



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
FACULTAD DE QUÍMICA  
INGENIERÍA QUÍMICA – INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN DE  
PROYECTOS

REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIÓN PARA EL  
DESARROLLO DE SHALE GAS Y SHALE OIL EN MÉXICO

TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
ERICK MARTÍNEZ GARCÍA

**TUTOR:**  
DR. MIGUEL ÁNGEL RODRÍGUEZ TORAL, PETRÓLEOS MEXICANOS

Ciudad Universitaria, Cd. Mx.

Octubre de 2017



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: M.C. Lozano Ríos Leticia  
Secretario: M.I. Ortíz Ramírez José Antonio  
Vocal: Ing. Montiel Maldonado Celestino  
1<sup>er.</sup> Suplente: I.Q. Monterrubio Chavolla Olga Marta  
2<sup>d o.</sup> Suplente: Dr. Rodríguez Toral Miguel Ángel

LUGAR O LUGARES DONDE SE REALIZÓ LA TESIS:

FACULTAD DE QUÍMICA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

**TUTOR DE TESIS:**

DR. MIGUEL ANGEL RODRÍGUEZ TORAL

-----  
**FIRMA**

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis padres María de Jesús García Lara y Javier Martínez Jiménez por el grandísimo esfuerzo y sacrificio que hicieron siempre en pro de formar un profesional de calidad y comprometido con su trabajo.

A mis padrinos Rafael García Lara y Laura Hinojosa Vélez por su apoyo incondicional.

A Héctor Miguel Guerrero García por convertir días complicados en experiencias y momentos agradables y especiales que marcaron mi vida positivamente.

A mis compañeros y amigos, quienes supieron adaptarse a mis estados de ánimo y aun así demostraron su apoyo incondicional en momentos complicados.

A mi abuela Juana Lara Texon, a mi tía María de los Ángeles García Lara y a mi tío Pedro Guerrero León, tres personas especiales que desafortunadamente nos dejaron antes de tiempo pero que siempre demostraron interés en lo concerniente a mi formación académica.

Al doctor Miguel Ángel Rodríguez Toral, quién me demostró su apoyo incondicional y me alentó en todo momento para desarrollar a cabalidad todas las metas trazadas inherentes al proyecto de investigación desarrollado.

A CONACYT por el apoyo económico proporcionado en los años de duración de la maestría.

A la M.C. Leticia Lozano Ríos, al M.I. José Antonio Ortiz Ramírez, al Ing. Celestino Montiel Maldonado y a la I.Q. Olga Monterrubio Chavolla por proporcionarle a este trabajo sus conocimientos y experiencia profesional.

**ÍNDICE GENERAL**

ÍNDICE DE TABLAS .....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	ix
ABREVIATURAS.....	xiii
RESUMEN.....	1
ABSTRACT .....	2
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....	3
1.1. Perspectiva global de shale oil.....	3
1.2. Perspectiva global de shale gas.....	5
1.3. Situación actual de los precios del petróleo.....	7
1.4. Situación actual de los precios del gas natural.....	9
1.5. Situación actual de los precios de las gasolinas y diésel.....	10
1.6. Hipótesis.....	12
1.7. Objetivo.....	13
1.8. Alcance.....	13
1.9. Estructura de la tesis.....	13
CAPÍTULO 2. ASPECTOS TÉCNICOS DE RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES DE GAS Y PETRÓLEO.....	15
2.1. Yacimientos convencionales de gas y petróleo.....	15
2.1.1. Petróleo.....	15
2.1.2. Gas Natural.....	17
2.2. Yacimientos no convencionales de gas y petróleo.....	18
2.2.1. Shale gas (Gas de lutitas).....	19
2.2.1.1. Formación.....	19
2.2.2. Shale oil (Petróleo de Lutitas).....	20
2.2.2.1. Formación.....	20

2.3.	Técnica de extracción de shale gas y shale oil (Fracking).....	21
2.4.	Revisión del estado del arte del desarrollo de shale oil y shale gas en otras regiones del planeta y en México .....	23
2.4.1.	Panorama internacional de shale oil y shale gas.....	23
2.4.2.	Reservas internacionales de shale oil y shale gas.....	24
2.4.3.	Antecedentes en México de procesos de extracción para shale oil y shale gas.....	26
2.4.4.	Prospectivas de shale oil y shale gas en México.....	27
2.5.	Aspectos ambientales.....	28
2.5.1.	Posible contaminación de los mantos acuíferos.....	28
2.5.2.	Riesgos Sísmicos.....	30
2.5.3.	Grandes volúmenes de agua requeridos.....	31
2.5.4.	Exposición ambiental de sustancias químicas peligrosas.....	32
2.5.5.	Otros riesgos ambientales.....	33
2.6.	Aspectos regulatorios.....	34
CAPÍTULO 3. DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.....		36
3.1.	Análisis y selección del producto derivado de petróleo en función de las condiciones actuales del mercado nacional.....	36
3.1.1.	Descripción genérica de productos propuestos y status de mercado para la definición del caso de estudio.....	36
3.1.1.1.	Combustibles (Gasolina, Diésel UBA, Combustóleo, Turbosina, Queroseno, Otros).....	37
3.1.1.2.	Gas Natural.....	38
3.1.2.	Implicaciones ambientales, económicas y políticas que provocan la caída en la producción de combustibles.....	40
3.1.3.	Propuesta de solución de coyuntura al problema de abastecimiento de crudo y combustibles.....	41
3.2.	Selección y justificación de los criterios para la determinación del caso de estudio.....	42
3.2.1.	Reservas petroleras identificadas en México.....	42

3.2.2.	Cadenas de valor generadas. ....	45
3.2.2.1.	Cadena de valor para gas natural.....	45
3.2.2.2.	Cadena de valor para petróleo.....	45
3.2.3.	Localización de la zona de extracción de shale oil. ....	47
3.2.4.	Infraestructura municipal. ....	49
3.2.5.	Ambiente.....	58
3.2.6.	Marco legal.....	59
3.3.	Estimación de producción por año para shale oil.....	69
3.3.1.	Reservas de shale en la provincia de Tampico-Misantla.....	69
3.3.2.	Capacidad de procesamiento de crudo en las refinerías de Madero y Cadereyta. ....	69
3.3.3.	Estimación del número de pozos.....	70
3.3.3.1.	Capacidad de producción por pozo.....	70
3.3.3.2.	Producción de shale oil a 10 años.....	71
3.3.3.3.	Aplicación de la tasa de descenso de la producción de shale oil por pozo.....	71
3.4.	Definición de la zona de extracción de shale oil en México. ....	75
3.4.1.	Espaciamiento entre pozos.....	76
3.4.2.	Localización del área para el sembrado de los pozos de extracción de shale oil.....	79
3.4.3.	Matriz de pozos para el primer año (arranque). ....	79
<b>CAPÍTULO 4. ASPECTOS TÉCNICOS PARA EL CÁLCULO DE EQUIPOS</b>		
<b>PRIMARIOS. ....</b>		<b>83</b>
4.1.	Descripción del proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte de shale oil hacia refinerías y resumen de balance de materia.....	83
4.1.1.	Refinería de Cadereyta. ....	83
4.1.2.	Refinería de Madero. ....	86
4.2.	Listado de equipos requeridos para el proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte de crudo hacia refinerías de Cadereyta y Madero.....	88

4.2.1.	Esquemas de infraestructura y equipamiento en sitio para la ejecución de los trabajos por etapas en los campos de explotación de shale oil. ....	91
4.2.1.1.	Proceso de vida de un pozo. ....	91
4.2.1.2.	Esquema básico de infraestructura y equipamiento para etapa de perforación.....	92
4.2.1.3.	Esquema básico de infraestructura y equipamiento para etapa de fracturamiento hidráulico y terminación de pozo. ....	93
4.2.1.4.	Esquema básico de infraestructura y equipamiento para etapas de producción y agotamiento del pozo. ....	94
CAPÍTULO 5. ESTIMADO DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIÓN.....		96
5.1.	Estimación de costo para las etapas de exploración, perforación, terminación de pozo y producción en sitio por pozo. ....	97
5.1.2.	Consolidación de costos. ....	98
5.2.	Estimación de costo para la red de transporte y almacenamiento de crudo desde pozos de extracción hacia refinerías de Cadereyta y de Madero.....	99
5.2.1.	Resumen de costos de materiales y mano de obra especializada por disciplina para los circuitos de Cadereyta y Madero. ....	100
5.3.	Gran total de costo de inversión para el proyecto de explotación de shale oil en la provincia petrolera de Tampico-Misantla. ....	107
CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD .....		108
6.1.	Fundamentos para el cálculo del VPN y la TIR.....	108
6.2.	Cálculo del valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR). ....	113
6.3.	Análisis de sensibilidad. ....	114
6.4.	Análisis de resultados.....	116
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS. ....		117
7.1.	Conclusiones.....	117
7.2.	Recomendaciones para trabajos futuros. ....	118
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....		120
APÉNDICE A. SEPARACIÓN DE GAS, PETRÓLEO, AGUA Y ARENAS .....		128

A.1. Descripción de separación básica de gas, petróleo, agua y arenas.....	128
A.2. Balance de materia en el separador. ....	130
A.2.1. Memoria de cálculo.....	131
A.3. Dimensionamiento del separador.....	133
A.3.1. Memoria de cálculo para el dimensionamiento del separador. ....	134
APÉNDICE B. CÁLCULO DE BOMBAS Y DUCTOS DE TRANSPORTE DE SHALE OIL DE TANQUES GENERALES DE ALMACENAMIENTO A REFINERÍAS.....	138
B.1. Circuito Cadereyta. ....	138
B.2. Circuito Madero. ....	140
B.3. Consideraciones para el cálculo de bombas y ductos. ....	141

**ÍNDICE DE TABLAS**

2.1.	Clasificación del crudo de petróleo en función de la gravedad API.	17
2.2.	Tipos de cortes de crudo de petróleo en México.	17
2.3.	Reservas internacionales de shale gas y shale oil.	25
2.4.	10 países con mayor número de reservas de shale oil y shale gas.	26
2.5.	Instituciones que norman las actividades de explotación de gas y petróleo en varios países.	34
3.1.	Caída en la producción nacional de gas natural en las principales cuencas del país. (CNH,2016).	39
3.2.	Características de producción de las provincias petroleras de México.	42
3.3.	Recursos petroleros identificados en México.	44
3.4.	Red-Carretera que cruza la provincia Tampico-Misantla.	51
3.5.	Localización, principales áreas productivas y tipo de navegación de los puertos cercanos a la provincia Tampico-Misantla.	53
3.6.	Situación actual del sistema de refinación de la empresa productiva del estado.	56
3.7.	Normas Oficiales Mexicanas para la protección ambiental.	58
3.8.	Marco legal para el sector petrolero en México.	60
3.9.	Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al ambiente para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.	65
3.10.	Resumen de Prácticas y Estándares internacionales en las actividades de explotación de gas y petróleo.	66
3.11.	Cantidad de shale oil a procesar en las refinerías de Cadereyta y Madero.	70
3.12.	Registro de producción por pozo de shale oil en provincias petroleras de Estados Unidos.	70

3.13.	Integración de la producción de shale oil estimada a 10 años en las refinerías de Cadereyta y Madero.	71
3.14.	Producción de shale oil por año.	73
3.15.	Producción y número de pozos requeridos desde el primer hasta el décimo año.	74
3.16.	Dimensiones de tanques de almacenamiento de crudo.	80
4.1 a.	Balance de materia del proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte a refinería de Cadereyta (corrientes 1-6).	85
4.1 b.	Balance de materia del proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte a refinería de Cadereyta (corrientes 7-12).	85
4.1 c.	Balance de materia del proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte a refinería de Cadereyta (corrientes 13-16).	85
4.2 a.	Balance de materia del proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte a refinería de Madero (corrientes 1-6).	88
4.2 b.	Balance de materia del proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte a refinería de Madero (corrientes 7-11).	88
4.3.	Lista de equipos para el proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte de crudo hacia refinería de Cadereyta.	89
4.4.	Lista de equipos para el proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte de crudo hacia refinería de Madero.	90
5.1.	Costos de las etapas de exploración, perforación, terminación de pozo y producción por pozo.	97
5.2.	Costo total de inversión de las etapas de exploración, perforación, terminación de pozo y producción para 3,246 pozos.	98
5.3.	Resumen de costos de equipos y mano de obra especializada por disciplina.	101

5.4.	Resumen del costo total de la red de transporte y almacenamiento de shale oil hacia refinerías.	106
5.7.	Gran total.	107
6.1.	Estimado de inversión en función del número de pozos por año para cumplimiento de la cuota de producción establecida en 79,282,500 b/año.	109
6.2.	Resumen de costos de mantenimiento/año.	110
6.3.	Resumen de costos de operación/año.	110
6.4.	Resumen de costos de financiamiento/año.	111
6.5.	Monto de impuesto por año.	112
6.6.	Flujos de efectivo/año.	114
A.1.	Contenido de azufre y gravedad API promedio de shale oil en Estados Unidos.	130
A.2.	Matriz de longitudes para diferentes diámetros del separador.	136
B.1.	Estado actual y proyección en porcentaje de utilización de refinerías.	141
B.2.	Longitud de rutas de traslado de shale oil a Cadereyta y Madero.	141
B.3.	Caídas de presión alimentadas al simulador HYSYS.	142
B.4.	Parámetros alimentados al sistema HYSYS para el cálculo de diámetro de ductos de transporte de shale oil.	142
B.5 a.	VARIABLES DE OPERACIÓN DE LAS CORRIENTES DE PROCESO PARA EL SISTEMA DE TRANSPORTE CADEREYTA.	144
B.5 b.	VARIABLES DE OPERACIÓN DE LAS CORRIENTES DE PROCESO PARA EL SISTEMA DE TRANSPORTE CADEREYTA.	144
B.6.	VARIABLES DE OPERACIÓN DE LAS CORRIENTES DE PROCESO PARA EL SISTEMA DE TRANSPORTE MADERO.	144
B.7.	Resultados de potencia de bombas para los sistemas Cadereyta y Madero.	145
B.8.	Resultados de diámetros de ductos para los sistemas Cadereyta y Madero.	145

**ÍNDICE DE FIGURAS**

1.1.	Registros de precios de Brent, crudo de Arabia ligero, Maya, Blend y WTI de 2011 a 2016.	7
1.2.	Producción de Estados Unidos de crudo de 2008 a 2015.	8
1.3.	Registro de precios de gas natural de 2010 a 2017 (SGM,2017).	10
1.4.	Registro de precios de gasolinas Magna y Premium y diésel.	12
2.1.	Distribución de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en el planeta (EIA,2014).	24
2.2.	Millones de galones de agua/día requeridos por pozo para el proceso fracking en provincias petroleras de Estados Unidos. (USGS,2016).	32
3.1.	Demostración esquemática del contenido de diferentes compuestos en una muestra típica de petróleo (Colorado School of Mines, 2106).	36
3.2.	Registros de producción de petróleo de PEMEX (2002-2016).	37
3.3.	Registro de producción de petrolíferos de PEMEX (2011-2016).	38
3.4.	Registros de producción de gas natural de PEMEX (2011-2016).	40
3.5.	Cadenas de valor a partir del gas natural.	45
3.6.	Cadenas de valor a partir de petróleo .	46
3.7.	Ubicación de provincia petrolera de Tampico-Misantla y refinerías Francisco I. Madero y Héctor R. Lara Sosa (Image Landsat / Copernicus Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO © 2016 Google © 2016 INEGI).	47
3.8 (a-f).	Orografía de la zona propuesta y situación poblacional.	48
3.9	Ríos cercanos a la provincia petrolera propuesta.	49
3.10 (a-f).	Principales sistemas de agua cercanos a la provincia de Tampico-Misantla.	50

3.11.	Red-Carretera de la provincia Tampico—Misantla (Image Landsat / Copernicus Data SIO NOAA U.S. Navy, NGA, GEBCO © 2016 Google © 2016 INEGI).	51
3.12.	Aeropuertos ubicados en la provincia Tampico-Misantla (© 2016 Google Image Landsat / Copernicus Data SIO, NOAA, U.S. Navy NGA GEBCO © 2016 INEGI).	52
3.13.	Puertos cercanos a la provincia Tampico-Misantla (Image Landsat / Copernicus Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO © 2016 Google © 2016 INEGI).	53
3.14.	Corredor intermodal Altamira-Monterrey.	54
3.15.	Hospitales, centros médicos, unidades médicas familiares y campamentos de protección civil (Image Landsat / Copernicus Data SIO, NOA, U.S. Navy, NGA, GEBCO Data LDEO-Columbia, NSF, NOAA).	55
3.16.	Refinería Héctor R. Lara Sosa, Cadereyta (©2016 INEGI © 2016 Google).	57
3.17.	Refinería Francisco I. Madero, Tampico-Madero (Image © 2016 DigitalGlobe @ 2016 INEGI @ 2016 Google).	57
3.18.	Porcentaje de utilización de refinerías para los países miembros de la OCDE. (IEA,2017).	70
3.19.	Perfil de producción de shale oil por pozo aplicando la tasa de descenso de 70% para el primer y segundo año y una tasa del 40% a partir del segundo año hasta 10 años de operación.	72
3.20.	Comportamiento de la tasa de producción de un par de pozos en función de la distancia de separación entre ellos (Thuot, 2013).	77
3.21.	Arreglo básico de pozos en una unidad de perforación de 1200 acres.	78
3.22.	Localización del área de perforación propuesta.	79
3.23.	Matriz de distribución de pozos y almacenamiento para el primer año de arranque.	81
3.24.	Localización del campo petrolero No.1 (Primer año, etapa de arranque).	82

4.1.	Esquema básico de proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte de shale oil hacia la refinería de Cadereyta.	84
4.2.	Esquema básico de proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte de shale oil hacia la refinería de Madero.	87
4.3.	Ciclo de vida de un pozo para la extracción de shale oil.	91
4.4.	Esquema básico de infraestructura y equipamiento para los trabajos de perforación.	92
4.5.	Esquema básico de infraestructura y equipamiento para los trabajos de fracturamiento hidráulico y terminación de pozo.	93
4.6.	Esquema básico de infraestructura y equipamiento para los trabajos de producción y agotamiento de pozo.	94
6.1.	Estructura del costo de egresos para el tiempo de duración del proyecto (11 años).	112
6.2.	Flujo de efectivo de egresos por año.	113
6.3.	TIR en función de diferentes precios de crudo.	115
6.4.	VPN en función de diferentes precios de crudo.	115
A.1.	Esquema general de separación de tres fases.	129
A.2.	Sistema de limpieza de arenas.	129
A.3.	Esquema del separador de tres fases (Agua, crudo y gas).	131
A.4.	Composición del fluido fracturante (Frac Focus Chemical Disclosure Registry, 2017).	132
B.1.	Ruta general de transporte a refinería Cadereyta (Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO ©2016 Google ©2016 INEGI Image Landsat / Copernicus).	138
B.2 (a-f).	Tramos de ruta de transporte a refinería de Cadereyta.	139
B.3.	Ruta general de transporte a refinería Cadereyta (Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO ©2016 Google ©2016 INEGI Image ©2016 DigitalGlobe).	140
B.4 a y b.	Tramos de ruta de transporte a refinería de Madero.	140

B.5 a.	Esquema de simulación de tramos 1,2 y 3 de ducto de transporte de shale oil a refinería de Cadereyta.	143
B.5 b.	Esquema de simulación de tramos 4, 5 y 6 de ducto de transporte de shale oil a refinería de Cadereyta.	143
B.6.	Esquema de simulación de ducto de transporte de shale oil a refinería de Madero.	143
B.7.	Estaciones de bombeo para el sistema Cadereyta (Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO ©2016 Google © 2016 INEGI Image Landsat / Copernicus).	146

**ABREVIATURAS**

ANSI	American National Standards Institute
API	The American Petroleum Institute
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
ASTM	American Society for Testing and Materials
b	Barril de petróleo
BD	Barriles de petróleo diarios
BLS	Bureau Of Labor Statistics
CANACAR	Cámara Nacional de Autotransporte de Carga
CEFP	Centro de Estudios de las Finanzas Públicas
CEESCO	Centro de Estudios Económicos del Sector de la Construcción
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CRE	Comisión Reguladora de Energía
EIA	Energy Information Administration
EPA	Environmental Protection Agency
HSE	Health and Safety Executive
IEA	Information Administration Agency
IRR	Internal Rate of Return
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
MLR	The Ministry of Land and Resources
MMBD	Millones de barriles de petróleo crudo diarios
MMBtu	Millones de Btu
MMMBD	Miles de millones de barriles de petróleo crudo diarios
MMMMb	Billones de barriles de petróleo
MMMpcd	Miles de millones de pies cúbicos diarios
MMMW	Millones de mega watts

## ABREVIATURAS

---

MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MMUSD	Millones de dólares americanos
MOFCOM	The Ministry of Commerce
NDCR	The National Development and Reform Commission
OGA	Oil & Gas Authority
OPEP	Organización de los países exportadores de petróleo
PEMEX	Petróleos Mexicanos
SGM	Servicio Geológico Mexicano
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
S.S.A	Secretaría de Salud
TCF	Trillones de pies cúbicos diarios
TIR	Tasa Interna de Retorno
VPN	Valor Presente Neto
WTI	West Texas Intermediate

## RESUMEN

En la actualidad, el escenario del sector energético, presenta continuamente cambios radicales debido a las circunstancias y posturas políticas específicas de los principales productores de hidrocarburos. Un acontecimiento relevante que se ha presentado en la última década es la explotación de yacimientos de gas y petróleo provenientes de lutitas, mediante el desarrollo e implementación del fracturamiento hidráulico (Fracking). Esta nueva tecnología está siendo utilizada en algunos países como son Argentina, Canadá, El Reino Unido y Estados Unidos. En el caso de México, y como se sabe cuenta con reservas considerables de este tipo de recursos en diferentes provincias, por lo que se hace necesario acelerar los análisis, estudios, evaluaciones y proyecciones con una visión a corto, mediano y largo plazo para plantear probables proyectos para la explotación de gas y petróleo de lutitas.

En este trabajo, en primera instancia se hace una presentación del panorama global del mercado petrolero a nivel nacional e internacional, abarcando temas referentes a los aspectos tecnológicos, impactos ambientales, requerimientos de infraestructura e inversión, implicaciones políticas que indiquen si es rentable explotar shale oil / gas en México.

Por otra parte, posterior a la evaluación de diferentes criterios en lo referente a la explotación de gas y petróleo de lutitas, se determinó el caso de estudio que contempla establecer los requerimientos de infraestructura e inversión para la explotación de shale oil en la provincia petrolera de Tampico-Misantla y su envío para procesamiento en las refinerías de Cadereyta y de Madero. Una vez establecido el caso de estudio, se procedió al diseño elemental de un campo petrolero y de la red de transporte y almacenamiento del hidrocarburo. En base a esta ingeniería se determinaron los requerimientos de infraestructura para posteriormente establecer su costo de inversión.

Finalmente se presenta un análisis económico, mediante el uso de modelos financieros como son el valor presente neto VPN y la tasa interna de retorno (TIR). Asimismo, como complemento, se presenta un análisis de sensibilidad. Estos con el objetivo de establecer elementos para la toma de decisiones.

**ABSTRACT**

Currently, the energy industry is drastically changing due to the specific circumstances and political positions adopted by the biggest oil and gas producers. An important event that has been occurred during the last decade is the exploitation of unconventional resources (shale oil & shale gas), because of the development of Hydraulic Fracturing (Fracking). This technology is being used in several countries as Argentina, Canada, England and United States. Mexico has a large shale gas / oil resource base. For this reason, it is suitable for Mexico to analyze research and evaluate short-term project proposals in order to exploit unconventional resources.

In this dissertation, I present a Global scenario for the Oil and Gas Industry to analyze several points related to technology, environment, political affairs and infrastructure and investment needs, in order to decide if it is suitable to exploit shale oil / gas in Mexico.

After analyzing different criteria on the exploitation of shale gas / oil in Mexico, it was developed a case of study, which covers the infrastructure, and investment needs to exploit shale oil in Tampico-Misantla basin. Once the case of study was finished, it was developed a basic design of an oil field in the Tampico-Misantla basin. Then, it was also designed the transport and storage network in order to send the shale oil extracted to Cadereyta and Madero Refineries. Based on this design, I defined the infrastructure and investment needs to exploit shale oil in Tampico-Misantla.

Finally, it was done an economic evaluation, using the net present value (NPV) and internal rate of return to determine the viability of this project. Likewise, it was done a sensitivity analysis in order to have arguments for decision-making.

## **CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN**

En los últimos años se han observado múltiples comportamientos de interés tecnológico, económico, ambiental y político con respecto del consumo de energéticos. Como consecuencia de esto, se ha creado una competencia vertiginosa y extremadamente cambiante de las condiciones del mercado de hidrocarburos en períodos cortos de tiempo. Un interés generalizado de compañías y países productores de hidrocarburos ha sido el desarrollo de nuevas tecnologías para la explotación de fuentes no convencionales, principalmente shale oil y shale gas. En este capítulo se presenta la situación actual de shale oil y shale gas, así como su impacto en el escenario mundial del mercado del sector energético. Asimismo, se incluye un análisis de las variaciones en los precios del crudo, gas natural, gasolinas y diésel.

### **1.1. Perspectiva global de shale oil.**

La explotación de yacimientos de shale oil y shale gas data de principios del siglo XXI, y en el mundo petrolero se percibió como un acontecimiento novedoso y sin precedentes. En diferentes partes del mundo se han encontrado diversas y cuantiosas reservas de shale oil y shale gas, sin embargo, en un inicio resultó difícil y costosa su explotación. A la fecha, la confrontación permanente entre los principales bloques productores de petróleo por el control del mercado, utilizando como estrategia la manipulación de los volúmenes de producción de petróleo, ha provocado inestabilidad en el precio del mismo.

Estados Unidos ha sido uno de los primeros países del mundo en destinar recursos económicos, tecnológicos y humanos a la exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales. Como resultado de estas dos principales actividades, EE. UU. logró aumentar su producción de gas y petróleo, reduciendo paulatinamente sus importaciones. Sin embargo, como consecuencia de lo anterior y del exceso de oferta de petróleo a nivel mundial a la fecha se ha presentado una disminución en el costo del barril, el cual no se ha estabilizado.

