, Reporte e Investigación; Establece en sus 3 artículos que todas las instalaciones utilizadas para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales deben contar con una certificación por parte de terceros, incluyen un plan de verificación de diseño, plan de verificación de fabricación, plan de verificación de instalación, establece también los elementos que los regulados deberán incluir dentro de sus mecanismos para ejecutar verificaciones y pruebas de instalaciones, los regulados deberán reportar e investigar cualquier accidente o incidente que se presente durante las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Capítulo XII – De la Supervisión; Compuesto por 8 artículos en los que establecen que la ASEA podrá supervisar el cumplimiento de dichos lineamientos en el momento que desee, los inspectores y verificadores podrán acceder a las instalaciones de los regulados y dichos organismos están obligados a facilitar los medios para la realización de las actividades de supervisión de cumplimiento

de los lineamientos, para dichas supervisiones los regulados deberán conservar y tener disponibles los documentos del cumplimiento de los lineamientos.

Lineamientos para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales

Capítulo I – Disposiciones Generales; consta de 3 artículos en los cuales se va a marcar el objetivo de los lineamientos y las definiciones requeridas para la correcta interpretación del documento.

Capítulo II – Del Uso, Aprovechamiento y Explotación de las Aguas Nacionales; se compone de 8 artículos en los que establece las especificaciones técnicas necesarias para la solicitud de la concesión del uso explotación o aprovechamiento de las aguas naturales en la etapa de exploración de hidrocarburos no convencionales, la información que deberá contener un expediente por pozo al término de la perforación que será proporcionado a CONAGUA.

Capítulo III – De la Ocupación de Terrenos Federales y Permisos de Obra de Infraestructura Hidráulica; es integrado por 2 artículos en los cuales marcan las bases para el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales que requieran la ocupación de zona federal administrada por la CONAGUA.

Capítulo IV – De la Disposición de Perforación y Permisos de Descarga; está compuesto por 2 artículos en los que se estipula que la disposición de los recortes de perforación en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos se llevará a cabo en términos de la normatividad aplicable en la materia y para la disposición final de aguas residuales en el área contractual o área de asignación se deberá solicitar un permiso de descarga a CONAGUA.

Capítulo V – De la Protección de las Aguas Nacionales y Sus Bienes Públicos Inherentes; integrado por 9 artículos establece las especificaciones para los pozos de exploración hidrogeológica, el contenido que tendrá que tener el expediente de la red de monitoreo regional que los regulados deberán entregar a CONAGUA previo al inicio de las actividades de extracción y las especificaciones generales que se deberán considerar con la finalidad de conservar y proteger las aguas nacionales en las actividades de extracción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

Capítulo VI – Sanciones; está compuesta por un artículo único que establece lo siguiente:

“Artículo 25: Si con motivo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales, se incurre en alguna de las infracciones establecidas en la Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento, se aplicarán las sanciones administrativas conforme a dichos ordenamientos jurídicos.

Los Regulados serán responsables y estarán obligados a la reparación del daño ambiental, o cuando ésta no sea posible, a la compensación ambiental que proceda en términos de la Ley Federal de Responsabilidad Ambiental.

Con independencia de lo previsto en los párrafos anteriores, los Regulados responderán por cualquier otro tipo de responsabilidad civil, penal o administrativa.”⁶⁷

ANEXO VII

Lineamientos e instituciones encargadas de establecer medidas para la eficiencia energética, efectuar planes y programas que se establezcan en materia de hidrocarburos, controlar las instalaciones de seguridad, la regulación y el control de la distribución del gas.

El artículo 23 nonies de la “Ley 22.520 – Ley de Ministerios” publicada por el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos a través del Boletín Oficial de la República Argentina (B.O.R.A.) establece las obligaciones del Ministerio de Energía y Minería:

“ARTÍCULO 23 nonies.- Compete al MINISTERIO DE ENERGÍA y MINERÍA asistir al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en orden a sus competencias, en todo lo inherente a la elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional en materia de energía y minería, y en particular:

- 1. Entender en la determinación de los objetivos y políticas del área de su competencia.*
- 2. Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PODER EJECUTIVO NACIONAL.*
- 3. Entender en la elaboración, ejecución y control de las políticas mineras de la Nación, tendiendo al aprovechamiento, uso racional y desarrollo de los recursos geológicos mineros.*

⁶⁷ Lineamientos para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales - D.O.F. 30/08/2017

4. *Entender en la elaboración, ejecución y fiscalización relativas a la explotación y catastro minero.*
5. *Entender en la normalización y control de calidad de la producción minera.*
6. *Intervenir en la elaboración y en la ejecución de la política energética nacional.*
7. *Entender en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y en la fijación de sus precios, cuando así corresponda, acorde con las pautas respectivas.*
8. *Ejercer las funciones de Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades de su competencia.*
9. *Intervenir en la elaboración de las estructuras arancelarias en las áreas de su competencia.*
10. *Intervenir en la elaboración y ejecución de la política de reembolsos y reintegros a la exportación y aranceles en las áreas de su competencia.*
11. *Entender en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área de su competencia, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos.*
12. *Entender en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos del área de su competencia, otorgadas por el Estado Nacional o las provincias acogidas por convenios, a los regímenes federales en la materia.*
13. *Ejercer, en el ámbito de su competencia, facultades de contralor respecto de aquellos entes u organismos de control de las áreas privatizadas o dadas en concesión en el área de su competencia, así como también hacer cumplir los marcos regulatorios correspondientes, y entender en los regímenes de tarifas, cánones, aranceles y tasas de las mismas.*
14. *Entender en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de su competencia.*
15. *Ejercer las atribuciones otorgadas a los órganos del Estado Nacional en la Ley N° 27.007.*
16. *Participar en la administración de las participaciones del Estado en las sociedades y empresas con actividad en el área de su competencia.*
17. *Entender en el relevamiento, conservación, recuperación, defensa y desarrollo de los recursos naturales en el área de su competencia.”⁶⁸*

⁶⁸ Ley de Ministerios – B.O.R.A.