Por otro lado, Estados Unidos es considerado el precursor e inspirador del novedoso sistema de fracturación hidráulica (fracking), mediante el cual es posible la extracción de shale gas y shale oil. Así mismo, diferentes instituciones

de investigación a nivel mundial han realizado estudios geológicos en donde se han determinado las zonas con mayor prospectiva de explotación de yacimientos no convencionales. Por estas razones, se ha creado un interés generalizado de países y compañías productoras de hidrocarburos, para implementar este sistema, el cual los llevaría a incrementar sus posibilidades de desarrollo local.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), liderados por Arabia Saudita en alianza con Rusia, llegaron a un acuerdo para incrementar sus producciones de crudo suponiendo que con esta estrategia disminuiría el precio del barril de crudo de 100 – 50 U.S.dlls con la intención de que los márgenes de utilidad de las productoras de shale oil en Estados Unidos se redujeran sustancialmente hasta por debajo del costo de producción por barril, el cual oscilaba entre 45 y 50 U.S.dlls, pensando que con esta acción la continuidad de las operaciones de producción se interrumpieran, por razones de costo.

Ante esta circunstancia, las compañías productoras de shale oil de Estados Unidos, reaccionaron de manera inmediata, impulsando de una forma vertiginosa el desarrollo de tecnologías más avanzadas y formas de explotación, logrando con ello disminuciones en el costo de producción de crudo no convencional hasta llegar a un costo promedio de 36 U.S.dlls por barril para 2016 (CNN, 2016) con un consecuente repunte en la producción que a la fecha alcanza los 8.8 MMBD (EIA, 2017). Por otra parte, en Estados Unidos se han encontrado nuevos yacimientos de shale oil, lo que representa que lejos de disminuir sus volúmenes de producción, estos se incrementarán en el corto y mediano plazo hasta un valor estimado en 11 MMBD en 2020. Lo que es cierto es que el panorama en el mercado petrolero, muestra síntomas de inestabilidad por la indefinición de los volúmenes de producción debido a un incremento en la producción de shale oil y en consecuencia los precios por barril de crudo seguirán mostrando variaciones en el corto plazo.

En lo que respecta a México ha sido constante la necesidad de importar grandes volúmenes de gas natural y gasolinas para satisfacer la demanda en el mercado interno, como consecuencia de un incremento de la misma y de una disminución importante en la producción de combustibles, por lo que se ha

establecido una fuerte dependencia con Estados Unidos en materia de abasto y de precios de combustibles.

Con el objetivo de disminuir las importaciones de gas natural y gasolinas, provenientes de Estados Unidos y otros países, se requiere de un incremento en la oferta de estos insumos con lo cual se promovería la inversión del sector privado, se generarían empleos, y se fortalecería la industria energética. Dado que en el mercado existen las tecnologías necesarias para los trabajos de exploración y producción de hidrocarburos no convencionales, es importante realizar un análisis de los requerimientos de infraestructura e inversión para el desarrollo de shale gas y shale oil en nuestro país y poder así determinar la factibilidad del proyecto.

## **1.2. Perspectiva global de shale gas.**

Uno de los principales combustibles con alto potencial para reinsertarse en la industria energética, es en el presente, el gas natural. Este hidrocarburo se ha extraído tradicionalmente de yacimientos convencionales, sin embargo, en la actualidad, mediante el desarrollo de nuevas tecnologías, ha sido posible la extracción de gas natural proveniente de rocas de esquisto (shale gas). El shale gas ha cobrado relevancia en el mercado del gas natural debido a que constantemente se encuentran nuevas y abundantes reservas, es barato y su combustión es más limpia que otros combustibles fósiles.

No obstante, de las ventajas anteriormente referidas del shale gas, algunas de las dificultades que presenta para su desarrollo y explotación, son las regulaciones en materia ambiental de cada región, las cuales son muy rigurosas con lo que se provoca que se incrementen los costos de producción de este recurso hasta casi igualarse con el precio del mercado por lo que representaría un riesgo financiero para las compañías.

En cambio, las actividades de explotación del shale gas no son tan perjudiciales al medio como lo perciben las comunidades cercanas a la localización de los yacimientos de este recurso y organismos e instituciones protectoras del ambiente (KPGM, 2011). Así mismo y debido a que existen

abundantes reservas en todo el mundo, el desarrollo del shale gas generaría un alto potencial de crecimiento en las regiones de producción.

Lo que es cierto es que la carrera en la producción de shale gas en todo el mundo es imparable, y los países que se queden fuera de la participación en la explotación de este recurso, sufrirán las consecuencias negativas para su desarrollo, incrementado sus volúmenes de importación requeridos para el funcionamiento de sus industrias.

Por su parte varios países han reforzado sus estrategias para acelerar su explotación de shale gas con el objetivo de dinamizar su desarrollo local e incrementar sus volúmenes de exportación. Por ejemplo, el nuevo gobierno de Estados Unidos ha anunciado una propuesta para incentivar el sector energético, que consiste básicamente en reducir las regulaciones ambientales para poder acceder a energía más barata, así como invertir los ingresos derivados de la industria del petróleo en bienestar social y expandir la infraestructura (Sigler, 2017). De igual forma, Canadá está promoviendo inversión foránea para la explotación de sus yacimientos en el Noroeste. Argentina ha encontrado un potencial de reservas importante en la zona de Vaca Muerta y compañías como Techint y Techpetrol han anunciado fuertes inversiones hasta por 2,300 millones de dólares, tan solo para 2017 y 2019, con proyecciones de incremento hasta 5000 millones de dólares en los años subsecuentes (Castro, 2017) lo que demuestra que países con bajos índices de crecimiento ven en la explotación de shale gas una oportunidad de incrementar su producción industrial manufacturera.

México tiene una gran oportunidad de desarrollo en la explotación de shale gas y ante el escenario mundial, es de suma importancia que el país se integre a la tendencia de producción de este insumo, lo cual promovería el desarrollo económico de otros sectores industriales. México debe definir acciones más contundentes en desregulaciones ambientales, acelerar la aplicación de la reforma energética en el ramo de la explotación de lutitas invitando a inversionistas extranjeros a construir alianzas para proyectos de coinversión y una gestión más determinante y agresiva de la Empresa Productiva del Estado PEMEX (Forbes, 2017).

### 1.3. Situación actual de los precios del petróleo.

Entre 2011 y 2014, los precios de crudo mantuvieron una relativa estabilidad oscilando entre un intervalo de 100 a 112. dólares por barril. Sin embargo, en junio de 2014 dichos precios comenzaron a disminuir a un ritmo sostenido hasta caer por debajo de los 28 dólares por primera vez desde 2003. (Fattouh, 2016). Para finales de 2016 el precio repuntó por encima de los 55 dólares por barril, mismo que no muestra garantías de estabilidad en el corto plazo. Los últimos registros de ventas del 2016 dejaron al crudo con una caída importante del 19%, lo cual representa un decremento de 72% con respecto al precio de junio del 2014 cuando se reportó un precio de 108 dólares por barril. En figura 1.1 se registra el comportamiento de los precios de 5 tipos de crudo (Brent, crudo ligero de Arabia Saudita, Maya, Blend y WTI) de diferentes áreas de referencia (Noruega, Arabia Saudita, México, Canadá y Estados Unidos) de 2011 a 2016.



Figura 1.1. Registro de precios de Brent, crudo de Arabia ligero, Maya, Blend y WTI de 2011 a 2016.

El desplome en los precios del petróleo, se fundamenta principalmente en los siguientes acontecimientos internacionales:

## 1. El incremento en la producción de crudo de Estados Unidos como consecuencia de la explotación de hidrocarburos no convencionales (Shale gas y shale oil).

El desarrollo e implementación de la tecnología de fracturación hidráulica (Fracking) por parte de las compañías petroleras en Estados Unidos para la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, ha sido uno de los factores fundamentales en el decremento de los precios internacionales de crudo, ya que la producción de crudo de Estados Unidos se incrementó de 5,000 MMBD en 2008 a 8,874 MMBD en 2016 (Figura 1.2), convirtiéndolo en el primer productor mundial de este insumo. La sobreproducción estadounidense de crudo produjo una sobreoferta internacional de este recurso, impactando negativamente en los precios.

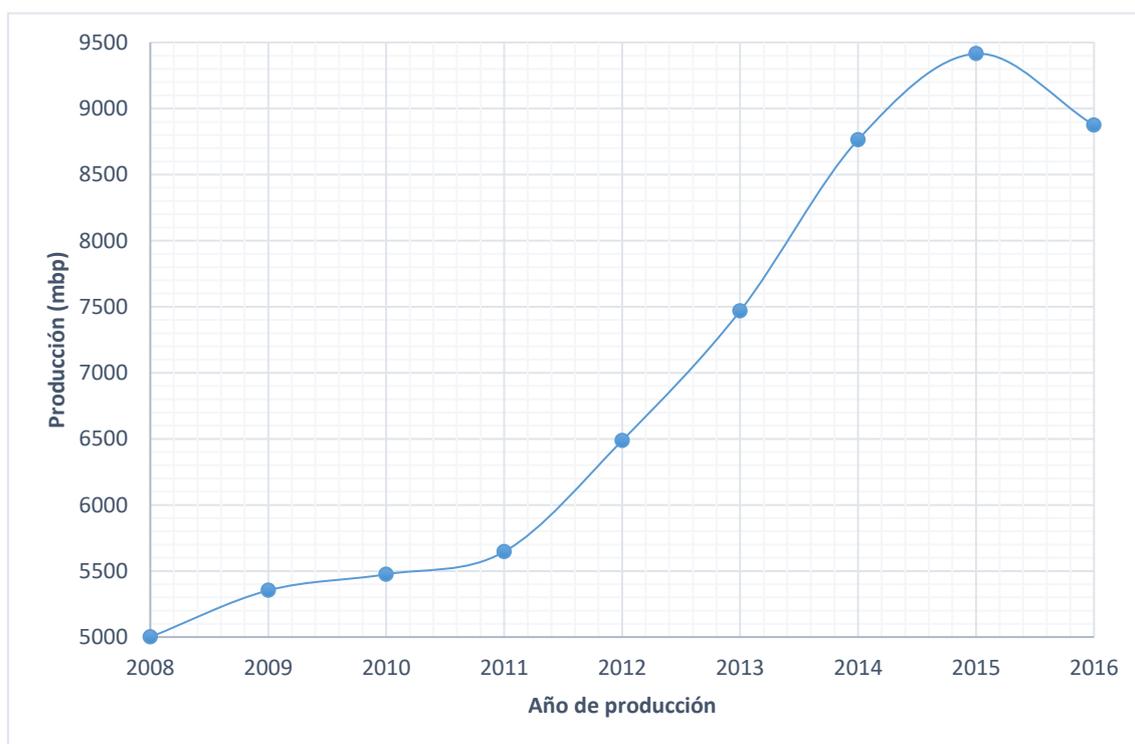


Figura 1.2. Producción de Estados Unidos de crudo de 2008 a 2015.

## 2. Ausencia de liderazgo en el bloque de la OPEP.

A últimas fechas, entre los países productores que conforman la OPEP, se han observado diferentes posturas en relación a sostener su sobreproducción de crudo actual. Un bloque de la misma organización liderado por Arabia Saudita sostiene esta postura, en contraparte con Irán y Nigeria quienes apuestan por un recorte en la producción con la intención de incrementar el precio. En

consecuencia, la falta de acuerdo entre estos dos bloques está contribuyendo a la inestabilidad en el mercado del petróleo.

### **3. Incertidumbre en China.**

China representa uno de los países con un mayor consumo de petróleo en el mundo para sus procesos productivos, sin embargo, la inminente desaceleración de su economía ha provocado una reducción importante en el consumo de energéticos, lo que está generando la reducción paulatina de sus importaciones de crudo. Esta circunstancia a su vez, ha traído como consecuencia el incremento en los inventarios de petróleo a nivel mundial.

### **4. Irán regresa al mercado petrolero.**

Después del cumplimiento de sus obligaciones y sanciones políticas y económicas de las que fue objeto Irán, su inminente regreso a la producción de crudo profundizará la sobreoferta del mismo de forma inmediata. No se conocen los volúmenes de producción de crudo que aportará al mercado, sin embargo, para Irán es fundamental acelerar su producción para la recuperación inmediata de su economía.

### **5. El riesgo de la fortaleza del dólar estadounidense.**

El petróleo se negocia en dólares estadounidenses, lo que significa que cuando el dólar se fortalece, el petróleo se encarece para los compradores extranjeros. Por otra parte, aunque el petróleo barato es muy bueno para los consumidores estadounidenses, contribuye a las pérdidas en el mercado accionario. Las acciones de compañías de energía del índice S&P 500 ya han caído 10% en lo que va del año, mientras que empresas como Marathon Oil y Andarko Petroleum ha caído más de 20% (CNN, 2016).

### **1.4. Situación actual de los precios del gas natural.**

De acuerdo a información proporcionada por la Agencia de Información Energética de Estados Unidos (EIA), se prevé que el precio del Gas Natural se incremente gradualmente en el 2017 hasta llegar a un 40% como consecuencia de la baja en las tasas de producción en reservas convencionales y del incremento de la demanda de consumo energético (Meana, 2017). Esta

circunstancia impactará inevitablemente a la industria manufacturera en México, así como a las tarifas de electricidad, ya que las plantas de generación de la misma utilizan el gas natural como su combustible principal.

Hasta 2016, el precio del gas natural se registraba en 2.5 USD por MMBtu, y para 2017 se estima un incremento promedio de 3.5 dólares y que se seguirá incrementando en años subsecuentes, hasta la incorporación de las producciones de gas natural provenientes de yacimientos no convencionales. En gráfica 1.3. se muestra el comportamiento de los precios de gas natural desde 2010 hasta abril del 2017, donde se observan caídas y repuntes, confirmándose el pronóstico de incremento de la EIA para 2017.

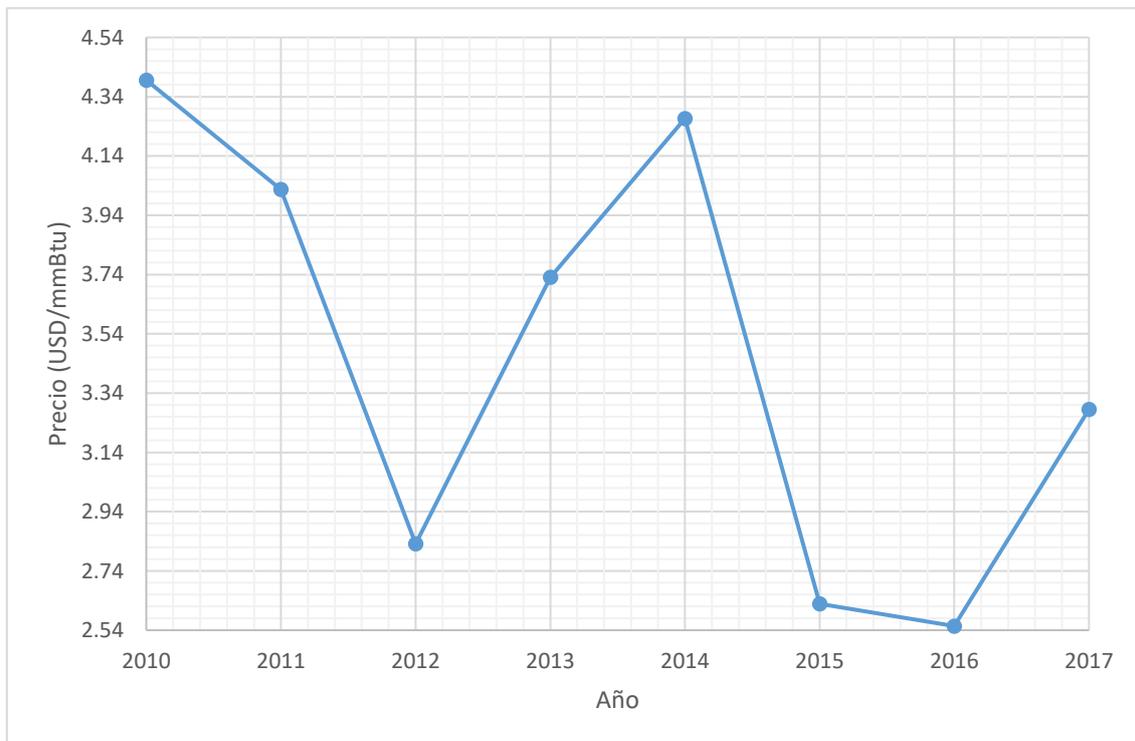


Figura 1.3. Registro de gas natural de 2010 a 2017 (SGM,2017).

### 1.5. Situación actual de los precios de las gasolinas y diésel.

Históricamente, la práctica común nos dice que los países más desarrollados han tenido los precios de combustibles más altos, en tanto que los países subdesarrollados y otros que son productores y exportadores de petróleo han registrado beneficios de precios bajos de este insumo. Estados Unidos es el único país productor que rompió con este paradigma, ya que aun siendo un país altamente desarrollado goza de precios bajos.

En general el precio de las gasolinas en el mercado internacional se indexa por igual para todos los países, no obstante, la diferencia de precios entre los países radica en la variación de la tasa de impuestos y el grado de aplicación de subsidios.

Hasta el 31 de enero de 2016 la política de precios de los combustibles en México (gasolinas, diésel y combustóleo), no se determinaba por un mecanismo de oferta y de demanda como en una estructura normal de mercado. La responsabilidad de administrar la estructura de precios recaía en la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), quien realizaba un análisis técnico para determinar los precios de las gasolinas y el diésel. La SHCP se auxiliaba en un Comité de Productos Petrolíferos, Gas Natural y productos Petroquímicos, integrado por la Secretaría de Economía (SE), Secretaría de Energía (SENER), Petróleos Mexicanos (PEMEX) y sus organismos subsidiarios como vocales, y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) como asesor (CEESCO, 2017).

A partir del primero de enero de 2017, se registró en México un incremento a los precios de las gasolinas, que deriva de la liberación adelantada de los precios de dichos energéticos. De acuerdo con la información dada a conocer por las autoridades en la materia, el precio promedio de la gasolina magna se ubica en 15.9 pesos por litro (14.2% adicional), la gasolina Premium, se vende en 17.7 pesos por litro (20.1% más) y el diésel en 17.0 pesos, (16.5% de incremento), el crecimiento observado en los precios responde tanto a la estructura de precios con que se cuenta en el mercado mexicano, como al comportamiento de los precios de los combustibles en los mercados de referencia internacionales, alineados con los límites máximos de la banda de precios que se fijó durante el ejercicio fiscal de 2016 que requirió de estímulos fiscales para conseguir que los precios no superaran el límite máximo de la banda de flotación, así como la depreciación del tipo de cambio. Derivado de lo anterior, y dado que durante 2016 no se permitió que los precios fluctuaran más allá de la banda de flotación, al liberar los precios con la llegada del 2017, se observó un fuerte incremento derivado de los componentes de su estructura. (CEFP, 2017). En figura 1.4 se registra el comportamiento de los precios de

gasolinas Magna y Premium, así como del diésel desde 2010 hasta abril del 2017 en donde se destaca un fuerte incremento a partir de enero del 2017.

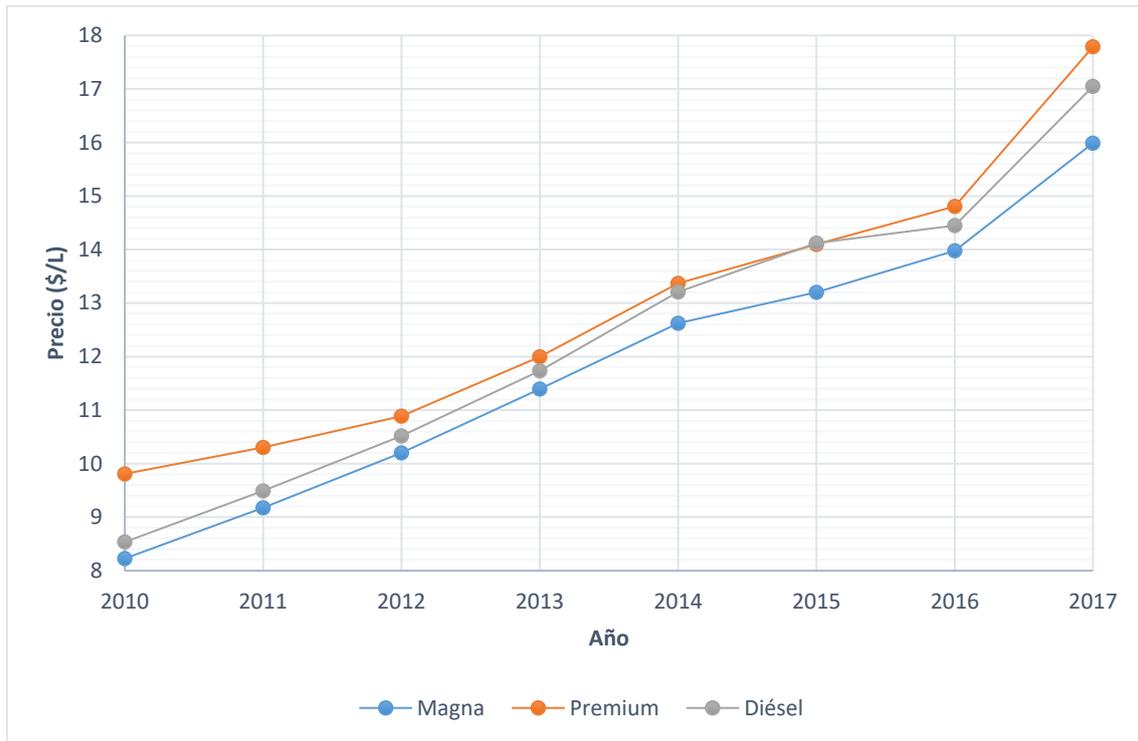


Figura 1.4. Registro de precios de gasolinas Magna y Premium y diésel.

### 1.6. Hipótesis.

- Ante la coyuntura en que se encuentra México, en su tendencia a la baja en los niveles de producción de petróleo de yacimientos convencionales, y sumando la subutilización de refinerías para la producción de combustibles y otros derivados, se espera que inversiones para la explotación de shale oil sirvan para modificar esta tendencia, reforzando la producción de petróleo, y en consecuencia reducir la dependencia con Estados Unidos en la importación de combustibles.
- Si se toma en cuenta que la zona de Burro-Picachos y Tampico-Misantla se encuentra ubicada cerca de las cuencas de Texas, donde ya se han realizado trabajos de exploración y producción de shale oil y shale gas, se puede considerar que la composición de shale oil y shale gas en ambas zonas geográficas no varía considerablemente, por lo que el tipo de hidrocarburos en territorio mexicano en la zona cercana a la frontera es similar al que se está explotando en Estados Unidos en el área de Texas

referida, lo que puede utilizarse como base para identificar las necesidades de infraestructura e inversión para el aprovechamiento integral de shale oil y shale gas en el norte de nuestro país.

### **1.7. Objetivo.**

Para un Caso de Estudio de características y dimensiones industriales, establecer el tipo de infraestructura y estimar las inversiones necesarias para el desarrollo de shale gas y shale oil en México, con una visión integral, desde los requerimientos para la exploración y producción de crudo y gas, hasta el aprovechamiento integral en refinerías o centros de procesamiento de gas y centros petroquímicos. Debido a que existen provincias geológicas donde se genera únicamente gas o únicamente petróleo, el enfoque del presente trabajo deberá centrarse solamente en uno de los dos hidrocarburos.

### **1.8. Alcance.**

Identificar y mostrar el estado del arte del desarrollo de shale oil o shale gas en otras regiones del planeta, para lograr una visión detallada del tema, con miras a su posible adaptación en México.

Determinar el tipo de infraestructura y estimar las inversiones necesarias para el desarrollo de shale gas o shale oil en México, con un enfoque integral que abarcará desde los requerimientos para la exploración y producción de crudo y gas en este tipo de reservas no-convencionales, hasta el aprovechamiento integral del crudo en refinerías o del gas en centros de procesamiento de gas y centros petroquímicos.

Para un Caso de Estudio de características industriales esperadas, establecer propuestas técnicas y económicamente factibles para la infraestructura necesaria para el desarrollo de shale gas o shale oil en México, a la luz de un análisis integral del entorno económico del corto y mediano plazos.

### **1.9. Estructura de la tesis.**

 **Capítulo 2.** En esta sección, se abordan los temas referentes a los aspectos técnicos de recursos convencionales y no convencionales de gas y petróleo que servirán de apoyo para la determinación del caso de

estudio. Asimismo, se mostrará el estado del arte del desarrollo de shale oil y shale gas en el mundo.

- ✚ **Capítulo 3.** En este apartado, se realiza un análisis para la selección del producto derivado de petróleo en función de las condiciones actuales del mercado nacional. Asimismo, se establecen los criterios para la definición del caso de estudio y el tratamiento en particular de cada uno de ellos. Por otra parte, se estiman los volúmenes de producción por año para shale oil que servirán de base para el diseño y tamaño del proyecto. Finalmente se establece la zona para la extracción de shale oil en México y se estiman los volúmenes de producción de sus combustibles derivados para las refinerías de Cadereyta y Madero.
  
- ✚ **Capítulo 4.** Aquí se desarrollan los aspectos técnicos e ingeniería para el cálculo de equipos primarios requeridos para la explotación de shale oil.
  
- ✚ **Capítulo 5.** En este bloque se presentan los requerimientos de infraestructura e inversión para el caso de estudio propuesto, realizando el costeo de equipos, servicios, permisos, rentas, etc. necesarios para el proyecto.
  
- ✚ **Capítulo 6.** En este capítulo se analiza la factibilidad de desarrollo del proyecto a partir del cálculo de la TIR y el VPN.
  
- ✚ **Capítulo 7.** Finalmente, en esta sección, se presentan las conclusiones y se hacen recomendaciones para trabajos futuros.

## **CAPÍTULO 2. ASPECTOS TÉCNICOS DE RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES DE GAS Y PETRÓLEO.**

### **2.1. Yacimientos convencionales de gas y petróleo.**

Los yacimientos de recursos convencionales se definen como grandes concentraciones de petróleo y gas que se encuentran almacenados entre dos sistemas rocosos de diferentes características geológicas estructurales. El sistema rocoso que se encuentra por debajo del yacimiento, tiene la propiedad de ser altamente poroso y permeable, por lo que favorece el flujo de los hidrocarburos desde el sitio de su formación hacia el lecho. Por otra parte, el domo del lecho está constituido por rocas de baja porosidad y permeabilidad, lo que evita el escape natural de los fluidos hacia la superficie (STATOIL, 2012). La extracción de petróleo y gas convencionales, se puede efectuar mediante la implementación de métodos de perforación tradicionales, utilizando un número reducido de pozos por cada área de perforación.

#### **2.1.1. Petróleo.**

Del latín Petroleum, aceite de roca. Líquido natural oleaginoso e inflamable, constituido por una mezcla de hidrocarburos que se presentan en la naturaleza, en lechos geológicos continentales o marítimos, ya sea en estado sólido, líquido o gaseoso, estas tres fases pueden pasar de una a otra por efecto de cambio de presión y temperatura. Es un recurso no renovable que se encuentra saturando la porosidad de las rocas (Servicio Geológico Mexicano, 2014).

Algunos de los constituyentes del petróleo son sólidos a temperaturas ordinarias de la tierra, sin embargo, la aplicación del calor para producir una pequeña elevación de la temperatura hará que tomen la forma líquida; aumentando el calentamiento hasta el punto de ebullición se convertirán en gases y vapores. Otros componentes son vapores de la temperatura ordinaria, pero la presión de la tierra que naturalmente se desarrolla dentro de las rocas que los contienen hará que los condense formando líquidos. Si se elimina esta presión se permitirá que el líquido vaporice nuevamente, siempre que no hay cambios en la temperatura. El petróleo líquido puede también convertirse al

estado sólido o gaseoso por evaporación, formando gases o vapores en las fracciones más ligeras y volátiles y, solidificándose en las fracciones más pesadas. Las formas sólidas y gaseosas son solubles en las formas líquidas, los cambios líquidos tales como la oxidación del petróleo líquido pueden también ser motivo de solidificación. En la naturaleza todas las variantes desde formas sólidas, duras y quebradizas, pasando por sustancias suaves y sedosas, semisólidos viscosos, líquidos pesados y viscosos, líquidos ligeros y volátiles de consistencia similar al agua, vapor y densos a ligeros, y gases casi inconfesables, pueden encontrarse asociados en una sola región al ocurrir cambios de presión, temperatura y otros cambios físicos o químicos, ocurriendo un reajuste continuo entre las diferentes fases o las mezclas de hidrocarburo (SGM, 2014).

El petróleo se compone principalmente de moléculas de carbono (93%-97%) y de hidrógeno (10%-14%). Adicionalmente contiene abundantes impurezas de compuestos orgánicos en los que intervienen elementos como nitrógeno (0.1%-2%), oxígeno (0.1%-1.5%) y azufre (0.5%-6%), así como trazas de metales y sus sales derivadas.

De acuerdo al tipo de series de hidrocarburos predominantes – parafinas (15%-60%), naftenos (30%-60%), aromáticos (3%-30%) y asfaltos (ThoughtCo., 2017) – y a la estructura del enlace químico que forman entre ellos, el petróleo se clasifica en parafínico, cuyo componente principal es la parafina ( $C_nH_{2n+2}$ ), nafténico, conformado principalmente por naftenos ( $C_nH_{2n+4}$ ), aromático, donde predomina la existencia de hidrocarburos aromáticos ( $C_nH_{2n+6}$ ), y asfáltico, cuyos componentes principales son los asfaltos ( $C_nH_{2n+8}$ ).

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo) (IMP, 2014) como petróleo ligero, mediano, pesado o extra pesado. A mayor valor de gravedad API, el petróleo es más ligero, siendo este el más requerido en el mercado, al tiempo de ser el más costoso. Los valores de gravedad API para cada tipo de crudo se muestran en tabla 2.1.

Tabla 2.1. Clasificación del crudo de petróleo en función de la gravedad API.

Tipo de petróleo crudo	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Gravedad API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 – 0.92	10.0 – 22.3
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
Ligero	0.87 – 0.83	31.1 – 39.0
Superligero	<0.83	>39

Fuente: (IMP, 2014)

De acuerdo al contenido de azufre, el petróleo crudo se clasifica como dulce, si su contenido de este elemento no excede del 0.5%. El petróleo dulce destaca por su relativa facilidad de manejo en los procesos de extracción refinación y transporte. Si el contenido de azufre en el crudo rebasa el 0.5%, este último se clasifica como amargo.

En México, para su exportación, se preparan tres variedades de petróleo crudo (tabla 2.2.):

Tabla 2.2. Tipos de cortes de crudo de petróleo en México.

Tipo de corte de petróleo crudo	Características
Istmo	Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.
Maya	Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.
Olmeca	Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.

### 2.1.2. Gas Natural.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos que se extrae asociada con el petróleo o de los yacimientos que son únicamente de gas. Sus componentes principales en orden decreciente de cantidad son el metano, etano, propano, butanos, pentanos y hexanos. Cuando se extrae de los pozos, generalmente contiene ácido sulfhídrico, mercaptanos, bióxido de carbono y vapor de agua

como impurezas. Las impurezas se eliminan en las plantas de tratamiento de gas, mediante el uso de solventes o absorbentes (SENER, 2016).

De acuerdo al tipo de yacimiento de donde se extrae, el gas natural se clasifica en asociado o no asociado. El gas asociado se encuentra en contacto o disuelto en el petróleo crudo del yacimiento que le dio origen, y puede ser clasificado a su vez como gas libre o gas en solución. Por otro lado, el gas no asociado se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales (SENER, 2016).

Al gas natural que contiene derivados del azufre, tales como ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros se le asigna el término de gas amargo, y se obtiene directamente de los yacimientos de crudo o de los diversos procesos de refinación. Por otra parte, al gas natural libre de ácido sulfhídrico, mercaptanos y otros derivados de azufre se le conoce como gas dulce y se obtiene generalmente “endulzando” el gas natural amargo utilizando solventes químicos, solventes físicos o adsorbentes.

Otros tipos de procesos alternativos generan gas natural con el propósito de comercializarlo. Tal es el caso del gas húmedo que se define como una mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso de eliminación de impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes son más pesados que el metano. Asimismo, el gas natural seco es el que se somete a un proceso de eliminación de hidrocarburos más pesados que el metano que se encuentran en pequeñas cantidades.

El gas natural representa aproximadamente el 47% de los combustibles utilizados en México y el 72% de su petroquímica se deriva del metano y etano contenido en el gas, de ahí la importancia de este recurso como energético y como petroquímico (IMP, 2014).

## **2.2. Yacimientos no convencionales de gas y petróleo.**

Los hidrocarburos extraídos directamente del sistema de rocas donde se encuentran atrapados, se les conocen como no convencionales. No existe una diferencia concreta entre los hidrocarburos convencionales y no convencionales (STATOIL, 2014). El término no convencional, frecuentemente se aplica a la

forma en la que se encuentran dispuestos los hidrocarburos no convencionales en la naturaleza y a los nuevos requerimientos en las tecnologías de extracción (IHS, 2012).

El petróleo y el gas natural contenidos en yacimientos no convencionales, se les conoce como shale oil (Petróleo o aceite de lutitas) y shale gas (gas de lutitas), respectivamente. Los yacimientos de shale gas y shale oil se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas y de muy baja permeabilidad, que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello. Para que el sistema funcione como yacimiento se requiere crear permeabilidad a través de la perforación de pozos horizontales que requieren fracturamiento hidráulico múltiple, para inducir el flujo de fluidos hacia el pozo (SENER, 2015).

### **2.2.1. Shale gas (Gas de lutitas).**

El gas de lutitas se encuentra en yacimientos compuestos predominantemente por esquistos o pizarras, que se caracterizan por ser rocas de baja permeabilidad, por lo que su producción en grandes cantidades requiere de técnicas avanzadas de fracturación para aumentar su permeabilidad y poder alcanzar los poros que almacenan el gas. Por todas estas características el gas de lutitas se clasifica como un recurso no convencional (De la Vega & Ramírez, 2014).

#### **2.2.1.1. Formación.**

El gas natural se gesta dentro de finos granos color negro que, al acumularse, forman rocas orgánicas o lutitas. La presión sedimentaria tiende a expulsar el mayor volumen de gas hasta la parte más porosa y permeable de la roca. El gas remanente atrapado en la roca se denomina shale gas, gas de lutitas, gas de esquisto o gas de pizarra (Estrada, 2013).

Las lutitas tienden a adherir capas delgadas de piedra arenisca, roca caliza o dolomía. Los sedimentos se forman por la acumulación de partes duras de organismos unidas por cementación. En la fase de entierro superficial, a pocos cientos de metros, el lodo se transforma en pizarra, cuyas bacterias se

alimentan de la materia orgánica disponible (normalmente menos del 5% y hasta un 10% del volumen de la roca) para liberar metano biogenético (Estrada, 2013).

El gas de lutitas también se forma en rocas enterradas entre los 450 y 5,000 metros, donde el calor y la presión sobre la materia orgánica forman moléculas de hidrocarburos y generan metano termogenético. Cada 1000 metros de profundidad añaden unos 30°C a la roca. Cuando la temperatura alcanza los 60°C, la materia orgánica se descompone en aceite y posteriormente se reduce a su constituyente más simple, metano.

La mayor parte de las reservas de gas natural y petróleo provienen de lutitas ricas en materia orgánica. El proceso de formación de las rocas a partir de sedimentos tiende a reducir la porosidad y aumentar la aglutinación de los materiales. Este proceso diagenético se inicia antes del reposo de los componentes, por lo cual los fragmentos que terminan formando las rocas pueden quedar cubiertos por capas de óxidos metálicos y arcillas a partir de minerales degradados.

### **2.2.2. Shale oil (Petróleo de Lutitas).**

El shale oil es un sistema de rocas de grano muy fino que contienen grandes volúmenes de material orgánico inmaduro, o kerógeno. Cuando el sistema se somete a un proceso de sepultamiento geológico a las temperaturas y presiones requeridas, durante un periodo de tiempo suficiente, se produce una sustancia oleosa con una estructura molecular compleja (Allix, Burnham et al, 2011).

La generación de petróleo de lutitas puede tardar millones de años a temperaturas de sepultamiento que oscilan entre 100°C y 250°C. Sin embargo, es posible acelerar el proceso, si se calienta la roca rica en kerógeno en forma más rápida y hasta alcanzar temperaturas más altas, lo que genera hidrocarburos líquidos en un periodo de tiempo más corto (Allix, Burnham et al, 2011).

#### **2.2.2.1. Formación.**

Las lutitas petrolíferas se forman en una diversidad de ambientes depositacionales. Entre estos ambientes se encuentran los lagos, las llanuras de

inundación de ríos, lagunas y zonas de las cuencas oceánicas profundas. Las lutitas pueden existir como capas sedimentarias secundarias o como acumulaciones gigantes, de cientos de metros de espesor, que cubre miles de kilómetros cuadrados (Allix, Burnham et al, 2011).

Conforme se acumulan partículas de lino y arcilla en los ambientes depositacionales, se tienden a formar capas delgadas conocidas como lámina. En un inicio las partículas de láminas presentan una distribución aleatoria en el espacio. Esta distribución desordenada deja un elevado porcentaje de espacio vacío, denominado espacio de poros, el cual es ocupado por agua. Con el transcurso del tiempo nuevas capas sedimentarias se apilan, compactando la primera capa de sedimento formado. Como consecuencia de este fenómeno, las partículas de limo y arcilla adoptan una alineación más paralela. Esta reordenación de los granos promueve una contracción del espacio de poros, expulsando gran parte del agua. Los espacios que quedan entre las partículas no permiten una circulación fácil de las soluciones que contienen el material cementante. Por consiguiente, las lutitas suelen describirse como débiles, ya que se encuentran poco cementadas y por lo tanto no litificadas (Maldonado, 2014).

### **2.3. Técnica de extracción de shale gas y shale oil (Fracking).**

Previo al proceso de perforación de un pozo petrolífero no convencional, es de suma importancia solicitar los permisos ambientales, regulados por la autoridad en cuestión, siempre en pro de la preservación del medio.

El primer paso para la extracción de hidrocarburos no convencionales es la construcción de la localización, la cual consiste en la preparación del área y la instalación de los equipos de proceso. Generalmente se realiza la instalación de 4 o más pozos petrolíferos por localización.

El montaje de los equipos se lleva a cabo en paralelo con una distancia de separación de 90 metros. Cada equipo instalado realizará la perforación de 2 pozos. Posteriormente se inicia la perforación del suelo hasta alcanzar una profundidad dentro de un intervalo de 350 a 400 metros con el propósito de cubrir en exceso los niveles en los que suelen estar alojados los recursos hídricos subterráneos y que deben ser aislados del pozo. En este paso, se induce a lo

largo del pozo una cañería de acero de alta aleación y gran espesor, conocida como Casing. Posteriormente se realiza el proceso de cementación que consiste en cubrir con cemento el espacio ubicado entre la cañería de acero y el pozo. Con esto se consigue aislar las napas de agua, al tiempo de proteger las capas de suelo. Seguidamente se hace pasar por dentro de la cañería, el trépano para continuar con la siguiente etapa del pozo (YPF, 2013).

En esta nueva etapa, se instala una nueva cañería de acero, utilizada para aislar el pozo y nuevamente se cementan las paredes. Las actividades de aislamiento y protección se llevan a cabo hasta alcanzar la formación geológica objetivo, es decir, el yacimiento de shale oil y shale gas.

Una vez terminado el pozo, los equipos de proceso se trasladan aproximadamente 30 metros en línea con el propósito de repetir la actividad en otro par de pozos. Con esto se consigue la construcción de cuatro pozos por localización y por lo tanto se asegura una mayor eficiencia en el proceso.

El siguiente paso es asegurarse de contar con una estructura de pozo completa y resistente con el objetivo de disminuir los riesgos en la operación. Enseguida se retiran las torres de perforación y un equipo especializado llega a la localización para realizar una estimulación hidráulica, mediante la cual se inyectará un fluido compuesto por un 95% de agua, 4.5% de arena y menos del 1% de aditivos. A través de un sistema de pulsaciones eléctricas se promueve la apertura de espacios en la cañería y el cemento en el fondo del pozo. Mediante el bombeo de agua a alta presión se generan canales hidráulicos en la roca. Con el propósito de evitar que los canales se cierren, se bombea arena sintética en forma de esferas, las cuales mantienen las fisuras abiertas y finalmente se coloca un tapón para evitar que el hidrocarburo fluya hacia la superficie. El procedimiento anterior se repite en diferentes secciones de la cañería (YPF, 2013).

Una vez finalizada la etapa de estimulación, se retiran los tapones, promoviendo el flujo del hidrocarburo a través de los canales abiertos. La presión natural del yacimiento empuja el agua y enseguida el hidrocarburo hacia la superficie. Es ahí donde se realizan una serie de instalaciones para controlar,

recibir y conducir el fluido con ayuda de sistemas de válvulas y cañerías hacia unidades de separación.

En esta última etapa se lleva a cabo una separación de los hidrocarburos en estado líquido y gas. El gas se envía a una planta de descompresión y posteriormente se conduce por una red de gasoductos. Así mismo, el petróleo se trasporta a baterías de tratamiento y finalmente a un sistema de destilación (YPF, 2013).

## **2.4. Revisión del estado del arte del desarrollo de shale oil y shale gas en otras regiones del planeta y en México**

### **2.4.1. Panorama internacional de shale oil y shale gas.**

Durante la última década, la implementación y el desarrollo de las técnicas de perforación horizontal y fracturación hidráulica han permitido la extracción y procesamiento de grandes volúmenes de petróleo y gas de shale en diferentes partes del mundo. Canadá, China, Argentina y Estados Unidos son los cuatro principales países en destinar recursos tanto tecnológicos como humanos en la producción comercial de volúmenes de hidrocarburos no convencionales, siendo Estados Unidos el mayor productor. Canadá es el único país además de Estados Unidos en producir petróleo y gas de shale. Por otra parte, China y Argentina producen pequeños volúmenes de shale gas y shale oil, respectivamente (EIA, 2014). En 2014, la tasa de producción de hidrocarburos no convencionales por parte de los cuatro países antes mencionados, fue mayor que la observada por la producción de hidrocarburos provenientes de sus yacimientos convencionales.

De acuerdo con datos de la EIA, en Estados Unidos, la producción de gas natural de shale en la región de Marcellus, se triplicó de un promedio de 4.8 MMpc/d en 2011 a un promedio de 14.6 MMpc/d en 2014. Por otra parte, la producción de petróleo de shale proveniente de las cuencas de Eagle Ford y Bakken, se incrementó de 0.4 millones de BD en 2011 a 1.1 millones de BD en 2014.

De igual forma, la producción de crudo proveniente de yacimientos no convencionales de las provincias de Alberta y Saskatchewan en Canadá, se duplicó de 0.2 millones de BD en 2011 a 0.4 millones de BD en 2014. El mismo

fenómeno se observó para la producción de gas natural de las cuencas de Montney, donde se extrajeron 3.9 MMpc/d en 2014, 2 MMpc/d más de los extraídos en 2011 (EIA, 2014).

En lo que respecta a China, se ha reportado una producción de gas de lutitas, proveniente de los yacimientos de Sichuan Basin de 0.16 MMpc/d, la cual representa un 1.5% de su producción total de gas natural. Finalmente, la empresa argentina Yacimientos Petroleros Fiscales (YFP) en conjunto con la compañía estadounidense Chevron, se encuentra realizando trabajos de producción de petróleo no convencional en el yacimiento de Loma Campana, dónde se extraen en promedio 20,000 BD (EIA, 2016).

Países como Algeria, Australia, Colombia, México y Rusia están destinando recursos para la exploración de yacimientos no convencionales, sin embargo, requieren del desarrollo de la infraestructura necesaria –Técnicas de perforación, mantenimiento de equipos de proceso, distribución de producto terminado, solicitud de permisos, regulaciones ambientales, aceptación social, etc.- para garantizar calidad y eficiencia en la explotación de este tipo de recursos.

#### 2.4.2. Reservas internacionales de shale oil y shale gas.

Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales abundan en la naturaleza y se encuentran distribuidos en todo el planeta. En la figura 2.1 se observa la distribución de las cuencas de petróleo y gas de shale con recursos estimados y no estimados en diferentes regiones del mundo.

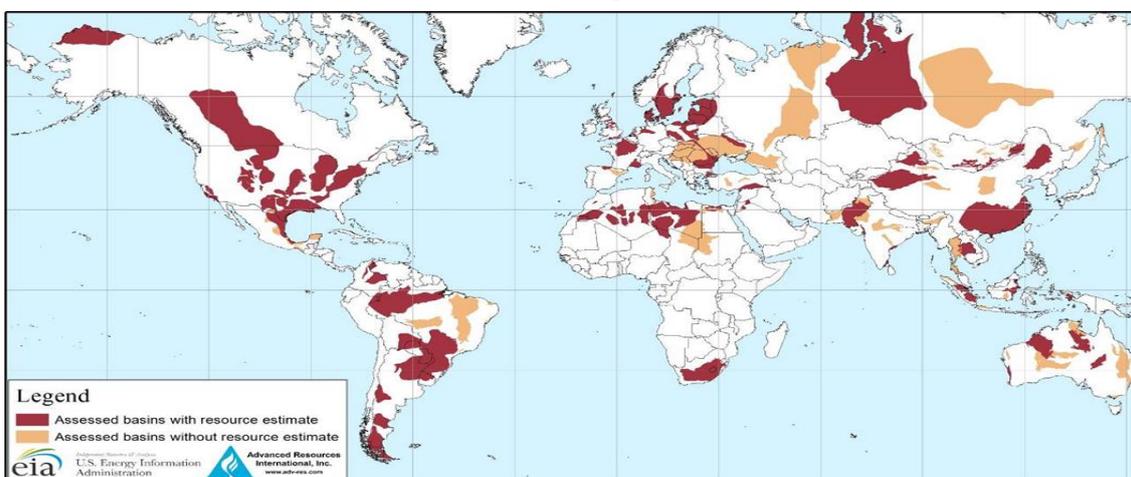


Figura 2.1. Distribución de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en el planeta (EIA,2014).

CAPÍTULO 2. ASPECTOS TÉCNICOS DE RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES DE GAS Y PETRÓLEO

Los recursos estimados de shale oil y shale gas en Estados Unidos y en aproximadamente 137 yacimientos distribuidos alrededor de 41 países, representan el 10% del petróleo crudo total del planeta y el 32% de gas natural del total disponible, tal como se observa en la tabla 2.3.

Tabla 2.3. Reservas internacionales de shale gas y shale oil.

	Crudo de petróleo (MMMb)	Gas natural húmedo (TCF)
<b>Recursos fuera de Estados Unidos</b>		
Shale oil y shale gas	287	6,634
Hidrocarburos convencionales	2,847	13,817
Total de recursos	3,134	20,451
Incremento del total de recursos desde la inclusión de shale oil y shale gas	10%	48%
Porcentaje total de shale	9%	32%
<b>Recursos en Estados Unidos</b>		
Shale oil y shale gas	58	665
Hidrocarburos convencionales	164	1,766
Total de recursos	223	2,431
Incremento del total de recursos desde la inclusión de shale oil y shale gas	35%	38%
Porcentaje total de shale	26%	27%
<b>Recursos globales</b>		
Shale oil y shale gas	345	7,299
Hidrocarburos convencionales	3,012	15,583
Total de recursos	3,357	22,882
Incremento del total de recursos desde la inclusión de shale oil y shale gas	11%	47%
Porcentaje total de shale	10%	32%

\*Fuentes: EIA, 2013

Más de la mitad de las reservas de petróleo de shale identificadas, se encuentran localizadas en Rusia, China, Argentina y Libia, mientras que las de gas natural se ubican en Argentina, Algeria, Canadá, México y China. Estados Unidos ocupa la segunda posición en reservas de shale oil y la cuarta en reservas de shale gas.

En la tabla 2.3 se reportan los volúmenes de shale oil y shale gas estimados en los 10 países que contienen mayores reservas de estos recursos no convencionales. Rusia se posiciona como el primer lugar en reservas de shale oil con 75 MMMb, mientras que México ocupa la octava posición con un volumen estimado de 13 MMMb. Por otra parte, el país con mayor cantidad de shale gas estimado es China con 1,115 TCF, mientras que México se posiciona sexto con un volumen de 545 TCF.

Tabla 2.4. 10 países con mayor número de reservas de shale oil y shale gas.

Shale oil			Shale gas	
Posición	País	Volumen (MMMb)	País	Volumen (TCF)
1	Rusia	75	China	1,115
2	Estados Unidos	58	Argentina	802
3	China	32	Algeria	707
4	Argentina	27	Estados Unidos	665
5	Libia	26	Canadá	573
6	Australia	18	México	545
7	Venezuela	13	Australia	437
8	México	13	Sudáfrica	390
9	Pakistán	9	Rusia	285
10	Canadá	9	Brasil	245
	Total	345	Total	7,299

\*Fuente: EIA, 2013

### 2.4.3. Antecedentes en México de procesos de extracción para shale oil y shale gas.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) inició trabajos exploratorios de hidrocarburos no convencionales a principios del año 2010, donde identificó cinco provincias geológicas con gran potencial para la producción de shale oil y shale gas. Una de las primeras provincias donde PEMEX realizó trabajos de perforación fue Emergente-1 en el bloque Olmos de la cuenca de Burgos, Coahuila (Oil & Gas Magazine, 2015).

En octubre del 2011, la empresa petrolera destinó recursos para la perforación de Precursor-1. Posteriormente invirtió sin éxito en la perforación de Nómada-1, sitio que resultó ser un hoyo seco. En un período de tiempo comprendido entre diciembre de 2011 y abril de 2012 se descubrió gas y

condensados en Habano-1, ubicado en el municipio de Hidalgo, Coahuila. Finalmente se perforó el pozo Montañés 1, localizado en Guerrero, Coahuila, donde se obtuvieron resultados de productor no comercial, lo que implicó nuevamente una inversión fallida (Oil & Gas Magazine, 2015).

En Anáhuac, Nuevo León, en enero de 2012 PEMEX abrió Arbolero-1, cuya producción de gas seco no obtuvo resultados económicos alentadores, debido a que el producto extraído era muy barato en el mercado. Su producción fue de 3.2 millones de pies cúbicos diarios y de seis pozos, en cinco se encontraron gas y solo dos con condensados (Oil & Gas Magazine, 2015).

En resumen, hasta principios de 2015, se tenía un promedio diario de 0.66 millones de pies cúbicos de gas seco por día; donde en Precursor-1 se reportó una producción promedio de 1.2 millones de pies cúbicos de gas seco diarios en 29 meses. En Hábito 1 se produjeron en promedio 3.5 millones de pies cúbicos diarios en 16 meses y en Anhélico, Tamaulipas se produjeron 0.89 millones de pies cúbicos diarios de gas en 13 meses (EIA, 2015).

#### **2.4.4. Prospectivas de shale oil y shale gas en México.**

De acuerdo con el Departamento de Energía de Estados Unidos, en México la prospectiva de hidrocarburos no convencionales (shale oil y shale gas) creció en 48% hasta alcanzar 681 Tera pies cúbicos (TPC) en 2010. Por su parte PEMEX estimó que el potencial de recursos no convencionales, específicamente el shale gas y el shale oil, es de 60 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Carriles, 2012).

La dependencia de PEMEX, dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos (PEMEX Exploración y Producción) ha realizado trabajos para 200 oportunidades exploratorias, sin iniciar propiamente con una explotación comercial.

En 2014, el director de PEMEX Exploración y Producción en turno anunció que el gobierno federal tenía un plan estratégico que implicaba una inversión de 3,000 MMUSD en los próximos 4 años cuyo propósito era la exploración de un total de 175 pozos en áreas donde existen petróleo y gas húmedo, continuando con la estrategia de explorar hasta 30 pozos por año (Arias, 2014).