Decreto 231/2015 publicado por el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos a través del B.O.R.A.

Dicho documento establece los objetivos de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, los cuales estipulan que se debe ayudar a la elaboración de la política nacional de hidrocarburos:

“1. Asistir en la elaboración de la política nacional de hidrocarburos y otros combustibles, en lo que hace a la promoción de sus etapas de exploración, explotación, transporte y distribución, en coordinación con las demás áreas competentes, e intervenir en el control de la ejecución.

2. Entender en el estudio y análisis del comportamiento del mercado desregulado de hidrocarburos, promoviendo políticas de competencia y de eficiencia en la asignación de recursos.

3. Intervenir en la aprobación de los pliegos de bases y condiciones para llamados a concurso y/o licitaciones, así como también en los procesos licitatorios o contrataciones directos que se efectúen con motivo de las acciones vinculadas al área de su competencia.

4. Asistir al Ministro en la promoción y supervisión de la explotación racional de los recursos hidrocarburíferos y la preservación del ambiente en todas las etapas de la Industria petrolera y ejecutar las demás acciones de control y fiscalización, previstas para la Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias, y la Ley N° 26.020 y sus modificatorias.

5. Asistir en el contralor de entes y organismos de control de los servicios públicos privatizados o concesionados, cuando estos tengan una vinculación funcional con el área.

6. Asistir en la resolución de los recursos administrativos que se interpongan contra actos de los Entes Reguladores, cuando estos tengan una vinculación funcional con el área.

7. Ejercer las funciones de contralor respecto de la seguridad de las actividades bajo el ámbito de su competencia, en particular las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos así como las instalaciones de elaboración, transformación, almacenamiento, despacho, expendio y transporte de hidrocarburos.

8. Asistir, en el ámbito de su competencia, en los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales, en los que la Nación sea parte, y supervisar su ejecución.

9. Administrar los registros y sistemas de información que corresponden a la competencia del Estado Nacional con relación a las actividades de exploración, producción, transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos.

*10. Asistir al Ministro en el ejercicio de las atribuciones de autoridad de aplicación de la normativa de hidrocarburos y del marco regulatorio del gas natural, así como las que correspondan a los derechos derivados de las acciones de titularidad del Estado Nacional - Ministerio de Energía y Minería en las sociedades con actividad en el sector de hidrocarburos, y realizar los actos que aquel le delegue para el ejercicio de dichas atribuciones.*⁶⁹

Decreto 231/2015 define los objetivos de la Subsecretaría de Exploración y producción.

“1. Efectuar el seguimiento y control de la ejecución de los planes de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos, contemplando la explotación racional de las reservas y la capacidad de transporte de los hidrocarburos.

2. Fiscalizar y coordinar con las áreas correspondientes los planes de otorgamiento de permisos de reconocimiento superficial, permisos de exploración y concesiones de explotación y transporte.

3. Mantener actualizadas las técnicas en materia de venteo de gas y explotación racional de los yacimientos.

4. Receptar y analizar las auditorías de reservas hidrocarburíferas en todo el país.

5. Efectuar propuestas en relación a la regulación del almacenaje y del transporte de petróleo crudo y subproductos y controlar el cumplimiento del marco regulatorio vigente.

6. Fiscalizar el régimen de canon, superficiarios y expedición de servidumbres, así como las obligaciones de permisionarios y concesionarios en materia de pago de regalías.

7. Fiscalizar el cumplimiento de las reglamentaciones en materia de medio ambiente, en el área de su competencia.

*8. Asistir a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos en el ejercicio de las funciones vinculadas con los registros y sistemas de información que correspondan a la competencia del Estado Nacional relativas a la actividad de exploración y producción de hidrocarburos.*⁷⁰

Decreto 231/2015 define los objetivos de la Subsecretaría de Refinación y Comercialización.

⁶⁹ Decreto 231/2015 – B.O.R.A.

⁷⁰ Ídem.

- “1. Efectuar el seguimiento y control de la ejecución de los planes y programas que se establezcan en materia de combustibles de acuerdo a la política nacional trazada en la materia.*
- 2. Implementar programas y proponer normativa en materia de especificaciones de combustibles, refinación y comercialización de petróleo crudo y derivados y biocombustibles, realizando la caracterización técnica de los mismos.*
- 3. Ejercer el poder de policía en materia de seguridad y comercialización de gas licuado de petróleo a granel y fraccionado.*
- 4. Interactuar con los organismos correspondientes en la materia para procurar acciones tendientes a evitar la evasión del impuesto sobre los combustibles líquidos y el gas natural.*
- 5. Mantener actualizadas las bases de datos correspondientes a gas licuado, seguridad de instalaciones, registro de empresas refinadoras y comercializadoras, y calidad de combustibles.*
- 6. Controlar la seguridad de las instalaciones de elaboración, transformación, almacenamiento, despacho, expendio y transporte de combustibles.*
- 7. Registrar y controlar a las empresas elaboradoras y comercializadoras de combustibles líquidos, y asistir a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos en el ejercicio de las funciones vinculadas con los registros y sistemas de información que correspondan a la competencia del Estado Nacional relativas a la actividad de refinación y comercialización de hidrocarburos.*
- 8. Realizar el control de calidad de los combustibles líquidos que se expendan en todo el país.”⁷¹*

⁷¹ Ídem.