Dadas las condiciones actuales en materia de hidrocarburos y precios de petróleo, en México se ha hecho necesario discutir la necesidad de que se explote el shale gas y el shale oil frente a otros proyectos que aparentan ser más atractivos en términos financieros. El desarrollo de campos de shale gas y shale oil para su explotación, que alcancen altos niveles de rentabilidad en un escenario de precios bajos, permitirá obtener aceptables márgenes de utilidad.

## **2.5. Aspectos ambientales.**

Las actividades de exploración y producción de yacimientos de hidrocarburos no convencionales han sido objeto de preocupación constante por parte de las principales instituciones y organismos internacionales dedicados a la preservación del ambiente, debido a que el desarrollo de estas actividades puede desestabilizar el equilibrio ambiental, así como atentar contra la salud del ser humano.

Como se ha mencionado previamente, el proceso más utilizado para la explotación de shale gas y shale oil es el fracturamiento hidráulico (Fracking), al cual se le han asociado efectos negativos al ambiente tales como la contaminación de mantos acuíferos, emisiones de gases y partículas contaminantes a la atmósfera, generación de sismos de baja magnitud, etc. El incremento generalizado en la producción de recursos no convencionales en Estados Unidos ha promovido la utilización del fracking con mayor frecuencia, por lo que se han desarrollado e implementado normas y regulaciones ambientales en pro de la protección del medio.

### **2.5.1. Posible contaminación de los mantos acuíferos.**

De acuerdo a investigaciones realizadas por la EPA (United States Environmental Protection Agency), las principales afectaciones a los mantos acuíferos que se generan como consecuencia del fracking son:

- a) En el proceso de perforación de los pozos petroleros, es posible que se produzcan grietas o fracturas, como resultado de una operación inadecuada de los equipos de proceso requeridos para el fracking, las cuales pueden crear una trayectoria de interconexión con los cuerpos de agua subterráneos cercanos al sitio de extracción

- b) Los mantos acuíferos con frecuencia presentan fracturas naturales en el fondo de su lecho, mismas que potencialmente se pueden activar con una mala operación del proceso de fracking, creando vías que comunican a la fractura natural promoviendo la migración de hidrocarburos y otros contaminantes.
- c) Otro riesgo latente ocurre con una fractura o grieta provocada por el fracking, se conecta con una fractura natural en un yacimiento convencional, provocando una contaminación mayor en los mantos acuíferos.
- d) Contaminación de los mantos acuíferos ocasionada por la interconexión de las fracturas provocadas con fracturas existentes de pozos viejos obsoletos que se utilizaron para la extracción de hidrocarburos convencionales.
- e) Se origina contaminación a los mantos acuíferos cuando se tiene una instalación inapropiada del revestimiento de cemento (casing), en donde ocurren agrietamientos que se conducen por toda la ruta del pozo hacia los mantos, permitiendo el flujo de los hidrocarburos y partículas contaminantes hacia la superficie.

La mayoría de las compañías que se dedican a la explotación de yacimientos de gas y petróleo, entendiendo la importancia que representa el agua para el ser humano, permanentemente se encuentran ocupados en el desarrollo de planes y acciones para la mitigación de riesgos con respecto al uso del agua. Por ejemplo, Chevron, una de las principales compañías petroleras, contempla en su organigrama un comité de responsabilidad en el uso del agua, encargada de reducir los volúmenes de este insumo en las operaciones de fracturamiento hidráulico. Por otro lado, se están esforzando en el uso de mantos acuíferos profundos, cuyas propiedades no son recomendables para el consumo humano y para su uso en el sector agrícola. Asimismo, Chevron, en sus operaciones en el campo de Marcellus, cuentan con plantas de tratamiento de aguas capaces de reciclar el 100% de sus flujos de retorno y en consecuencia reducir al máximo la circulación de camiones de transporte de agua (Chevron, 2017).

### **2.5.2. Riesgos Sísmicos.**

El rompimiento o fractura de las rocas que contienen el hidrocarburo no convencional, produce actividad sísmica. En la actualidad se han detectado dos tipos de actividades sísmicas inducidas como consecuencia del fracking: Sismos de baja intensidad que se producen mediante la activación de micro fracturas próximas a la localización del yacimiento y temblores de mayor magnitud que se inducen por la estimulación de fallas geológicas localizadas en la zona de explotación. Otra potencial causa de actividades sísmicas inducidas debido a la explotación de shale gas y shale oil está relacionada con que los fluidos residuales del proceso pueden actuar como lubricantes en los sistemas de fallas geológicas existentes, facilitando el deslizamiento entre ellas (Bereczki et al, 2015).

La magnitud de la actividad sísmica inducida obedece principalmente a los siguientes factores:

- Las características petrofísicas de la roca fracturada (factor de compresibilidad, módulo de corte, ductilidad, porosidad y temperatura), ya que, a mayor impacto de rompimiento de una roca frágil, se acumula una gran cantidad de energía que repercute directamente en la magnitud del sismo. Por otra parte, si la roca fracturada presenta un alto grado de ductilidad, el impacto se absorbe parcialmente y el evento sísmico inducido disminuye su probabilidad de ocurrencia.
- El tamaño de las fallas geológicas existentes: La actividad sísmica es directamente proporcional a la longitud de la falla geológica.
- El estado de tensión del sistema de fallas geológicas, ya que a mayor tensión la magnitud de temblor inducido se incrementa.

En la actualidad no se han reportado sismos inducidos de una magnitud mayor a 3 en la escala Richter, asociados directamente con la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales. La profundidad a la que ocurren los eventos sísmicos inducidos impide que los efectos de los mismos sean fuertemente perceptibles por el ser humano.

En consecuencia, a todo lo anterior, y en pro de reducir riesgos por eventos sísmicos en las operaciones de explotación de shale gas y shale oil, las compañías productoras están utilizando equipos de alta tecnología por un lado para la identificación certera de la existencia de recursos y de esta forma evitar perforaciones innecesarias. Por otro lado, también se utilizan herramientas tales como el “Seismic imaging”, el cual monitorea la sismicidad para controlar oportunamente la operación de perforación. En esta afectación Chevron, está trabajando con instituciones académicas como el Stanford Center for Induced and Triggered Seismicity, el Texas Bureau of Economic Geology Center for Integrated Seismicity Research (Chevron, 2017).

### **2.5.3. Grandes volúmenes de agua requeridos.**

En el proceso de fracturamiento hidráulico se requieren enormes volúmenes de agua, los cuales se bombean hasta el sitio de localización de los yacimientos de shale con el propósito de fracturar las rocas que contienen el hidrocarburo y permitir así su extracción.

En comparación con los procesos para los trabajos de agotamiento de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, en la explotación convencional de gas y petróleo crudo, los volúmenes de agua requeridos son bastante menores. Por ejemplo, para la explotación de recursos de shale de la provincia petrolera de Marcellus se requieren de 1 a 10 millones de galones de agua diarios por pozo, mientras que para la extracción de recursos convencionales en la provincia “Western Canadian Sedimentary Basin” se reportó el uso de 50,000 galones de agua por pozo (Sumi, 2010).

El transporte de millones de galones de agua requeridos por pozo se estima en 200 viajes de pipas, por lo tanto, para un requerimiento de 5 millones de galones de agua, se haría necesario realizar 200 viajes, incrementando el tránsito vehicular, provocando daños en carreteras y caminos y emitiendo sonidos desagradables afectando a las comunidades aledañas. Algunos ejemplos de requerimientos de agua para fracking utilizados en provincias petroleras de Estados Unidos se registran en figura 2.2 donde se observa que la provincia en la que se destinan mayores recursos de este insumo es Haynesville en Texas, con un promedio de 5.7 MMgal diarios por pozo.

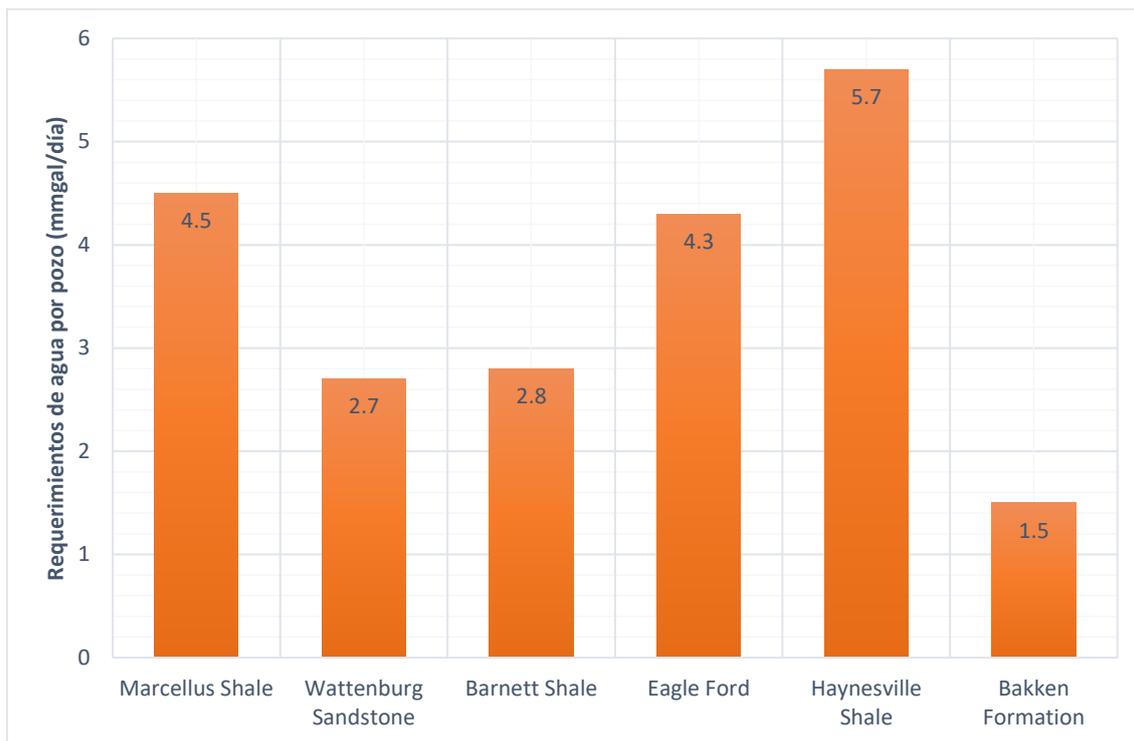


Figura 2.2. Millones de galones de agua /día requeridos por pozo para el proceso fracking en provincias petroleras de Estados Unidos. (USGS, 2016).

Las acciones de mitigación ambiental se están abordando de la misma forma de acuerdo al punto 2.5.3. en su parte final.

#### **2.5.4. Exposición ambiental de sustancias químicas peligrosas.**

El fluido utilizado en el proceso fracking para el rompimiento de los sistemas rocosos que contienen los recursos de shale, se compone de una mezcla de agua, arena y una amplia gama de compuestos químicos que cumplen diferentes funciones en el proceso. Una de las principales preocupaciones por parte de agencias e instituciones internacionales dedicadas a la protección del medio es que sustancias químicas indeseables contaminen los cuerpos de agua subterráneos.

Las afectaciones ambientales por la exposición de compuestos químicos pueden ocurrir de diferentes formas como el derramamiento de los fluidos de fracturamiento, los cuales pueden llegar a depositarse en el cuerpo de los trabajadores ocasionando lesiones severas. Así también ecosistemas acuáticos son afectados por derrames.

Para disminuir los riesgos ambientales por la exposición de compuestos químicos y radioactivos, la práctica común de las compañías petroleras es el confinamiento de estos residuos en fosas especiales o tanques de almacenamiento de acero. Posteriormente, estos residuos se someten a análisis fisicoquímicos y se le asigna un tratamiento de acuerdo a las regulaciones ambientales.

#### **2.5.5. Otros riesgos ambientales.**

En la perforación de pozos petrolíferos, es necesario habilitar grandes hectáreas de tierra a una determinada elevación sobre la superficie del suelo. De igual forma se requiere el desarrollo de la infraestructura necesaria – caminos, tuberías, gasoductos, oleoductos, bombas, compresores, y otros equipos de proceso- para el transporte del petróleo y del gas natural, extraídos del pozo, hacia los centros de almacenamiento. Entre más grandes sean los requerimientos en términos de espacio para la instalación de los pozos, las afectaciones al ambiente son mayores, ya que como parte de la preparación del terreno es necesario llevar a cabo ciertas actividades tales como excavaciones, tala de árboles, detonaciones, etc. (Zoback et al., 2010).

Otro riesgo latente de contaminación ambiental se encuentra directamente asociado con los sistemas de transporte de los hidrocarburos y con diversos equipos de proceso tales como compresores y bombas, debido a que se producen emisiones de gases contaminantes como óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre y dióxido de carbono. Así mismo, grandes cantidades de gas natural y de compuestos orgánicos altamente volátiles pueden fugarse hacia la atmósfera, debido al proceso de extracción y crear escenarios negativos y de gran preocupación en torno a la calidad del aire.

Una gran variedad de tecnologías y buenas prácticas de operación son objeto de estudio de los principales interesados en la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Estas tecnologías y buenas prácticas tienen como principales objetivos reducir las emisiones de gases contaminantes hacia la atmósfera, disminuir la cantidad de agua requerida en el proceso

mediante la implementación de sistemas de tratamiento de aguas, minimizar el impacto de las actividades inherentes al desarrollo de gas y construir barreras de sonido para prevenir la contaminación acústica.

## 2.6. Aspectos regulatorios.

Como se ha destacado previamente, la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, principalmente de shale oil y shale gas ha sido una preocupación constante por parte de organismos e instituciones internacionales de protección al ambiente, así como de compañías dedicadas a la explotación de estos recursos, debido a los riesgos ambientales inherentes a los procesos de perforación, extracción y producción. Algunos de los principales países productores de shale gas y shale oil han desarrollado un marco regulatorio, destacando los protocolos de seguridad y buenas prácticas de operación que deben llevarse a cabo en pro de minimizar riesgos y efectos perniciosos al ambiente. En la tabla 2.5. se presenta un compendio de las principales instituciones por país que tienen la responsabilidad de desarrollar y emitir las normas necesarias y dirigidas a la conservación del ambiente, a la disminución de riesgos en operación, salud del trabajador, etc.

Tabla 2.5. Instituciones que norman las actividades de explotación de gas y petróleo en varios países.

País	Instituciones
Estados Unidos de Norteamérica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>The Department of the Interior.</b> Regula la extracción de petróleo y gas en terrenos federales.</li> <li>• <b>The Bureau of Land Management.</b> Regula la explotación de petróleo en las etapas de exploración, producción en propiedades federales.</li> <li>• <b>The Office of Natural Resources.</b> Establece los lineamientos para el pago de las cuotas que se deben cubrir al gobierno por la explotación en tierra y en mar de gas y petróleo.</li> </ul>
Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Oil and Gas Authority (OGA).</b> Es la entidad responsable de establecer las licencias y regulaciones para la producción de gas y petróleo.</li> <li>• <b>The Secretary of State for Energy and Climate Change.</b> Es responsable de verificar el cumplimiento y aplicación de las normas y legislaciones de la Ley del Petróleo de 1998.</li> <li>• <b>The Office of Unconventional Gas and Oil.</b> Organismo responsable de establecer los lineamientos para la recuperación de las áreas</li> </ul>

CAPÍTULO 2. ASPECTOS TÉCNICOS DE RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES DE GAS Y PETRÓLEO

Reino Unido	<p>utilizadas para los trabajos de perforación y producción de gas y petróleo.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>The Environmental Agency.</b> Regula todas las operaciones para la explotación de gas y petróleo en tierra.</li> <li>• <b>The Health and Safety Executive (HSE).</b> Tiene como finalidad reforzar las leyes en materia de salud, seguridad y disminución de riesgos.</li> </ul>
Canadá	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>NEB.</b> Organismo que regula los tratados para el comercio nacional e internacional que incluyen importaciones, exportaciones y transporte de recursos naturales.</li> <li>• <b>Canadian Environmental Assessment Agency.</b> Proporciona evaluaciones ambientales para el apoyo del desarrollo de proyectos específicos.</li> <li>• <b>Department of Fisheries and Oceans.</b> Ofrece programas y servicios que incluyen el monitoreo de la contaminación en cuerpos de agua.</li> </ul>
China	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>The National Development and Reform Commission (NDRC).</b> Tiene la autoridad de regular todo tipo de proyectos que incluyen los proyectos de explotación de gas y petróleo.</li> <li>• <b>The Ministry of Land and Resources (MLR).</b> Se encarga de concesionar las licencias para la explotación de petróleo.</li> <li>• <b>The Ministry of Commerce (MOFCOM).</b> Tiene la autoridad de aprobar los esquemas de negocio para el comercio internacional.</li> <li>• <b>The Ministry of Environmental Protection.</b> Se encarga de establecer el aparato regulatorio en pro de la preservación del ambiente.</li> <li>• <b>The State Administration of Work Safety.</b> Se encarga de establecer las normas para proteger la seguridad de los trabajadores.</li> </ul>
México	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).</b> Es responsable de supervisar y regular las actividades para la explotación de hidrocarburos (Gas y petróleo).</li> <li>• <b>Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).</b> Supervisa y regula los aspectos de seguridad y protección ambiental concernientes a la explotación de gas y petróleo.</li> <li>• <b>Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS).</b> Regula y supervisa las actividades de explotación de gas natural.</li> <li>• <b>Comisión Reguladora de Energía (CRE).</b> Expide los permisos relacionados con las actividades de producción de gas. Adicionalmente supervisa e inspecciona las leyes, regulaciones y normas oficiales mexicanas.</li> </ul>

### CAPÍTULO 3. DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.

#### 3.1. Análisis y selección del producto derivado de petróleo en función de las condiciones actuales del mercado nacional.

Es bien sabido que, en la industria petrolera, existe una amplia diversidad de productos derivados, los cuales se utilizan como precursores de diferentes procesos industriales tales como la producción de combustibles, plásticos, medicamentos, cosméticos, detergentes, pinturas, lubricantes, etc., así como también sirven como insumos para diversos sectores productivos como es la industria del transporte, y apoyo importante para el sector agropecuario.

Previo a la definición del caso de estudio, es indispensable la selección del producto petroquímico que sentará la base para la estimación y proyección de los volúmenes de producción por año para shale oil o shale gas, así como la determinación del sitio de extracción y el estudio de los requerimientos de infraestructura e inversión.

##### 3.1.1. Descripción genérica de productos propuestos y status de mercado para la definición del caso de estudio.

Previo al análisis de los productos que se proponen para el desarrollo de este proyecto, se muestra en el gráfico 3.1 el porcentaje de diferentes productos refinados de una muestra típica de petróleo.

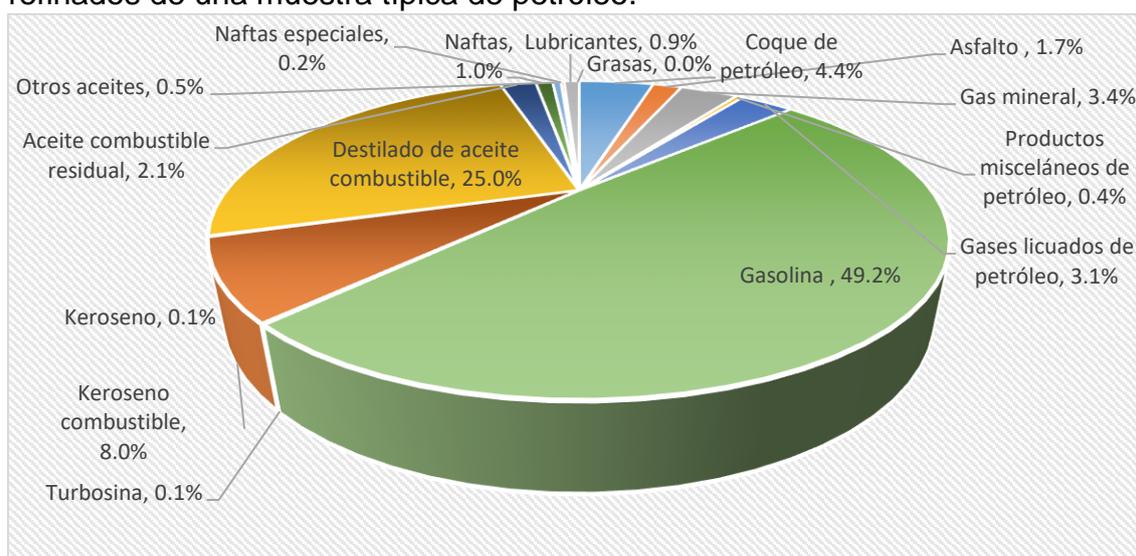


Figura 3.1. Demostración esquemática del contenido de diferentes compuestos en una muestra típica de petróleo (COLORADO SCHOOL OF MINES, 2016).

Es destacable que el producto que se refina en mayor cantidad son las gasolinas. Sin embargo, en la práctica mundial y nacional de los productores de petróleo, se procesan aproximadamente un 40% (Figura 3.1) de derivados de diferentes características fisicoquímicas, los cuales también son importantes ya que sirven de apoyo en el desarrollo de diferentes sectores productivos, además de que por sí solos representan una atractiva opción de inversión.

### 3.1.1.1. Combustibles (Gasolina, Diésel UBA, Combustóleo, Turbosina, Queroseno, Otros).

De acuerdo a estimaciones de PEMEX y a pesar de los esfuerzos del gobierno federal, principalmente mediante la aplicación de la reforma energética del 2013, el programa de producción de crudo se ha mantenido a la baja en los últimos años (Figura 3.2). El poco interés de inversionistas locales y extranjeros en proyectos de baja rentabilidad ha provocado una decreciente producción de la petrolera al presentarse una baja de 100 mil barriles diarios, hasta un promedio de 2.130 millones de barriles por día (PEMEX, 2016).

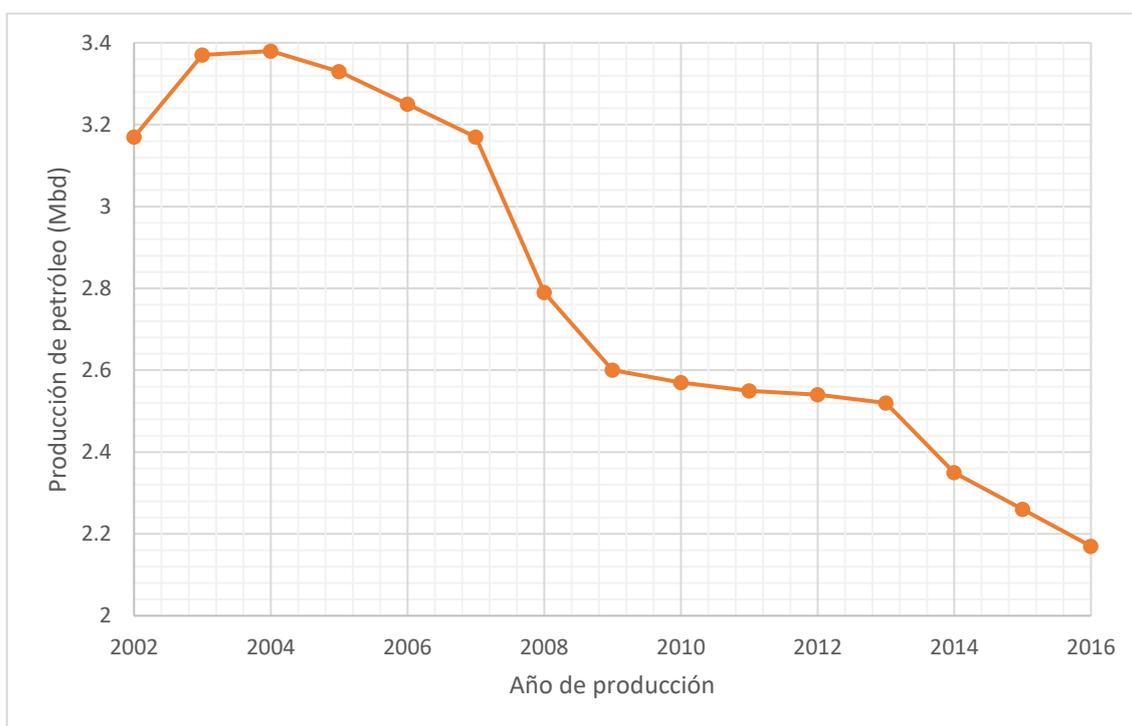


Figura 3.2. Registros de producción de petróleo de PEMEX (2002-2016).

En consecuencia, y debido a las condiciones de producción de crudo como se cita arriba, la producción de combustibles principalmente de diésel y

gasolinas se ha agravado notablemente (Figura 3.3.), ya que como se mostró en figura 3.1, dichos productos representan aproximadamente el 60% de los derivados que se pueden procesar del petróleo crudo. Desafortunadamente, la limitación más importante es la capacidad instalada de refinerías, debido a que a pesar de que México cuenta con seis refinerías, los niveles de producción son tan bajos que equivalen a tener sólo dos refinerías en operación. Esto resulta poco alentador tomando en consideración el hecho de que la demanda de gasolina, diésel y turbosina no disminuye y una de las razones principales es el incremento constante en la demanda de automóviles y otros medios de transporte (Ruíz, 2016a).

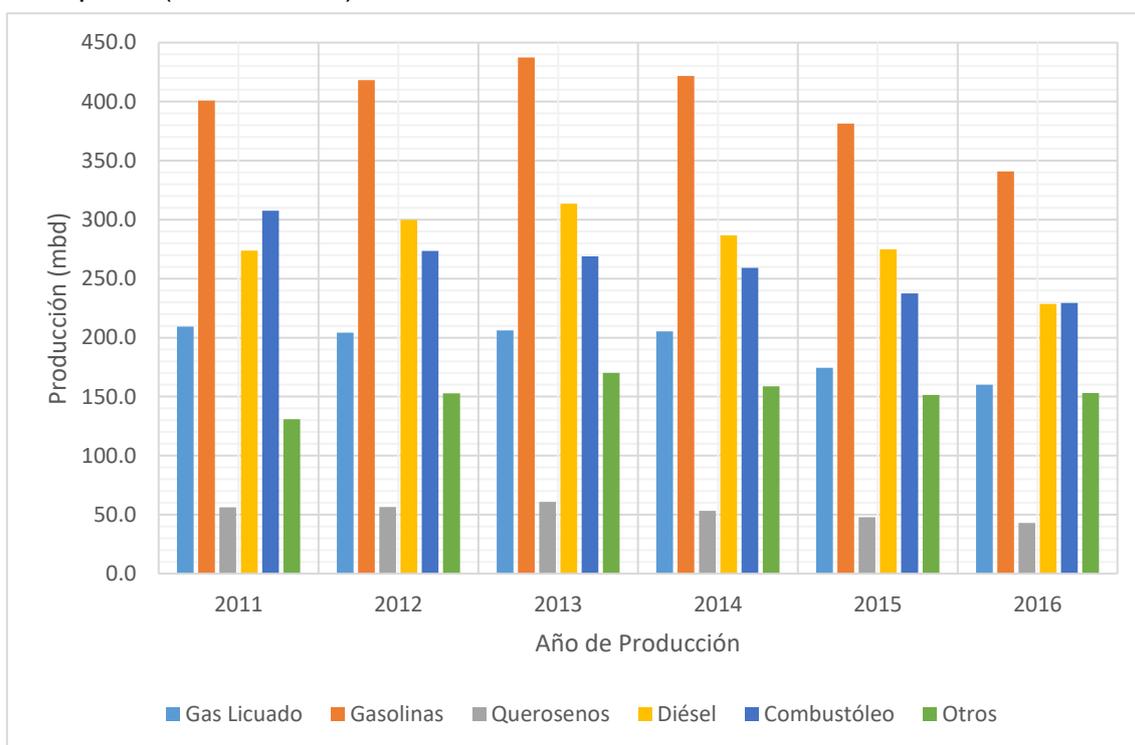


Figura 3.3. Registro de producción de petrolíferos de PEMEX (2011-2016).

### 3.1.1.2. Gas Natural.

Por otra parte, en el caso de la producción de gas natural, no haremos ni análisis ni reseña histórica de este producto que, por mucho, se sabe que se han cometido infinidad de desaciertos por parte de la regencia de nuestra principal productora de hidrocarburos PEMEX y del gobierno federal. Luego entonces nos enfocaremos a hechos recientes para establecer el panorama actual.

Por varios años la paraestatal petrolera mexicana, había registrado un aumento sostenido en su producción de gas natural, sin embargo, desde

mediados del 2015 a la fecha, ha presentado una caída de producción muy importante de este insumo proveniente de la cuenca de Burgos. Así mismo la paraestatal reportó que en el primer tercio del año 2016, Burgos produjo 981 MMpcd, por debajo de los 1000 MMpcd que se produjeron en la última década, ya que, en este periodo, la producción de gas en este campo promedió 1,455 MMpcd en contraste con los 1,515 MMpcd registrados en 2009 (Tapia, 2016).

En resumen, la producción nacional de gas natural mantiene un comportamiento a la baja (Figura 3.4), debido a que la mayoría de sus proyectos han disminuido su productividad como se muestra en tabla 3.1.

Tabla 3.1. Caída en la producción nacional de gas natural en las principales cuencas del país.

Región	Caída en la producción (%)
Veracruz	53.4
Cantarell	36
Burgos	27.6
Ankatún-Pol-Chuc	21.3

La principal causa de la caída en la producción nacional de gas natural (Figura 3.4) se debe principalmente al recorte de presupuesto para nuevas inversiones en el sector, aplicados por el consejo de administración de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, que afectó directamente las actividades de perforación y terminación de construcción de pozos e instalaciones en las regiones mencionadas en tabla 3.1.

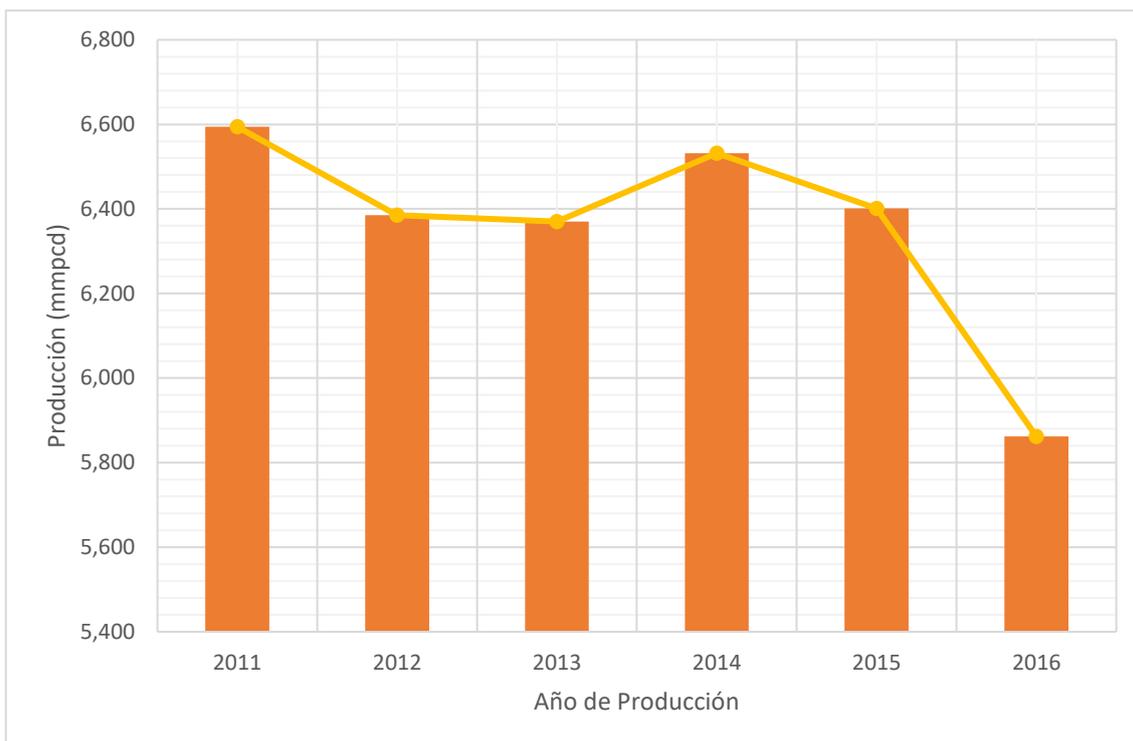


Figura 3.4. Registros de producción de gas natural de PEMEX (2011-2016).

### 3.1.2. Implicaciones ambientales, económicas y políticas que provocan la caída en la producción de combustibles.

Otra de las razones de la caída en la producción de combustibles en general, tiene que ver directamente con la exigencia de regulaciones más estrictas en materia ambiental y para el cumplimiento de estas nuevas normas se requiere del desarrollo e innovación de nuevas tecnologías para su refinación, por lo que se requieren fuertes inversiones para las modificaciones y mejoras requeridas en las refinerías.

Para reforzar lo anterior se han establecido a nivel mundial y local, normas, legislaciones y acciones, desde las diferentes ópticas e intereses de cada país en particular para la reducción de las concentraciones de partículas contaminantes del aire, principalmente del azufre. En México con el objetivo de contribuir a la conservación del ambiente se han acotado sus especificaciones, las cuales se encuentran establecidas en la NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, que exige que el contenido de azufre en el diésel se sujete a una concentración no mayor de 15ppm (SEMARNAT, 2006).

Es inevitable, incluir el enfoque financiero debido al cambio de administración en Estados Unidos, ya que representa una de las principales preocupaciones a corto plazo para el gobierno mexicano en cuanto a la producción de gasolina y diésel se refiere, debido a que el Tratado de Libre Comercio de Norteamérica no incluyó las gasolinas y si se quisiera establecer un impuesto a la exportación del combustible, no se tendrán muchas opciones, por lo tanto será preferible pagar combustibles al precio que sea antes de frenar el desarrollo del país por escasez de los mismos (Ruíz, 2016b).

La depreciación del peso y el alza sostenida en el costo de la gasolina en Estados Unidos, de donde se importa alrededor de la mitad del consumo nacional del combustible, están provocando un incremento de precio en México de alrededor de 22.5 por ciento, una vez que a partir del primero de enero del 2017 se inició la liberación del mercado nacional (González, 2016a).

Con la depreciación del peso de 18% en el 2016 y el mayor precio de la gasolina en Estados Unidos, como consecuencia del alza en las cotizaciones del petróleo, cambió fuertemente el escenario previsto por el gobierno federal cuando decidió proponer que se adelantara de 2018 a 2017 la liberación del mercado de gasolina, planteamiento que fue aprobado por el Congreso en la ley de ingresos para el año 2017 (González, 2016b).

### **3.1.3. Propuesta de solución de coyuntura al problema de abastecimiento de crudo y combustibles.**

El análisis anterior sustentado en datos e informaciones confirmadas y actualizadas por fuentes oficiales, nos proporciona argumentos sólidos para concluir que los productos derivados como son gasolinas, diésel, turbosina, etc. así como el gas natural, representan una opción interesante de negocio en el campo de los combustibles en México. Sin duda, en la situación y condiciones actuales de este mercado, sería recomendable que el gobierno mexicano, la paraestatal e inversionistas locales y extranjeros se esfuercen por desarrollar proyectos de infraestructura para incrementar la producción de crudo a corto plazo y reducir gradualmente la dependencia internacional en el abastecimiento de combustibles. En tal circunstancia creo que una opción importante de corto plazo para apoyar el incremento en la producción de crudo y sus derivados, sería

el desarrollo de proyectos para la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales (shale oil y shale gas), aprovechando los avances tecnológicos en la técnica de fracturación hidráulica.

No resulta ocioso destacar nuevamente que el petróleo, desde su descubrimiento ha sido un factor determinante en las actividades productivas del ser humano, ya que con el desarrollo e implementación de nuevas tecnologías se ha logrado diversificar la producción de sus derivados, obteniendo una amplia gama de productos de mejor calidad que se adapten a las nuevas condiciones de vida del hombre.

### **3.2. Selección y justificación de los criterios para la determinación del caso de estudio.**

En este apartado, se establecen y se explican los criterios de mayor relevancia tales como reservas petroleras identificadas en México, Cadenas de valor generadas por el gas natural y por el petróleo, localización de la zona de extracción, infraestructura municipal, impacto ambiental y marco normativo para la determinación del caso de estudio.

#### **3.2.1. Reservas petroleras identificadas en México.**

En México se ha reportado la existencia de 48 Provincias Geológicas, de las cuales 23 cuentan con sistemas petroleros. De estas 23 provincias geológicas, las siguientes 12 (Tabla 3.2) se definen como provincias petroleras con sistemas activos (SENER, 2017):

Tabla 3.2. Características de producción de las provincias petroleras de México.

Provincia petrolera	Características de producción
Sabinas-Burro-Picacho	Se caracteriza por la producción de gas seco
Burgos	Principal productora de gas no asociado
Tampico-Misantla	Principal productora de aceite.
Veracruz	Es productora principalmente de gas y aceites.

CAPÍTULO 3. DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

Provincia petrolera	Características de producción
Cuencas del sureste	Productora de aceite más importante del país.
Golfo de México profundo	Se ha confirmado la presencia de aceite con la perforación de los pozos Trión-1, Supremos-1 y Maximino-1, mientras que en el Cinturón Plegado Catemaco se ha descubierto gas. Por otro lado se ha descubierto aceite extra-pesado en el campo Tamil.
Plataforma de Yucatán	Se compone de rocas generadoras carbonatadas y sólo se ha reportado producción en Belice y Guatemala.
Cinturón Plegado de Chiapas	Se caracteriza por la producción comercial de aceite y condensados.
Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental	Se cuenta con información insuficiente de recursos prospectivos de hidrocarburos.
Chihuahua	A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos y se considera de potencial medio-bajo. No se cuenta con información actualizada del potencial de recursos.
Golfo de California	Se ha probado la existencia de gas seco. La información sobre el potencial de recursos no se encuentra actualizada.
Vizcaino-La Purísima-Iray	No existe estimación de recursos potenciales por falta de información sobre la existencia de hidrocarburos.

\*Fuente: Plan Quinquenal de Licitaciones (SENER,2017).

	Provincias con potencial para la extracción de gas.
	Provincias con potencial para la extracción de petróleo.
	Provincias sin información suficiente.

De acuerdo a estimaciones de la SENER (2017), 112,833 MMb de recursos petroleros no han sido descubiertos, de los cuales un 47% se estima corresponden a yacimientos de hidrocarburos convencionales, mientras el 53% representa el potencial de yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Así mismo, la paraestatal reporta que el país cuenta con 37,405 MMb de recursos descubiertos comerciales. En la tabla 3.3 se observa que, dentro de los recursos petroleros identificados, las provincias que destacan por contar con un potencial prometedor de hidrocarburos son las Cuencas del Sureste con 14,466 MMb y la

de Tampico-Misantla con 2,347 MMb de recursos convencionales y 34,922 MMb de hidrocarburos no convencionales.

Tabla 3.3 Recursos petroleros identificados en México.

Provincia Petrolera	Producción acumulada (MMb)	Recursos prospectivos (MMb)	
		Convencionales	No convencionales
Sabina-Burro-Picachos	94.8	395	13950
Burgos	2275	3204	10770
Tampico-Misantla	7245.8	2347	34922
Veracruz	823.3	1432	563
Cuencas del Sureste	46653	14466	
Golfo de México Profundo		27835	
Plataforma de Yucatán		1778	
Cinturón Plegado de Chiapas	22	1172	
Total	57676	52629	60204

En el rubro de producción acumulada, de las 12 provincias petroleras identificadas, Cuencas del Sureste se posiciona como la provincia que produce mayor cantidad de recursos hidrocarburos con 46,653 MMb, seguida por Tampico-Misantla con 7,245.8 MMb y de Burgos con 2,275 MMb, Mientras que, en Golfo de México profundo, Plataforma de Yucatán y Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental no se reporta producción.

En conclusión, tomando como base los datos de recursos prospectivos y el tipo de hidrocarburo (gas o petróleo crudo) con potencial de extracción en las diferentes provincias petroleras en México conocidas, se determina que el shale oil representa una opción atractiva para incrementar la producción de petróleo e hidrocarburos ligeros (Gasolina UBA, diésel UBA, turbosina, etc.).

### 3.2.2. Cadenas de valor generadas.

#### 3.2.2.1. Cadena de valor para gas natural.

Es de reconocer que el gas natural por sí mismo representa un insumo primordial en varias actividades productivas del hombre. Sin embargo, las cadenas de valor generadas por éste se enfocan principalmente en la generación de energía. Por otra parte, también se utiliza como insumo en la producción de precursores para plásticos y otros productos. En la figura 3.5. se resumen las principales cadenas de valor a partir del gas natural.

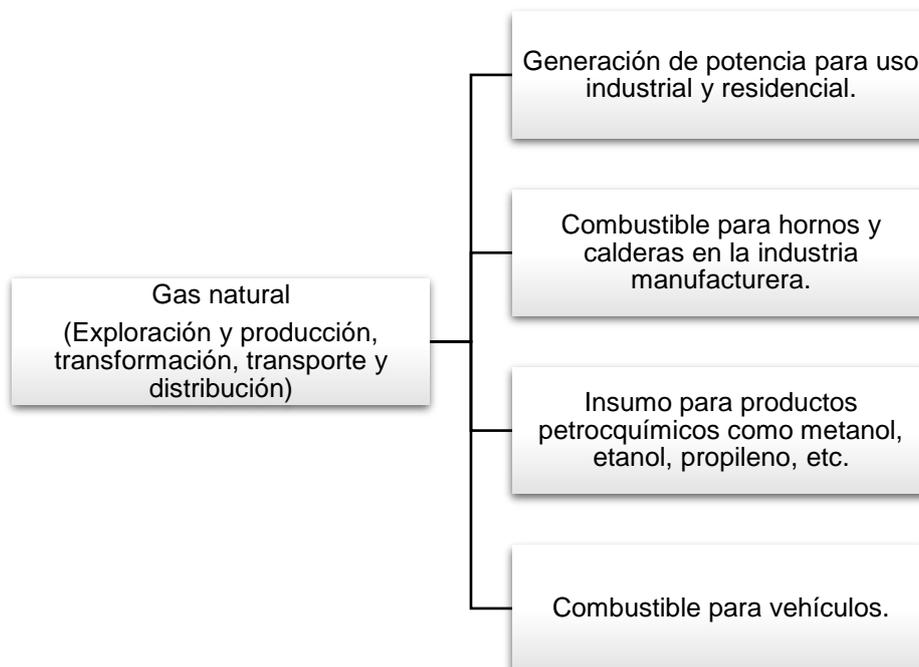


Figura 3.5. Cadenas de valor a partir del gas natural

#### 3.2.2.2. Cadena de valor para petróleo.

A través del tiempo, la refinación del crudo de petróleo, se ha ido desarrollando y diversificando en infinidad de productos que se han utilizado como precursores de cadenas de valor para diferentes sectores productivos de la sociedad y ha sido interés permanente de compañías petroleras potencializar la generación de una amplia gama de productos nuevos. Cabe destacar que la cadena de valor que históricamente ha sido más importante y que continúa siendo primordial es la producción de combustibles, principalmente gasolina, la cual representa el 49% de la refinación del crudo y como se mencionó en la

sección 4.1.1., el 50% restante lo representan derivados de diferentes características fisicoquímicas. En figura 3.6. se representan las cadenas de valor más importantes generadas a partir del petróleo.

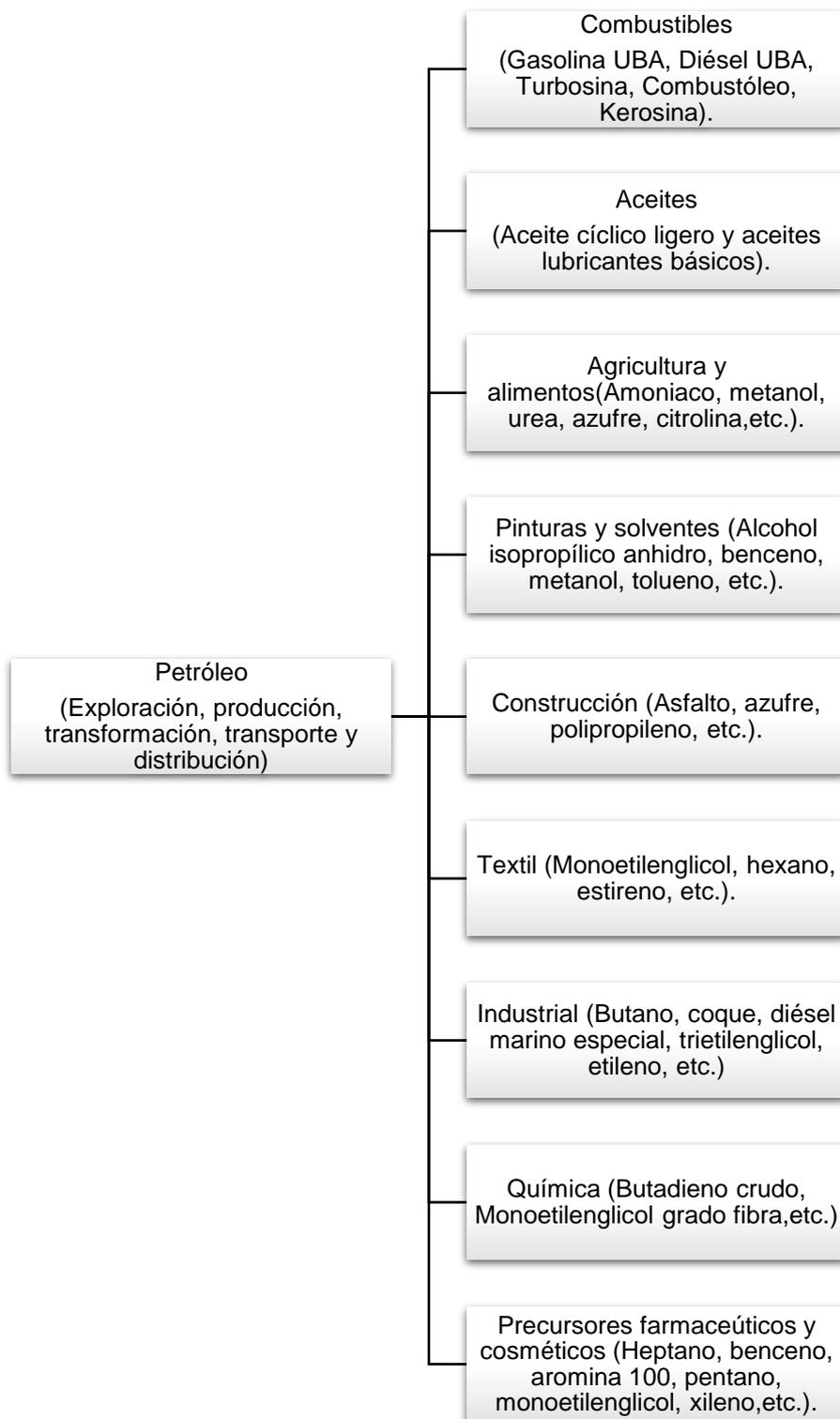


Figura 3.6. Cadenas de valor a partir de petróleo.

Realizando una comparación entre figuras 3.5 y 3.6 que reflejan la cantidad y tipo de cadenas de valor, resulta evidente que las cadenas de valor del petróleo superan en cantidad y diversificación a las generadas por gas natural. La información anterior permite soportar la decisión para la determinación del caso de estudio, el cual se enfocará en la producción de shale oil con el propósito de incrementar la producción nacional de gasolinas, diésel y otros combustibles.

### 3.2.3. Localización de la zona de extracción de shale oil.

Una de las principales razones para definir la zona de localización para el campo de extracción de shale oil, se basa en la prospectiva de este recurso en la provincia de Tampico-Misantla, ya que como se mencionó anteriormente, esta zona registra el mayor potencial de recursos prospectivos no convencionales, estimados en **34,922 MMb**.

Una segunda razón de importancia es la relativa cercanía de esta provincia petrolera con la refinería Francisco I. Madero, ubicada en Tampico, Tamaulipas (Punto más cercano: 25km - Punto más lejano: 281km) y con la refinería Héctor R. Lara Sosa (Punto más cercano: 290km – Punto más lejano 704km), localizada en Cadereyta, Nuevo León (Figura 3.7).

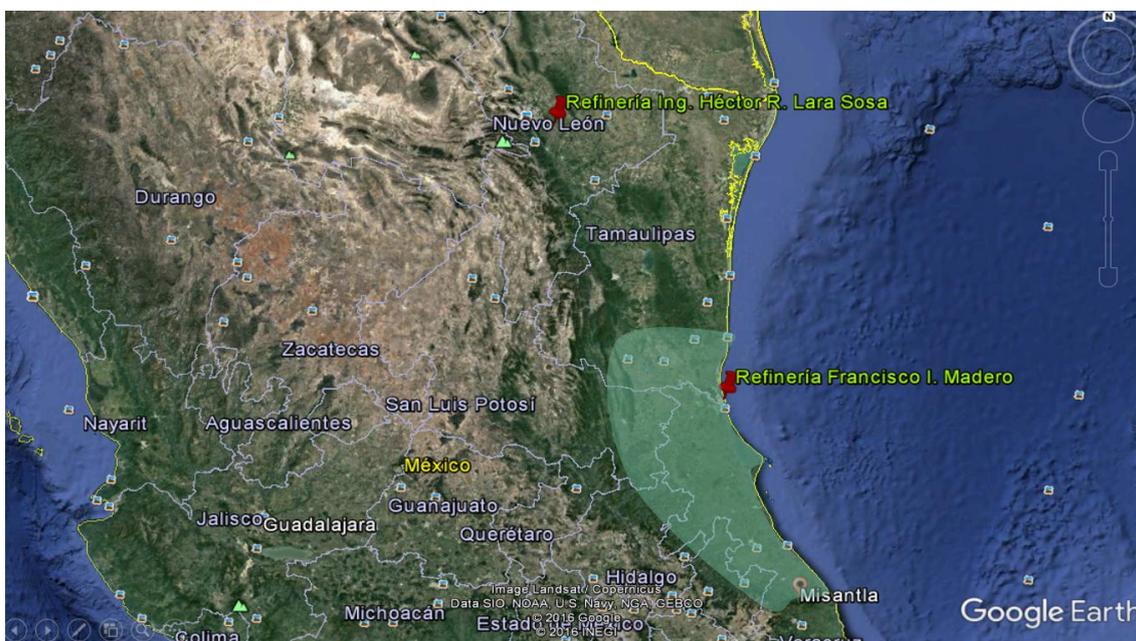


Figura 3.7. Ubicación de provincia petrolera de Tampico-Misantla y refinerías Francisco I. Madero y Héctor R. Lara Sosa (Image Landsat / Copernicus Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO © 2016 Google © 2016 INEGI).

Esta zona es apropiada para la extracción de shale oil, ya que no se encuentran grandes concentraciones de población. En figuras 3.8. a, b, c, d, e y f, se muestran vistas satelitales de la orografía de la zona que demuestran la escasez de poblados y asentamientos humanos.



Image © 2016 DigitalGlobe

© 2016 Google © 2016 INEGI



Image © 2016 DigitalGlobe

© 2016 Google © 2016 INEGI



Image © 2016 DigitalGlobe

© 2016 Google © 2016 INEGI



Image © 2016 DigitalGlobe

© 2016 Google © 2016 INEGI



Image © 2016 DigitalGlobe

© 2016 Google © 2016 INEGI



Image © 2016 DigitalGlobe

© 2016 Google © 2016 INEGI

Figuras 3.8. a, b, c, d, e, f. Orografía de la zona propuesta y situación poblacional.

### 3.2.4. Infraestructura municipal.

Hoy en día, un aspecto primordial para la viabilidad y ejecución de un proyecto de cualquier tipo de desarrollo de procesos de transformación de materia y energía, es el tipo, calidad y alcance de la infraestructura disponible en el lugar de desarrollo del proyecto. Se considera una buena infraestructura la que cuenta con carreteras, aeropuertos y puertos cercanos, electricidad, suministro de agua (Red municipal, presas, ríos, lagos, mares), telecomunicaciones, servicios médicos cercanos, seguridad pública, etc. Para una mejor concepción se describe los aspectos de infraestructura más importantes que se disponen en la zona.

#### 🌊 Hidrología.

Dentro de los procesos de extracción de shale oil y shale gas, se requiere como insumo importante, el agua, puesto que es parte fundamental para los procesos de perforación y fracturamiento hidráulico. La zona propuesta cuenta con diversos sistemas acuíferos como son, lagunas, ríos, agua de mar, cuerpos de agua subterráneos, pozos, etc. Para mayor referencia se muestran en figura 4.9 los ríos (Guayalejo-Tamesí, Moctezuma, Pánuco, Tuxpan, Cazonés) que atraviesan la zona de extracción. Así también se muestran fotografías satelitales (figura 3.10 a, b, c, d, e, f) de los principales sistemas de agua que se encuentran en la zona.



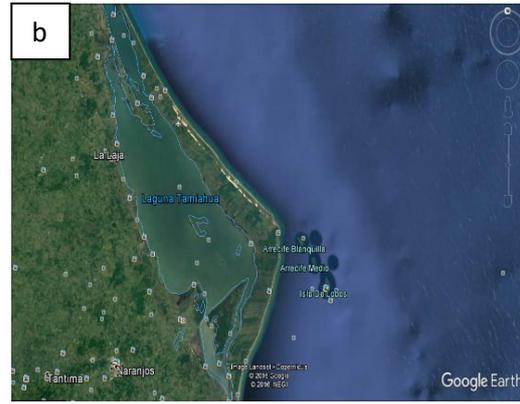
Figura 3.9. Ríos cercanos a la provincia petrolera propuesta.



Complejo de lagunas Escon, Chairel, Chila y Tortuga.

© 2016 Google © 2016 INEGI Image

© 2016 DigitalGlobe © 2016 Google



Laguna Tamiahua y costa del Golfo

Image Landsat / Copernicus

© 2016 INEGI



Río Tuxpan

Image © 2016 DigitalGlobe Image

© 2016 DigitalGlobe © 2016 Google



Río Tecolutla

Image © 2016 TerraMetrics Image

© 2016 DigitalGlobe © 2016 Google



Río Cazones

© 2016 INEGI Image © 2016 DigitalGlobe

© 2016 Google



Complejo de lagunas Josecito, Culebra y Salada

© 2016 Google © 2016 INEGI Image

© 2016 DigitalGlobe

Figura 3.10. a, b, c, d, e, f. Principales sistemas de agua cercanos a la provincia de Tampico-Misantla.

**Carreteras.**

Los medios de transporte son esenciales para considerar la viabilidad de proyectos de cualquier índole, y uno de estos medios es la disponibilidad de carreteras para el traslado de insumos, maquinaria y equipos, personal laboral y de comunidades. En la actualidad, la zona petrolera de Tampico-Misantla cuenta con la red-carretera compuesta por autopistas, carreteras federales, carreteras estatales y caminos vecinales que pueden favorecer la comunicación y operación en la zona. Las principales carreteras que atraviesan la zona (Tabla 3.4) son:

Tabla 3.4. Red-Carretera que cruza la provincia Tampico-Misantla.

No.	Nombre oficial	Trazo
180	Carretera Federal 180	Matamoros, TAMPS – Cancún QR.
127	Carretera Federal 127	Carretera Federal 70, Ver- Carretera Federal 129, Ver.
70	Carretera Federal 70	Sección 1: Tampico TAMPS – San Luis Potosí SLP
80	Carretera Federal 80	Barra de Navidad, Jal – Tampico, TAMPS
N/A	Estatales	Comunicación entre estados
N/A	Caminos vecinales	Comunicación entre comunidades vecinas

Para una mejor concepción de la red-carretera mencionada en tabla 3.4. se muestra en figura 3.11 su localización real.



Figura 3.11. Red-Carretera de la provincia Tampico—Misantla (Image Landsat / Copernicus Data SIO NOAA U.S. Navy, NGA, GEBCO © 2016 Google © 2016 INEGI).

**Aeropuertos.**

De igual manera, otro medio de transporte importante para reforzar las actividades económicas y productivas de cualquier región es el transporte aéreo, con el cuál se logra acortar distancias y reducir tiempos en pro de mejorar las relaciones comerciales a nivel nacional e internacional. En figura 3.12 se localizan los dos aeropuertos más cercanos a la provincia Tampico-Misantla:

- Aeropuerto Internacional Francisco Javier Mina.**
- Aeropuerto Internacional El Tajín.**

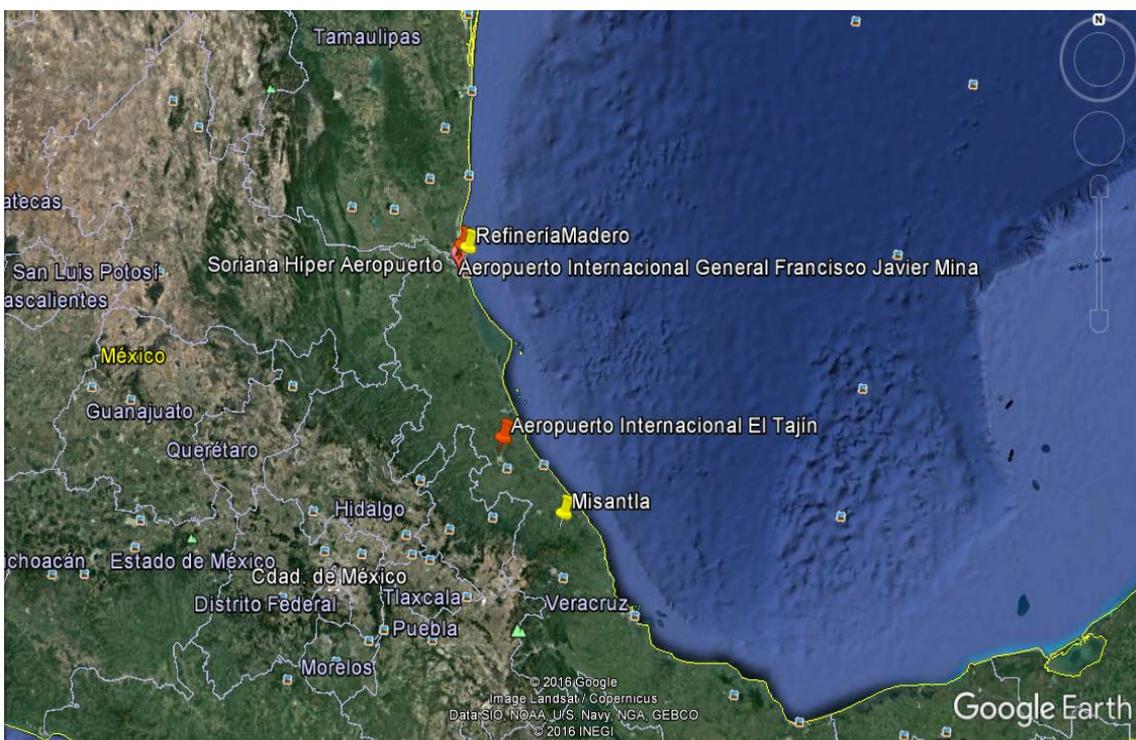


Figura 3.12. Aeropuertos ubicados en la provincia Tampico-Misantla (© 2016 Google Image Landsat / Copernicus Data SIO, NOAA, U.S. Navy NGA GEBCO © 2016 INEGI).

**Puertos.**

El transporte marítimo es un soporte relevante para el desarrollo de actividades productivas de alguna zona en particular, y para el caso de estudio propuesto, potenciará el transporte eventual de crudo, gas natural, insumos, maquinaria y equipo y personal. Además, por este medio se diversifica el transporte hacia otras latitudes cómo son, costa este de Estados Unidos de Norteamérica, países del Caribe y Sudamérica, así como a países del continente europeo y africano. Los puertos principales cercanos a la provincia de Tampico-

Misantla, así como sus principales áreas productivas y su tipo de navegación se reportan en tabla 3.5.

Tabla 3.5. Localización, principales áreas productivas y tipo de navegación de los puertos cercanos a la provincia Tampico-Misantla.

Puerto	Localización	Principales áreas productivas	Tipo de Navegación
Altamira	Sur de Tamaulipas	Industrial petroquímica Producción de energía eléctrica Metalmecánica Industria Textil	De Altura
Tampico	Sur de Tamaulipas	Minería Industrial petroquímica Metalurgia	De Altura
Tuxpan	Norte de Veracruz	De reciente construcción y apoyará diversas actividades productivas.	De Altura

En figura 3.13 se indica la localización de los principales puertos cercanos a Tampico-Misantla.

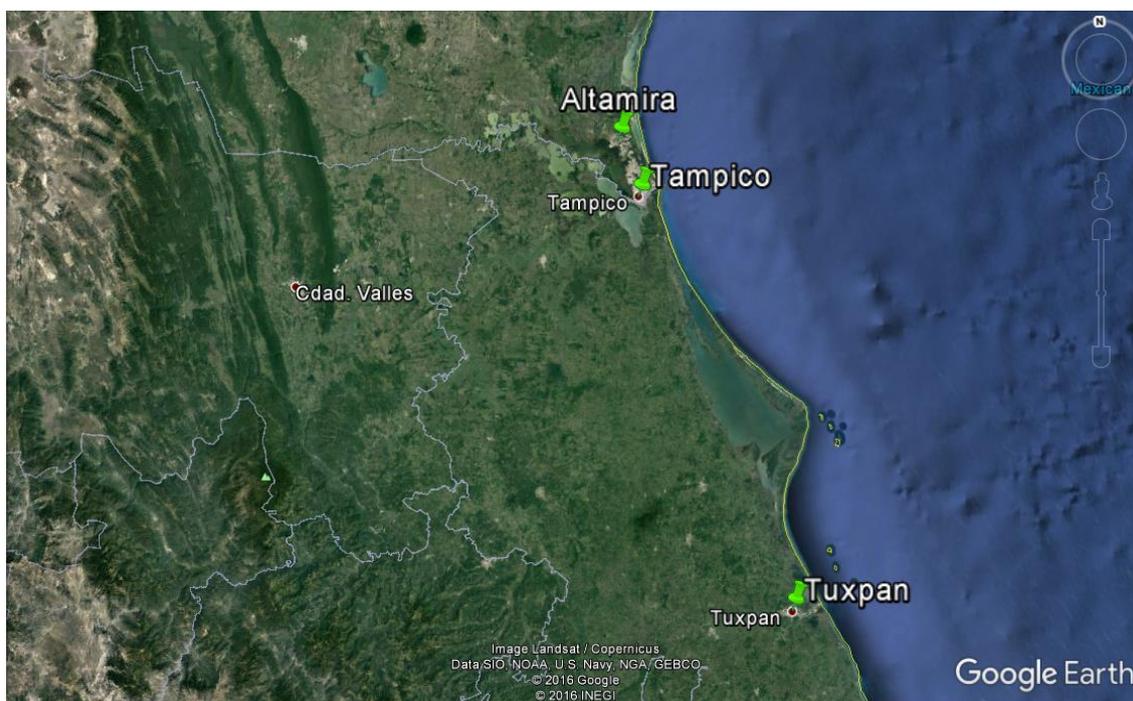


Figura 3.13. Puertos cercanos a la provincia Tampico-Misantla (Image Landsat / Copernicus Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO © 2016 Google © 2016 INEGI).

### ✚ Sistema ferroviario.

Debido a la naturaleza de tipo de producto que en este caso se trata de shale oil, sería altamente beneficioso contar con un sistema de transporte alternativo, capaz de trasladar altos volúmenes de productos pesados. Por lo que una opción importante es contar con un sistema de ferrocarril para solución de eventuales necesidades de transporte. En la actualidad, en la zona nororiente del país se cuenta con el corredor intermodal marítimo Altamira-Monterrey que conecta los puertos de Altamira y Tampico con la ciudad de Monterrey pasando por Cadereyta. La figura 3.14 muestra la ruta del corredor intermodal.

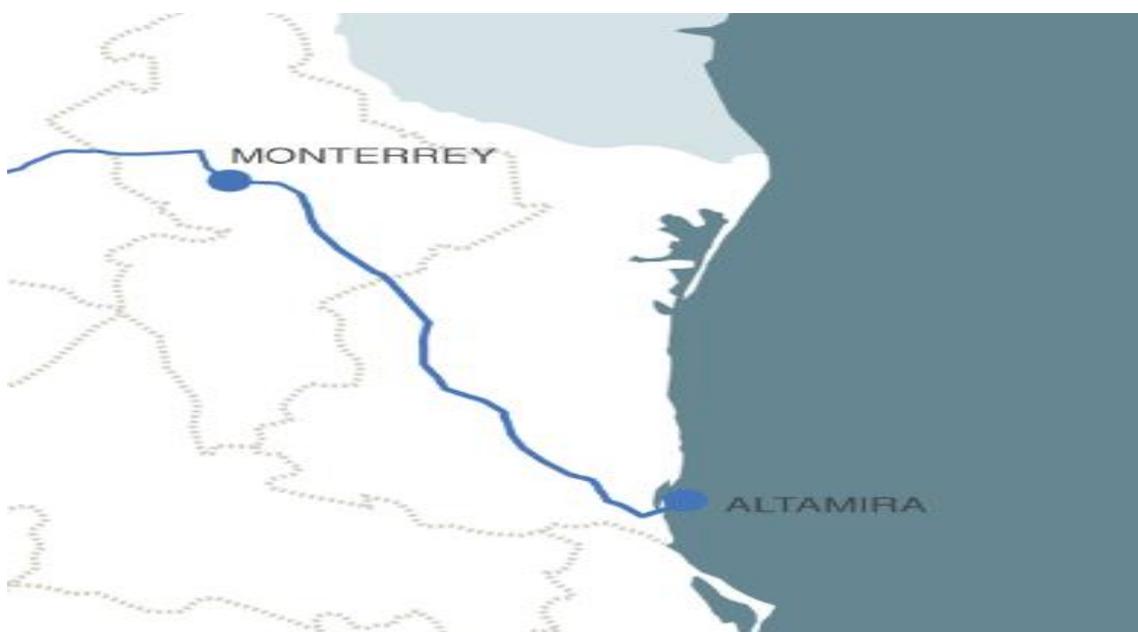


Figura 3.14. Corredor intermodal marítimo Altamira-Monterrey.

### ✚ Seguridad social y protección civil.

Para proyectos de cualquier índole, sería imposible concretar estos sin su parte vital, que es representada por el factor humano. Dentro de una entidad productiva siempre estará conformada por diversos personajes que van desde inversionistas, cuadros de dirección, personal administrativo, personal de campo, y por una amplia diversidad de personas que realizan diferentes trabajos y actividades, integrados para el cumplimiento de los objetivos de cualquier ente productivo.

Por todo lo anterior, será primordial salvaguardar la seguridad social para todos los empleados en pro de garantizar su salud y proteger su vida. Para garantizar la asistencia médica básica, emergencia y especialidades, la zona petrolera Tampico-Misantla se encuentra cercana a múltiples y diversos hospitales y centros de salud. Así también la zona cuenta con centros para la asistencia, supervisión y apoyo para contingencias en los sitios de trabajo. En figura 3.15. se muestran los hospitales, centros médicos, unidades médicas familiares y campamentos de protección civil cercanos a la zona referida.

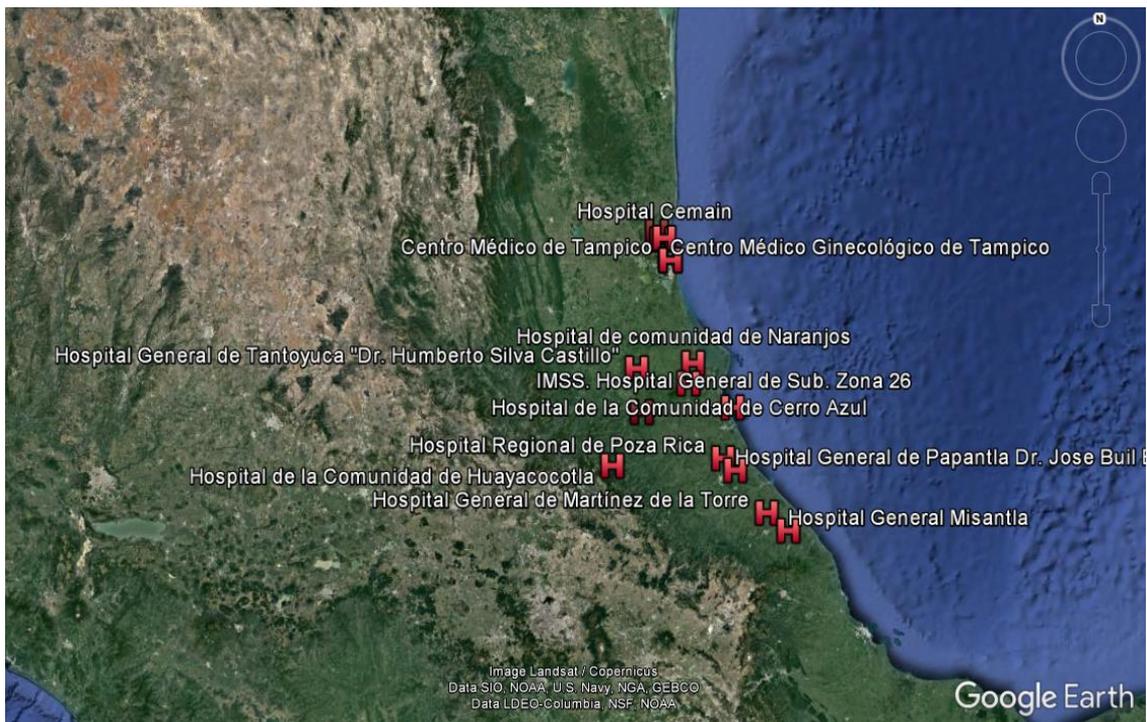


Figura 3.15. Hospitales, centros médicos, unidades médicas familiares y campamentos de protección civil (Image Landsat / Copernicus Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO Data LDEO-Columbia, NSF, NOAA).

### Infraestructura para refinación.

Como se ha referido en puntos anteriores, el caso de estudio contempla, dentro la cadena de valor de shale oil, el proceso de refinación con el objetivo principal de producir gasolinas y diésel, para lo cual se plantea utilizar las instalaciones de Refinación de petróleo crudo con las que cuenta actualmente la empresa productiva del estado. Las 6 plantas de refinación de PEMEX, así como sus niveles de producción a la fecha se reportan en tabla 3.6.

Tabla 3.6. Situación actual del sistema de refinación de la empresa productiva del estado.

Refinería	Capacidad instalada (MBD)	Producción actual (MBD)	Porcentaje de utilización (%)
Ing. Antonio Dovalí Jaime (Salina Cruz)	330	246.33	74.64
Miguel Hidalgo (Tula)	325	153.09	47.10
Gral. Lázaro Cárdenas (Minatitlán)	286	103.65	36.24
<b>Héctor R. Lara Sosa (Cadereyta)</b>	<b>275</b>	<b>82.00</b>	<b>30.24</b>
Ing. Antonio M. Amor (Salamanca)	225	172.30	76.58
<b>Refinería Francisco I. Madero (Tampico-Madero)</b>	<b>190</b>	<b>73.00</b>	<b>38.42</b>

Fuente: (PEMEX, 2017) Proceso de petróleo crudo por refinería.

La información anterior refuerza la propuesta de utilizar el Sistema Nacional de Refinerías proponiendo una estrategia de incrementar la eficiencia en el procesamiento de cada una de las refinerías. Para este proyecto en particular, se proyecta utilizar las refinerías de Cadereyta y Madero para procesar el shale oil extraído de la provincia petrolera de Tampico-Misantla, debido a que los niveles de producción actuales en ambas refinerías se encuentran muy por debajo de su capacidad instalada de procesamiento. Otro factor a considerar, es la cercanía de estas refinerías a la zona de explotación propuesta. En conclusión, con la propuesta de utilización de las refinerías citadas, se disminuye el requerimiento de infraestructura e inversión. En las figuras 3.16 y 3.17 se muestran fotografías satelitales de las refinerías de Cadereyta y Madero respectivamente.



Figura 3.16. Refinería Héctor R. Lara Sosa, Cadereyta (© 2016 INEGI © 2016 Google).



Figura 3.17. Refinería Francisco I. Madero, Tampico-Madero (Image © 2016 DigitalGlobe @ 2016 INEGI @ 2016 Google).

En la provincia petrolera de Tampico-Misantla, se considera que se cuenta con infraestructura municipal, estatal y federal suficiente para realizar los proyectos de explotación de shale oil, sin embargo, se entiende que será necesario complementar con la infraestructura adicional requerida para llevar a cabo los trabajos de exploración, perforación, extracción y producción en sitio de yacimientos de recursos no convencionales.

### 3.2.5. Ambiente.

Un aspecto que puede afectar la visión de cualquier tipo de desarrollo productivo sería las afectaciones ambientales que se pudieran generar. Las afectaciones al ambiente en toda la cadena de valor del shale oil, desde la exploración, perforación y terminación de pozo, fracturamiento hidráulico y extracción hasta el cierre, abandono y recuperación de sitio se deben de evitar y es responsabilidad de los principales actores involucrados en cada paso de la cadena productiva, cumplir con las regulaciones y normas ambientales existentes. En tabla 3.7 se presenta la Normatividad actual para garantizar la preservación del ambiente.

Tabla 3.7. Normas Oficiales Mexicanas para la protección ambiental.

<b>Norma Oficial Mexicana</b>	<b>Especificación</b>
NOM-001-SEMARNAT-1996	Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
NOM-004-SEMARNAT-2002	Protección ambiental – lodos y biosólidos. Especificaciones y límites máximos permisibles de contaminantes para su aprovechamiento y disposición final.
NOM-004-CONAGUA-1996	Requisitos para la protección de acuíferos durante el mantenimiento y rehabilitación de pozos de extracción de agua y para el cierre de pozos en general.
NOM-041-SEMARNAT-2006	Establece los límites máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina como combustible.
NOM-052-SEMARNAT-2005	Establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos.
NOM-059-SEMARNAT-2010	Protección ambiental-Especies nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo.
NOM-080-SEMARNAT-1994	Establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido proveniente del escape de vehículos automotores, motocicletas y triciclo motorizados en circulación y su método de medición.
NOM-080-SEMARNAT-1994	Establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición.

Norma Oficial Mexicana	Especificación
NOM-115-SEMARNAT-2003	Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales.
NOM-116-SEMARNAT-2005	Establece las especificaciones de protección ambiental para prospecciones sísmológicas terrestres que se realicen en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.
NOM-117-SEMARNAT-2006	Establece las especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento mayor y abandono, de sistemas de conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso por ducto, que se realicen en derechos de vías existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.
NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012	Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación.
NOM-143-SEMARNAT-2003	Establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a hidrocarburos.
NOM-145-SEMARNAT-2003	Confinamiento de residuos en cavidades construidas por solución en domos salinos geológicamente estables.
NOM-147-SEMARNAT/SSA1-2004	Establece criterios para determinar las concentraciones de remediación de suelos contaminados por arsénico, bario, berilio, cadmio, cromo hexavalente, mercurio, níquel, plata, plomo, selenio, talio y/o vanadio.
NOM-165-SEMARNAT-2013	Establece la lista de sustancias sujetas a reporte para el registro de emisiones y transferencia de contaminantes.
NMX-R-019-SCFI-2011	Sistema armonizado de clasificación y comunicación de peligros de los productos químicos.

Fuente: (SEMARNAT,2015) Guía de criterios ambientales para la exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas.

### 3.2.6. Marco legal.

El panorama del sector petrolero, ha presentado cambios radicales en nuevas condiciones estratégicas para la explotación de hidrocarburos. Sin duda los actores involucrados en este sector deberán enfrentar retos que resultan impostergables y adaptarse a las variaciones constantes en las condiciones de mercado como son, sobreoferta de crudo, fluctuación constante del precio del petróleo, explotación de yacimientos de recursos no convencionales, baja en la

demanda y la competencia incesante entre los principales países productores de crudo.

Para el caso de México, desde hace algunos años, se requería de un cambio radical en el sector petrolero, ya que es de conocimiento público y en el sector, que México ha dejado de ser protagonista en el escenario de productores de petróleo crudo y derivados. Una de las razones bien conocidas es que la regencia del recurso es responsabilidad del estado y por deficiencias de diversa índole en la gestión, se han propiciado rezagos en el sector. Para romper con esta inercia, el gobierno actual ha modificado las estrategias para el sector, promulgando un Decreto de Reforma Energética, emitido el 20 de diciembre del 2013.

Uno de los cambios principales en esta reforma, fue la apertura del sector petrolero a la inversión privada nacional y extranjera y en consecuencia en la reforma se establecen diferentes tipos de alianzas del sector privado con la empresa productiva del estado (PEMEX). Para garantizar las inversiones e intereses de estas alianzas se construyó un marco legal robusto, el cual se presenta en tabla 3.8.

Tabla 3.8. Marco legal para el sector petrolero en México.

<b>MARCO LEGAL</b>	
<b>Marco normativo externo</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li> Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, artículos 25, 26, 27, 74 fracción IV, 89 FRACCIÓN i, 90, 134 y demás relativos y aplicables.</li> <li> Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.</li> <li> Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.</li> </ul>	
<b>Leyes y códigos</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li> Código Civil Federal</li> <li> Código de Comercio</li> <li> Código Federal de Procedimientos Civiles</li> <li> Código Federal de Procedimientos Penales</li> <li> Código Fiscal de la Federación</li> <li> Código International Safety Management (ISM)</li> <li> Código Penal para el Distrito Federal en Materia del Fuero Común y para toda la República en Materia Federal</li> <li> Código de Procedimientos Civiles de las Entidades Federativas de la República</li> <li> Códigos Penales de las Entidades Federativas de la República Mexicana</li> <li> Ley Aduanera</li> <li> Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público (LAASSP)</li> <li> Ley de Aguas Nacionales</li> <li> Ley de Caminos, Puentes y Autotransporte Federal.</li> </ul>	

- ✚ Ley de Ingresos de la Federación y su reglamento vigente
- ✚ Ley de Inversión Extranjera y su reglamento vigente
- ✚ Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos
- ✚ Ley de la Comisión Reguladora de Energía
- ✚ Ley de la propiedad industrial y su reglamento vigente.
- ✚ Ley de Navegación
- ✚ Ley de Navegación y Comercio Marítimo
- ✚ Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas
- ✚ Ley de Planeación
- ✚ Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal y su reglamento vigente.
- ✚ Ley de Puertos y su reglamento vigente
- ✚ Ley de Vías Generales de Comunicación
- ✚ Ley del Impuesto al Valor Agregado (IVA)
- ✚ Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios y su reglamento vigente.
- ✚ Ley de Vías Generales de Comunicación
- ✚ Ley del Impuesto al Valor Agregado (IVA)
- ✚ Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios y su reglamento vigente
- ✚ Ley del Impuesto sobre la Renta
- ✚ Ley Federal de las Entidades Paraestatales
- ✚ Ley Federal de Procedimientos Administrativos
- ✚ Ley Federal de Responsabilidad Patrimonial del Estado
- ✚ Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos.
- ✚ Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental y su reglamento vigente.
- ✚ Ley Federal del Mar.
- ✚ Ley Federal del Trabajo.
- ✚ Ley Federal sobre Metrología y Normalización
- ✚ Ley Federal de Bienes Nacionales
- ✚ Ley General de Contabilidad Gubernamental
- ✚ Ley General de Deuda Pública
- ✚ Ley General de Sociedades Mercantiles
- ✚ Ley General de Títulos y Operaciones de Crédito
- ✚ Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
- ✚ Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos
- ✚ Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
- ✚ Ley para el Aprovechamiento de Energías renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
- ✚ Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
- ✚ Ley Reglamentaria de los artículos 103 y 107 Constitucionales y su reglamento vigente
- ✚ Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo
- ✚ Leyes y Reglamentos Estatales y Municipales en Materia de Planificación y Obras Públicas

### Reglamentos

- ✚ Reglamento de Autotransporte Federal y Servicios Auxiliares.
- ✚ Reglamento de Construcción en el Distrito Federal y en cada uno de los estados de la República.
- ✚ Reglamento de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.
- ✚ Reglamento de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.
- ✚ Reglamento de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales.
- ✚ Reglamento de la Ley General de Contabilidad Gubernamental.
- ✚ Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Áreas Naturales Protegidas.
- ✚ Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Autorregulación y Auditorías Ambientales.
- ✚ Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación al Impacto Ambiental.

- ✚ Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera.
- ✚ Reglamento de La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes.
- ✚ Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Residuos Peligrosos.
- ✚ Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos.
- ✚ Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.
- ✚ Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.
- ✚ Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
- ✚ Reglamento de Trabajos Petroleros.
- ✚ Reglamento de Tránsito en Carreteras Federales.
- ✚ Reglamento del Padrón de Abanderamientos Mexicanos.
- ✚ Reglamento del Registro Nacional de Inversión Extranjera.
- ✚ Reglamento del Registro Público Marítimo Nacional.
- ✚ Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de Trabajo.
- ✚ Reglamento General para el Sistema de Organización y Control de Tráfico Marítimo Nacional.
- ✚ Reglamento Interior de la Secretaría de Energía.
- ✚ Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- ✚ Reglamento para el Abanderamiento y Matrícula de los Buques Mercantes Nacionales.
- ✚ Reglamento para el Arqueo de Embarcaciones Mercantes.
- ✚ Reglamento para el Servicio de Maniobras en Zonas Federales de los Puertos.
- ✚ Reglamento para el servicio de Pilotaje.
- ✚ Reglamento para el Transporte Terrestre de Materiales y Residuos Peligrosos.
- ✚ Reglamento para la Protección del Ambiente Contra la Contaminación Originada por la Emisión de Ruido.
- ✚ Reglamento para la Prevenir y Controlar la Contaminación del Mar por Vertimiento de Desechos y Otras Materias.
- ✚ Reglamento sobre el Peso, Dimensiones y Capacidad de los Vehículos de Autotransporte que Transitan en los Caminos de Jurisdicción Federal.

#### Decretos

- ✚ Decreto del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) para los ejercicios fiscales vigentes en los ejercicios de los proyectos.
- ✚ Decreto por el que se aprueba el PND 2007-2012, publicado en el Diario Oficial de la Federación del 31 de mayo de 2007.

#### Otros ordenamientos

- ✚ American Petroleum Institute (API).
- ✚ American Society for Testing and Materials (ASTM).
- ✚ Acuerdo por el que se establecen las reglas para la aplicación de las reservas contenidas en los capítulos de compras del sector público de los tratados de libre comercio suscritos por los Estados Unidos Mexicanos.
- ✚ Acuerdo por el que se establecen las reglas para la celebración de licitaciones públicas internacionales de conformidad con los tratados de libre comercio.
- ✚ Acuerdo sobre el funcionamiento de las entidades de la Administración Pública Paraestatal y sus relaciones con el Ejecutivo Federal.
- ✚ Disposiciones Administrativas de Contratación en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios de las Actividades Sustantivas de Carácter Productivo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- ✚ Lineamientos para la elaboración e integración de Libros Blancos y de Memorias Documentales, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 10 de octubre de 2011.
- ✚ Norma de calidad ISO 90002:2000.

- ✚ Programa del Medio Ambiente.
- ✚ Programa Nacional de Rendición de Cuentas, Transparencia y Combate a la Corrupción 2008-2012, firmado el 21 de agosto de 2008 y publicado en el Diario Oficial de la Federación el 25 de agosto del mismo año.

#### **Marco normativo interno**

- ✚ Bases Generales y Programa de Materia de Ahorro en la Administración Pública a observar por Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios durante el Ejercicio Fiscal del período 2006-2012.
- ✚ Contrato Colectivo de Trabajo Vigente.
- ✚ Convenios con la Secretaría de Comunicaciones y Transportes.
- ✚ Convenio establecido en 1992 entre PEMEX, Refinación, la Cámara Nacional de Autotransporte de Carga (CANACAR) y la Asociación de Transportistas al Servicio de PEMEX Refinación.
- ✚ Criterios para ejercer la función jurídica institucional en lo relativo a la revisión y sanción jurídica de Proyectos de Convenios y Contratos a ser formalizados por Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- ✚ Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los organismos subsidiarios de Pemex, publicado por el Diario Oficial de la Federación el 21 de marzo de 2012.
- ✚ Documentos de Vinculación Contable Presupuestal.
- ✚ Estatuto Orgánico de PEMEX.
- ✚ Guía número DCO-SCM-G-014 "Guía de revisión del cumplimiento de lineamientos y guías normativas de mantenimiento y confiabilidad operacional.
- ✚ Ley de Petróleos Mexicanos.
- ✚ Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios y su reglamento vigente.
- ✚ Lineamientos para el seguimiento de la rentabilidad de los programas y proyectos de inversión de la Administración Pública Federal.
- ✚ Lineamientos para la determinación de los requerimientos de información que deberá contener el mecanismo de planeación de programas y proyectos de inversión.
- ✚ Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis y costo beneficio de los programas y proyectos de inversión.
- ✚ Lineamientos para que las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal celebren y registren como inversión los contratos de arrendamiento financiero.
- ✚ Manual de Gestión de Crédito.
- ✚ Manual del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA).
- ✚ Marco Jurídico Básico.
- ✚ Medidas de Racionalidad, Austeridad y Disciplina Presupuestal.
- ✚ N-CD1-300-61000-002" Aplicación de identidad gráfica para autos transporte propiedad de PR, Rev. 1".
- ✚ NFR-036-Pemex-2003 "Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico, Rev. 0".
- ✚ NFR-053-Pemex-2006 "Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales. Rev. 0".
- ✚ NMX-C-239-1985 "Industria de la construcción-vivienda de madera-clasificación y clasificación visual para madera de pino en usos estructurales, Rev. 1985".
- ✚ NOM-004-SCT/2000 "Sistema de identificación de unidades destinadas al transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos, Rev. 2000".
- ✚ NOM-006-SCT-2000 "Aspectos básicos para la revisión ocular diaria de la unidad destinada al autotransporte de materiales y residuos peligrosos, Rev. 2000".
- ✚ NOM-012-SCT-2-2008 "Pesos y dimensiones máximas con los que pueden circular los vehículos de autotransporte que transitan en las vías generales de comunicación de jurisdicción federal, Rev. 2008".
- ✚ NOM-020-SCT-2-1995 "Requerimientos generales para el diseño y construcción de autos tanque destinados al transporte de materiales y residuos peligrosos, especificaciones SCT306, SCT307, Rev. 1995".

- ✚ NOM-023-SCT2/1994 “Información técnica que debe contener la placa que postrarán los autos tanque, recipientes metálicos intermedios para granel (rígidos) y envases de capacidad mayor a 450 l que transportan materiales y residuos peligrosos, Rev. 1994”
- ✚ NOM-027-SESH-2010 “Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos”.
- ✚ NOM-068-SCT2-2000 “Transporte terrestre, servicio de autotransporte federal de pasaje, turismo, carga y transporte privado, condiciones físico-mecánica y de seguridad para la operación en caminos y puentes de jurisdicción federal, Rev. 1994”.
- ✚ NOM-027-SESH-2010 “Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos”.
- ✚ NOM-068-SCT2-2000 “Transporte terrestre, servicio de autotransporte federal de pasaje, turismo, carga y transporte privado, condiciones físico-mecánica y de seguridad para la operación en caminos y puentes de jurisdicción federal Rev. 2000”.
- ✚ NOM-117-ECOL-1998 “Inspección de protección ambiental para la instalación y mantenimiento mayor de los sistemas de transporte y distribución de hidrocarburos”.
- ✚ NOM-119-SCFI-2-2000 “Industria automotriz, vehículos automotores, cinturones de seguridad, especificaciones de seguridad y métodos de prueba, Rev. 2000”.
- ✚ NOM-EM-033-SCT-2-2002 “Transporte terrestre, límites máximos de velocidad para los vehículos de carga, pasaje y turismo que transitan en los caminos y puentes de jurisdicción federal, Rev. 2002”.
- ✚ Normas Generales de Construcción:
- ✚ DCO-PGI-T-119/2007. “Localización de tuberías subterráneas”.
- ✚ DCO-PGI-T-201/2007. “Mantenimiento a los derechos de la vía de Pemex”.
- ✚ DCO-PGI-T-203/2007. “Rellenos o tapado de zanja con herramienta manual y/o máquina”.
- ✚ NSOM-03.0.03. “Acceso de personal a instalaciones de Pemex”.
- ✚ Normas y Procedimientos de Seguridad y Protección Ambiental de Pemex”.
- ✚ Normatividad de Referencia Vigente en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- ✚ NRF-001-Pemex-2007 “Tubería de acero para recolección y transporte de hidrocarburos”.
- ✚ NRF-004-Pemex-2003 “Protección con recubrimientos anticorrosivos a instalaciones superficiales de ductos”.
- ✚ NRF-009-Pemex-2004 “Identificación de productos transportados por tuberías o contenidos en tanques de almacenamiento”.
- ✚ NRF-020-Pemex-2005 “Calificación y certificación de soldadores y soldadura”.
- ✚ NRF-026-Pemex-2008 “Protección con recubrimientos anticorrosivos para tuberías enterradas y/o sumergidas”.
- ✚ NRF-030-Pemex-2009 “Diseño, construcción, inspección y mantenimientos de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos”.
- ✚ NRF-033-Pemex-2010 “Lastre de concreto para tuberías de conducción”.
- ✚ NRF-053-Pemex-2006 “Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales”.
- ✚ NRF-084-Pemex-2004 “Electrodos para soldadura para los sistemas de ductos e instalaciones relacionadas”.
- ✚ NRF-096-Pemex-2010 “Conexiones y accesorios para ductos de recolección y transporte de hidrocarburos”.
- ✚ NRF-150-Pemex-2005 “Pruebas hidrostáticas de tuberías y equipos”.
- ✚ PA-800-70600-01 “Norma de nivel de inspección de Pemex”.
- ✚ Plan de Negocios de PR.
- ✚ Política de Calidad.
- ✚ Política de Seguridad Industrial y Protección Ambiental.
- ✚ Políticas, Bases y Lineamientos (POBALINES) en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público de Petróleos Mexicanos, Organismos y Empresas Filiales.
- ✚ POBALINES en Materia de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas de Petróleos Mexicanos, Organismos y Empresas Filiales.

- ✚ Procedimiento número 600-56140-PO-1902-01 “Procedimiento recepción de autos tanque, Rev. 0”.
- ✚ Procedimiento número DG-GAPASI-TI-00204 “Procedimiento para el registro, análisis para la medición preventiva de espesores, Rev. 6”.
- ✚ Procedimiento número DG-GPASI-SI02312 Rev. 1/1999 “Procedimiento para la autorización de trabajos en instalaciones de los sistemas de transportación por ducto”.
- ✚ Proyecto Sustantivo Horizontal, Adquisición y Mantenimiento de autos tanque de la SAR.
- ✚ PXR-SC-NSI-02 “Diseño e instalación de dispositivos reflejantes de autos tanque para reparto nocturno, Rev. 1”.
- ✚ Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos.
- ✚ Reglamento de Labores de Petróleos, vigente.
- ✚ Reglamento de Seguridad e higiene de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- ✚ Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- ✚ Reglamento para la Administración de los Ingresos, Egresos, Otorgamiento de Crédito a Clientes, Manejo y Aseguramiento de Fondos y Valores.

Fuente: (PEMEX, 2012). Infraestructura de Plantas de Proceso, Sistema de Ductos y Terminales de Almacenamiento y Reparto.

Por otra parte, la ASEA emitió en mayo del 2017 nuevas disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al ambiente para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en yacimientos no convencionales en tierra (Tabla 3.9).

Tabla 3.9. Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al ambiente para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Capítulo	Artículo
Capítulo I. Disposiciones Generales.	Artículos 1, 2, 3, 4, 5 y 6
Capítulo II. De los principios generales de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente.	Artículos 7, 8, 9
Capítulo III. De la identificación de peligros y análisis de riesgos.	Artículos 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 y 17
Capítulo IV. De la administración de riesgos e impactos.	Artículos 18, 19, 20, 21 y 22
Capítulo V. De las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.	Artículos 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72 y 73

### CAPÍTULO 3. DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

Capítulo	Artículo
Capítulo VI. De la recolección y movilización de hidrocarburos.	Artículos 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, y 82
Capítulo VII. De las pruebas de producción.	Artículos 83, 84, 85, y 86
Capítulo VIII. Del cierre, desmantelamiento y abandono.	Artículos 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99 y 100
Capítulo IX. De la destrucción controlada y venteo de gas natural.	Artículos 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109 y 110
Capítulo X. Del proceso de gestión.	Artículos 111, 112, y 113
Capítulo XI. De la verificación, auditoría, inspección, reporte e investigación.	Artículos 114, 115 y 116
Capítulo XII. De la supervisión.	Artículos 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123 y 124

Fuente: SEMARNAT, 2017

En este mismo documento, publicado por la ASEA, en su parte final, se presenta un resumen de Prácticas y Estándares que norman las actividades de explotación de gas y petróleo, las cuales se refieren a continuación (Tabla 3.10).

Tabla 3.10. Resumen de Prácticas y Estándares internacionales en las actividades de explotación de gas y petróleo.

Estándar / Práctica	Elemento técnico normado
<b>Opciones de Perforación</b>	
API RP 13B-1	Práctica recomendada para pruebas de campo en Fluidos con Base en Agua, Cuarta Edición, Marzo 2009, Prórroga de 2 años de Junio de 2013.
API RP 13B-2	Práctica recomendada para pruebas de campo en fluidos de perforación base aceite, quinta edición, abril 2014.
API EP 13C	Práctica recomendada para evaluación de sistemas de procesamiento de fluidos de perforación, quinta edición, octubre 2014.
API RP 13D	Reología e hidráulica de fluidos de perforación de pozos petroleros, sexta edición, mayo 2010.
API RP 13I	Práctica recomendada para pruebas de laboratorio de fluidos de perforación, octavo edición, marzo 2009.
API 13	Especificación para materiales de fluidos de perforación, decimoctava edición, febrero 2010.

<b>Sistemas Eléctricos</b>	
IEC 60079	Estándares para atmósferas explosivas.
IEC 61511	Sistemas Instrumentados de Seguridad para el Sector de la Industria de Procesos.
<b>Preparación de Emergencia</b>	
NORSOK Z-013	Análisis de riesgos y preparación a emergencias, tercera edición, octubre 2010.
<b>Instalaciones</b>	
API 12B	Especificación tanques atornillados para el almacenamiento de líquidos de producción, decimosexta edición, noviembre 2014.
API 12D	Especificación de Campo para tanques soldados utilizados para el almacenamiento de líquidos de producción undécima edición, octubre 2006.
API 12F	Especificación para tanques soldados para almacenamiento de líquidos de producción, décima segunda edición, octubre 2008.
API 620	Estándares para el diseño y construcción de tanques de almacenamiento de baja presión, soldados, grandes, décima segunda edición, octubre 2013.
API 650	Estándar para tanques soldados para almacenamiento de hidrocarburos, décima segunda edición, marzo 2013.
API 663	Estándar para la inspección, reparación, modificación y reconstrucción de tanques, quinta edición, noviembre 2014.
API 2000	Estándar para tanques de almacenamiento de ventilación atmosférica y baja presión, séptima edición, marzo 2014.
ANSI / API 2350 – 2012	Estándar para la protección contra sobrellenado para tanques de almacenamiento e instalaciones petroleras, cuarta edición, mayo 2012.
ASME, Sección VIII, División 1	Código de calderas y recipientes a presión ASME, Sección VIII, División 1, Edición 2015.
40 CFR Part 60	Nuevos estándares para emisiones, agencia de protección ambiental, junio 03 edición 2015.
NFPA 30	Código de líquidos inflamables y combustibles, edición 2015.

### CAPÍTULO 3. DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

NFPA 68	Estándar sobre protección contra explosión mediante venteo de deflagración, edición 2013.
NFPA 326	Estándar para la salvaguardia de tanques y contenedores para la entrada, limpieza o reparación, edición 2015.
Directiva 038	Control de Ruido, Alberta Energy Regulator.
<b>Equipo y Materiales</b>	
API 14A	Especificación para equipo de la válvula de seguridad subsuperficial, duodécima edición, enero 2015.
ANSI/API 6 <sup>a</sup>	Especificación para cabezal de pozo y equipo de árbol de conexiones, vigésima edición, octubre 2010.
API 53	Estándar, sistemas de equipos de preventores para pozos de perforación, cuarta edición, noviembre 2012.
NFPA31	Estándar para la instalación de equipos para quema de petróleo, edición 2016.
ANSI/API 12 <sup>a</sup>	Especificación API para tanques de almacenamiento de hidrocarburos.
ANSI/API 14B	Diseño, instalación, operación, pruebas y reparación de los sistemas de válvulas de seguridad subsuperficiales (SSSV).
<b>Ductos</b>	
ASME B31.42012	Sistemas de tuberías de transporte para hidrocarburos líquidos y otros líquidos, código ASME para presurización de tubería, B31, noviembre 2012.
ASME B31.82014	Sistemas de tuberías de transporte para hidrocarburos líquidos y otros líquidos, código ASME para presurización de tubería, Septiembre 2014.
<b>Sistemas de Administración de Seguridad</b>	
IOGP Reporte 510	Marco Operativo de Sistemas de Administración para el Control de Riesgos y obtención de Alto Desempeño en la Industria de Petróleo y Gas.
<b>Diseño del Pozo</b>	
API 5CT	Especificaciones para tuberías de revestimiento y producción, novena edición julio 2011.

API STD 66-parte 2	Aislamiento de zonas de flujo potencial durante construcción de pozos, segunda edición, diciembre 2010.
NORSOK-D-10	Integridad del pozo en la perforación y operaciones del pozo. Rev. 4, Junio 2013.

Fuente: SEMARNAT, 2017

### 3.3. Estimación de producción por año para shale oil.

#### 3.3.1. Reservas de shale en la provincia de Tampico-Misantla.

Con el objetivo de estimar el número de pozos requeridos para extracción de shale oil en la provincia petrolera de Tampico-Misantla, el primer paso es conocer el dato de las reservas estimadas de este insumo. De acuerdo a la Secretaría de Energía en su documento “Plan Quinquenal de Licitaciones” (2017), la provincia petrolera de Tampico-Misantla es productora principalmente de aceite y cuenta con el potencial más prometedor para la extracción de shale oil con una estimación de recursos prospectivos de **34,922 MMb**. La cifra anterior sustenta la abundancia de recursos de shale y sienta la base para continuar con el procedimiento de cálculo del número de pozos requeridos para su explotación.

#### 3.3.2. Capacidad de procesamiento de crudo en las refinerías de Madero y Cadereyta.

Para efectos de obtener resultados a corto plazo se considera utilizar la capacidad instalada de las refinerías de Madero y Cadereyta de acuerdo a la tabla 3.11, en donde se establece utilizar el **85%** de su capacidad nominal. Esta decisión se sustenta en el porcentaje promedio de utilización de refinerías reportado por los países productores, miembros de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos), en noviembre de 2015 y 2016, respectivamente (Figura 3.18). Tomando en consideración que en ambas refinerías se procesan actualmente **82 MBD y 73MBD de crudo maya**, respectivamente. La cantidad de crudo adicional proveniente de shale oil, para lograr un **85%** de utilización de la capacidad instalada será de **152 MBD** para Cadereyta y **89 MBD** para Madero.

Tabla 3.11. Cantidad de shale oil a procesar en las refinerías de Cadereyta y Madero.

Refinería	Capacidad (MBD)	85% Capacidad (MBD)	Procesamiento actual (MBD)	Shale oil a procesar (MBD)
Cadereyta	275	233.75	82	152
Madero	190	161.5	73	89

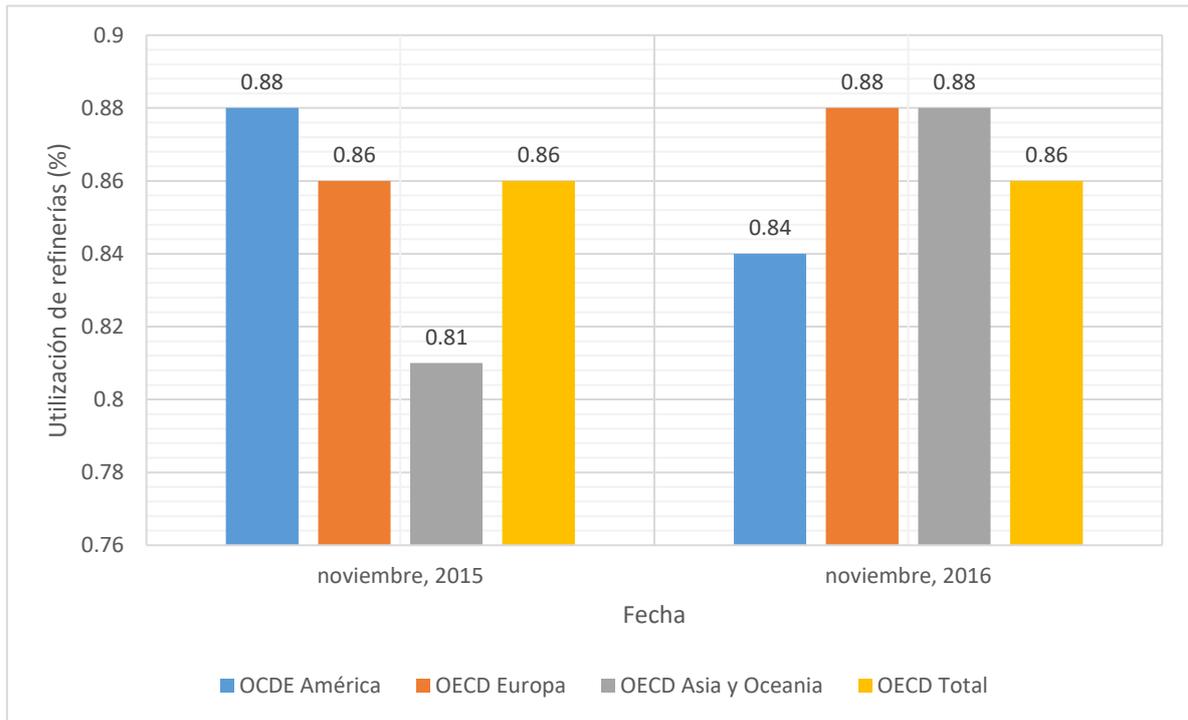


Figura 3.18. Porcentaje de utilización de refinerías para los países miembros de la OCDE. (IEA,2017).

### 3.3.3. Estimación del número de pozos.

#### 3.3.3.1. Capacidad de producción por pozo.

De acuerdo a la EIA, en las provincias petroleras de shale oil de Estados Unidos, se reportan las siguientes capacidades de producción por pozo en febrero de 2017 (Tabla 3.12):

Tabla 3.12. Registro de producción por pozo de shale oil en provincias petroleras de Estados Unidos.

Región / Provincia petrolera	Febrero 2017
Bakken	990
Eagle Ford	1,417

Región / Provincia petrolera	Febrero 2017
Haynesville	30
Marcellus	69
Niobara	1,280
Permian	660
Utica	108
Promedio de producción	<b>697</b>

Fuente: EIA (2016). Drilling productivity report.

Para el proyecto que se propone considerando de acuerdo a la tabla anterior que la zona de Tampico-Misantla presenta características geológicas hipotéticamente semejantes a las de Eagle Ford, en Texas, se establecerá una producción objetivo promedio por pozo de **1,000 barriles de petróleo diarios**.

### 3.3.3.2. Producción de shale oil a 10 años.

Para el propósito del proyecto de esta tesis, considerando los volúmenes que se propone destinar a las refinerías de Madero y Cadereyta, se establece un volumen de producción total de **792,825 mb a diez años**, integrados de acuerdo a la tabla 3.13. Con base en el volumen de procesamiento proyectado para cada una de las refinerías y considerando un 90% de tiempo efectivo de operación (330 días por año), se obtiene la cifra citada, donde **500,775 mb** se procesarán en Cadereyta y **292,050 mb** en Madero.

Tabla 3.13. Integración de la producción de shale oil estimada a 10 años en las refinerías de Cadereyta y Madero.

Refinería	Shale oil a procesar (MBD)	Shale oil a procesar a 10 años (Mb)
Cadereyta	152	500,775
Madero	89	292,050
<b>Total</b>		<b>792,825</b>

### 3.3.3.3. Aplicación de la tasa de descenso de la producción de shale oil por pozo.

Uno de los parámetros importantes para el cálculo del número de pozos es la consideración de la tasa de descenso en la producción de shale oil por

pozo, la cual está en función de los precios del mercado de petróleo y no así de la cantidad de reservas de yacimientos de shale. Para efectos de cálculo y en base a la información estadística del Oil & Gas Journal en su documento “US Shale Oil-Gas Production Potential” (2012) y a experiencias en operación, se fija una tasa de descenso del 70% para el primer y segundo año de operación, y una tasa del 40% a partir del segundo año hasta el décimo año. El perfil de producción de shale oil de cada pozo, para el cual se estableció una capacidad de 1,000 bd, se muestra en figura 3.19.

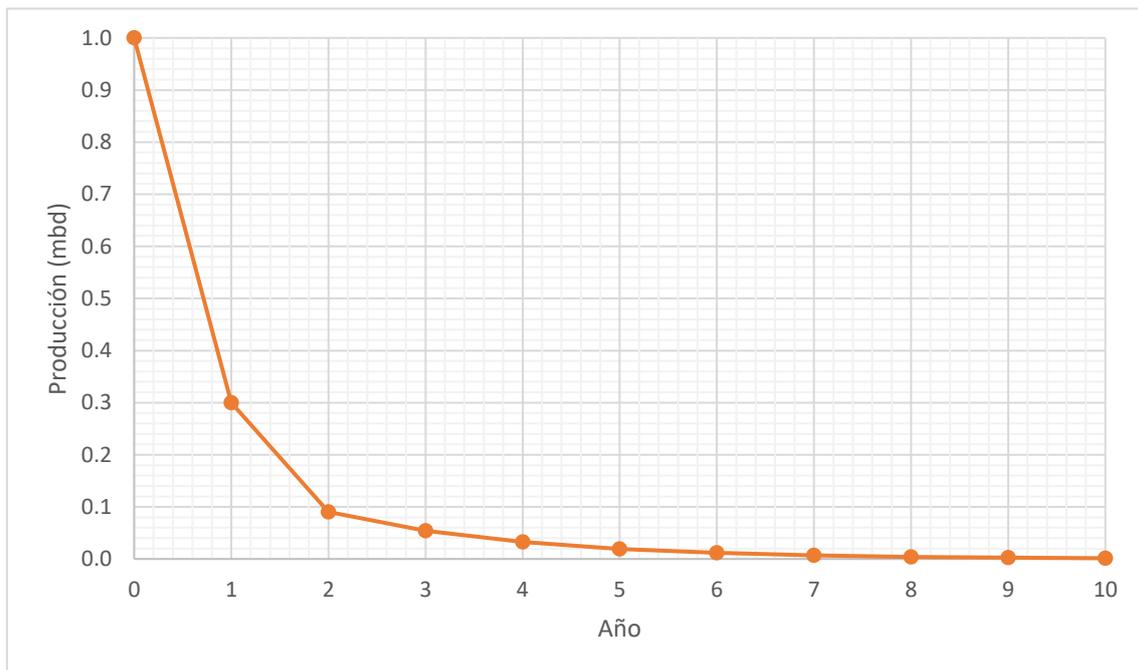


Figura 3.19. Perfil de producción de shale oil por pozo aplicando la tasa de descenso de 70% para el primer y segundo año y una tasa del 40% a partir del segundo año hasta 10 años de operación.

Con base al perfil de la curva de declinación de producción por pozo (figura 3.19) se encuentra que su comportamiento está en función de las siguientes dos ecuaciones:

$$y = e^{-1.204x} \quad (4-1)$$

$$y = 0.25e^{-0.511x} \quad (4-2)$$

donde el eje de las abscisas representa el tiempo de producción en años, y el eje de las ordenadas representa la producción diaria en miles de barriles. Para el cálculo del perfil de producción de shale oil diaria a diez años por pozo, se

aplica un factor de conversión de años a días (Se consideran años de 330 días por razones mantenimiento, contingencias, inventario, etc.) a las ecuaciones anteriores, obteniéndose:

$$y = e^{(-1.204)\left(\frac{x}{330}\right)} \quad (4-3)$$

$$y = 0.25e^{(-0.511)\left(\frac{x}{330}\right)} \quad (4-4)$$

De donde:

x: es el tiempo de producción de shale oil por día.

y: la producción diaria del pozo.

Aplicando la ecuación 1.1. se obtienen los valores de producción acumulada de shale oil por pozo para los años 1 y 2. Asimismo, mediante la aplicación de la ecuación 2.1 se obtienen los valores de producción acumulada para los siguientes 8 años. Los valores de producción acumulada por año se reportan en tabla 3.14 Nótese que la producción total de un pozo a diez años es de **307 mb**.

Tabla 3.14. Producción de shale oil por año.

Año	Producción anual por pozo (mb)
0	0.00
1	192.2
2	57.6
3	23.2
4	13.9
5	8.3
6	5.0
7	3.0
8	1.8
9	1.0

Año	Producción anual por pozo (mb)
10	0.6
<b>Total</b>	<b>307</b>

La práctica incidente de la mayoría de los productores de shale oil, reportan un tiempo de explotación de pozos promedio de **2 años** (David,2013), debido a que en este periodo el pozo alcanza sus mejores rendimientos de producción, sin embargo, sería de mucha utilidad crear protocolos de extracción total de pozos que sean económicamente rentables y asimismo procedimientos para la reparación de daños ambientales. En tal circunstancia, el tiempo de explotación de pozos para esta propuesta de trabajo de tesis se establecerá de igual forma en **2 años**.

Como se mostró en figura 3.19, la producción de cada pozo de extracción de shale oil declina en función del tiempo. Por tal razón, se requiere de un procedimiento de cálculos periódicos y permanentes con el propósito de mantener el ritmo de producción presupuestado de **152 MBD o 50,077 Mb anuales** para Cadereyta y **89 mbd o 29,205 mb anuales** para Madero. Para una mejor concepción de las cifras ofrecidas anteriormente, se desglosa en tabla 3.15, la producción requerida, así como el número de pozos necesarios desde el primero hasta el décimo año para cumplir con el ritmo de producción presupuestado. Es importante destacar que las condiciones del mercado del petróleo son muy inestables, por lo que esta propuesta será susceptible y tendrá que ajustarse a estos cambios.

Tabla 3.15. Producción y número de pozos requeridos desde el primer hasta el décimo año.

Año	Producción Total de pozos en operación (mb)	Shale oil a procesar (mb)	Producción requerida de shale oil para envío a refinerías (mb)	No. Pozos requeridos
1	79,282.5	79,282.5	0	412
2	23,784.1	79,282.5	55,498.4	289
3	16,649.0	79,282.5	62,633.4	326
4	18,789.5	79,282.5	60,492.9	315

Año	Producción Total de pozos en operación (mb)	Shale oil a procesar (mb)	Producción requerida de shale oil para envío a refinerías (mb)	No. Pozos requeridos
5	18147.4	79282.5	61135.1	318
6	18340.0	79282.5	60942.4	317
7	18282.2	79282.5	61000.2	317
8	18299.5	79282.5	60982.9	317
9	18294.3	79282.5	60988.1	317
10	18295.9	79282.5	60986.5	317
			<b>Total</b>	<b>3246</b>

El número de pozos calculado, se encuentra dentro del intervalo que se reporta en diferentes provincias petroleras de Estados Unidos (Hughes,2013).

### 3.4. Definición de la zona de extracción de shale oil en México.

Otro punto importante a considerar para el caso de estudio propuesto es establecer el sitio de localización de los pozos para la extracción de shale oil en la provincia petrolera de Tampico-Misantla. Para lograr lo anterior, se definen criterios, basados en experiencias en operación, estadísticas e investigaciones realizadas por diferentes compañías petroleras en diferentes campos de extracción de recursos no convencionales en Estados Unidos, como son Bakken en Dakota del Norte, Haynesville en el noreste de Louisiana y el este de Texas, Marcellus en Nueva York, Niobrara en el noreste de Colorado y Noroeste de Kansas, Permian en el este de Texas, Utica en Nueva York e Eagle Ford en el sur de Texas. A pesar de la existencia de vasta y variada información, no existen en la literatura abierta, procedimientos, reglas ni criterios normalizados para la determinación cualitativa y cuantitativa del área de asentamiento de los pozos, lo que conduce a que las compañías dedicadas a la explotación de shale oil establezcan sus parámetros de acuerdo a las condiciones de sus campos e intereses económicos.

### 3.4.1. Espaciamiento entre pozos.

Un criterio fundamental para determinar la localización de los pozos y el área requerida es definir la distancia entre pozo y pozo. De acuerdo a prácticas comunes de compañías como Conoco Phillips, Continental Resources Incorporated, Anadarko Petroleum, ExxonMobil, etc. el espaciamiento promedio entre pozos es de aproximadamente 600 pies (182.88 m) (Thuot, 2013).

Uno de los retos importantes para incrementar la eficiencia del proceso de extracción de shale oil, es reducir la distancia entre pozos, para lo cual las compañías se encuentran en permanente monitoreo de su comportamiento individual en una determinada unidad de área de perforación (la unidad de área promedio es de 640 acres. **Nota: 1 acre = 0.004046859km<sup>2</sup>.**

Una forma de medir el rendimiento de producción de los pozos es determinar el nivel de interferencia entre ellos, ya que se ha observado que a mayor distancia de separación se cumple el estimado de producción establecido al inicio del proceso. En contra parte la reducción de distancias entre pozos incrementa la probabilidad de interferencia entre ellos, impactando negativamente en los niveles de producción de cada uno y provocando a su vez dificultad para evaluar su rendimiento y en consecuencia no conocer a cabalidad un estimado de costos certero.

Con base en estudios realizados en la provincia petrolera de Bakken (Olson et al., 2015), donde se llevó a cabo una comparación del comportamiento de la producción de un par de pozos, localizados a diferentes distancias, iniciando el monitoreo de un pozo primario en periodos de tiempo de 6, 12 y 24 meses y posteriormente el monitoreo de un pozo secundario (Figura 3.20), este estudio concluyó que, para distancias de separación entre pozos, menores a 2,000 ft (609.6m), se presenta el fenómeno de interferencia entre ellos, ocasionando que el pozo secundario modifique su comportamiento, disminuyendo su tasa de producción con respecto al primero. Asimismo, se observa que, para distancias de separación mayores a 2,000 ft, el pozo secundario cumple con la tasa de producción presupuestada. Nótese que entre mayor sea el periodo de tiempo de producción, el fenómeno de interferencia

entre pozos se intensifica para distancias menores a 2,000 ft por lo tanto la tasa de producción disminuye.

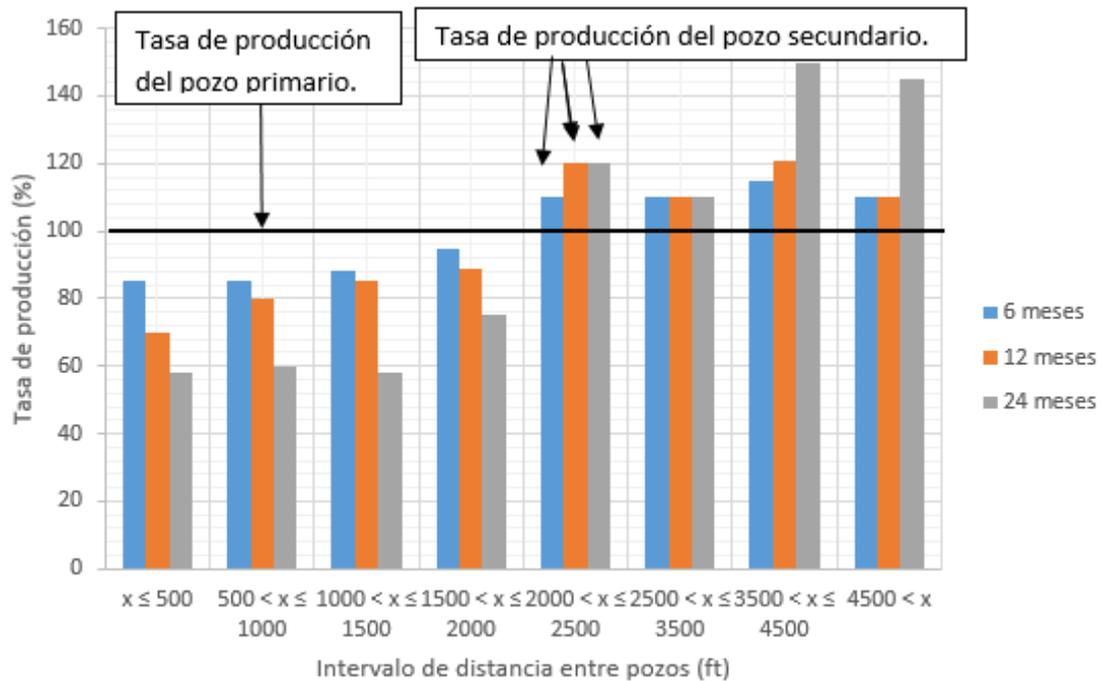


Figura 3.20. Comportamiento de la tasa de producción de un par de pozos en función de la distancia de separación entre ellos (Thuot,2013).

Por otra parte, en experimentos realizados en la provincia de Eagle Ford (Olson et al., 2015), se determinó que una menor distancia entre pozos incrementa la rentabilidad por reducción de costos de perforación. Asimismo, este estudio concluye que en la práctica se pueden perforar de 5 a 16 pozos en un área de 640 acres (2.58km<sup>2</sup>).

Con base en la información, experiencias en operación, estudios, investigaciones, etc. de la mayoría de las compañías petroleras, establecidas en Estados Unidos, que actualmente dominan el proceso de extracción de hidrocarburos no convencionales por medio del sistema fracking, siendo líderes mundiales, se determinaron las siguientes consideraciones para el caso de estudio propuesto. Asimismo, en figura 3.21 se establece el arreglo básico de pozos en la unidad de perforación establecida:

- Unidad de área de perforación: **1200 acres (4.86km<sup>2</sup>)**.
- Número de pozos por unidad de perforación: **4**.
- Longitud promedio (tramo horizontal): **2.0km**.

- Distancia entre pozos: **0.610km.**

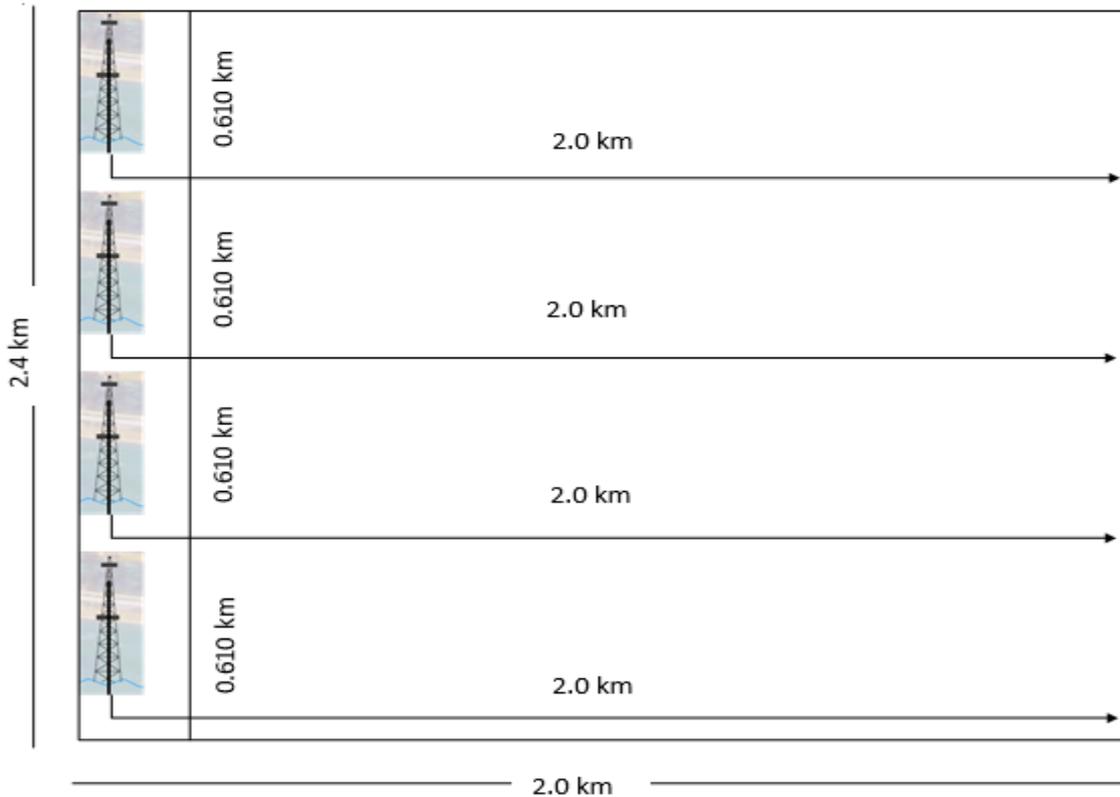


Figura 3.21. Arreglo básico de pozos en una unidad de perforación de 1200 acres.

El área total requerida para los 3,246 pozos que se necesitan para cumplir con la producción estimada se establece en:

$$\text{área total requerida} = (3246 \text{ pozos}) \left( \frac{1 \text{ unidad de área}}{4 \text{ pozos}} \right) \left( \frac{1200 \text{ acres}}{1 \text{ unidad de área}} \right) = 973,830 \text{ acres} \quad (4-5)$$

de donde,

$$\text{área total requerida} = (973,830 \text{ acres}) \left( \frac{0.004046859 \text{ km}^2}{1 \text{ acre}} \right) = 3,940.96 \text{ km}^2 \quad (4-6)$$

Se aplica un porcentaje del 40% adicional al total de área requerida por concepto de servicios auxiliares, intercomunicación, contingencias y potencial crecimiento, derecho de uso de terrenos, caminos, etc. obteniendo un área de:

$$\text{área requerida} + \text{área adicional} = (3,940.96 \text{ km}^2) + (3,940.96 \text{ km}^2)(0.40) = 5517.33 \text{ km}^2 \quad (4-7)$$

### 3.4.2. Localización del área para el sembrado de los pozos de extracción de shale oil.

En la figura 3.22 se presenta el polígono de superficie de 5517.33 km<sup>2</sup> propuesto para la perforación de los 3,246 pozos, el cual se encuentra entre las coordenadas siguientes:

- 1) 22°18'21.02" N, 98°29'45.14" O
- 2) 22°03'09.38" N, 97°49'49.72" O
- 3) 21°22'56.92" N, 97°48'59.88" O
- 4) 21°38'07.96" N, 98°28'58.83" O

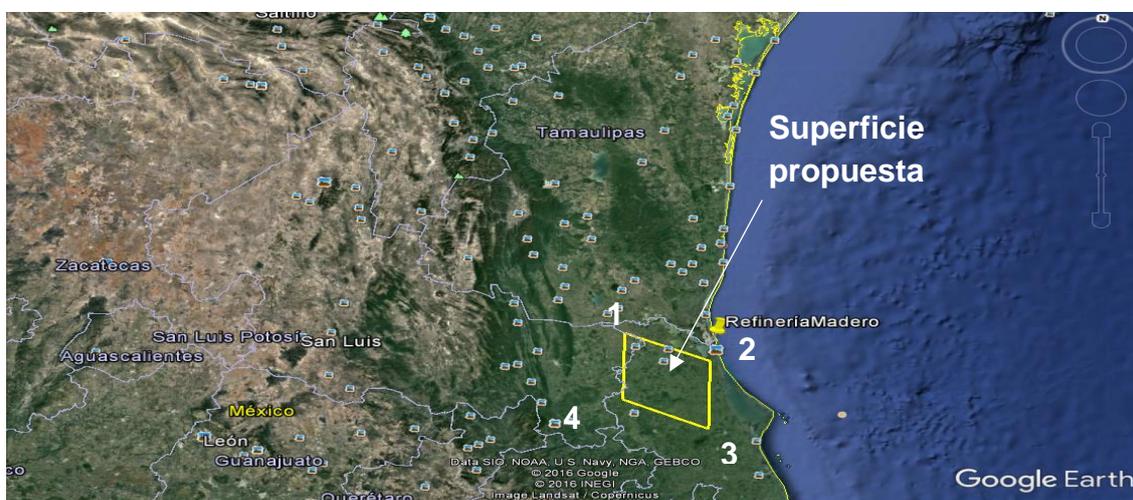


Figura 3.22. Localización del área de perforación propuesta (Data SIO NOAA U.S. Navy, NGA, GEBCO © 2016 Google © 2016 INEGI).

### 3.4.3. Matriz de pozos para el primer año (arranque).

En la figura 3.23 se muestra la propuesta de matriz de distribución de pozos en el primer año de arranque, que implica perforar 412 pozos para una producción presupuestada de 79,282.5mb. Del mismo modo se presenta el sistema de almacenamiento para **5 días** de producción para cada una de las refinerías, que se obtiene aplicando el procedimiento de cálculo siguiente:

- **Almacenamiento para abastecimiento a refinería de Cadereyta.**

Se consideran 5 días de almacenamiento para tener un aceptable margen de flexibilidad en la operación en refinería, así como evitar riesgos de bloqueos. La producción para 5 días se estima en:

$$\textit{Producción para cinco días} = \left(\frac{152mb}{1\text{día}}\right) (5\text{días}) = 759mb \quad (4-8)$$

De acuerdo a tabla de fabricantes de tanques de almacenamiento de crudo (tabla 3.16) se fabrican tanques de las siguientes capacidades (solo se mostrarán las capacidades que se requieren para este estudio):

Tabla 3.16. Dimensiones de tanques de almacenamiento de crudo.

Capacidad (b)	Diámetro (m)	Altura (m)
150,000	48.7	12.2
200,000	60.9	12.2
500,000	91.4	12.2

Fuente: Stantec, 2015

Por lo tanto, el número de tanques requeridos para el almacenamiento de la cifra de producción calculada se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\textit{No. de tanques} = \left(\frac{759mb}{500mb}\right) = 1.5 \textit{ tanques} \quad (4-9)$$

Se determina utilizar:

- 2 tanques de 500,000 b para almacenamiento directo.
- 1 tanque pulmón de 150,000 b.
- **Almacenamiento para abastecimiento a refinería de Madero.**

Para el cálculo del número de tanques de almacenamiento para abastecimiento a refinería de Madero se utilizó el procedimiento anterior, obteniendo:

$$\textit{No. de tanques} = \left(\frac{443mb}{200mb}\right) = 2.2 \textit{ tanques} \quad (4.10)$$

Se determina utilizar:

- 2 tanques de 200,000 b para almacenamiento directo.

- 1 tanque pulmón de 200,000 b para recibir excedente del 10% y operar como relevo.

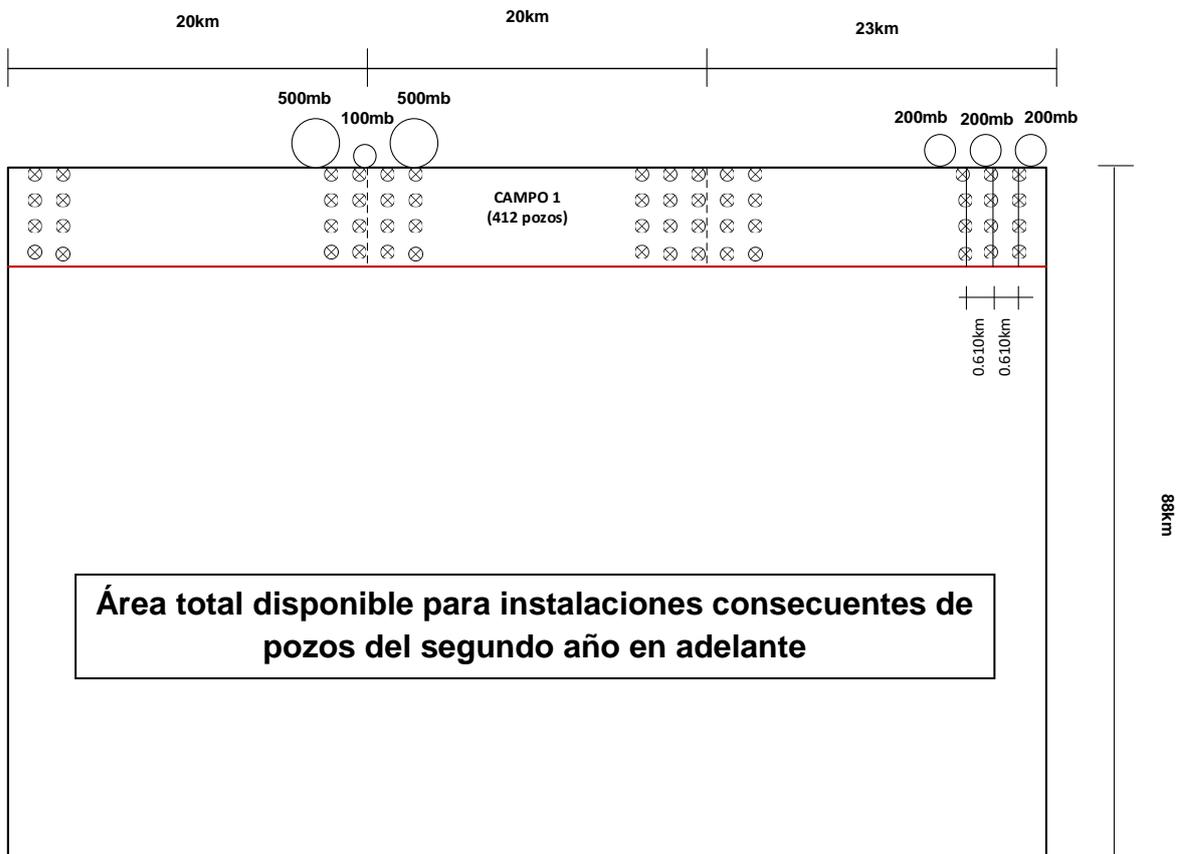


Figura 3.23. Matriz de distribución de pozos y almacenamiento para el primer año de arranque.

Es importante resaltar que el arreglo propuesto para el arranque y para años subsiguientes es susceptible a cambios debido a las condiciones de operación en campo.

La ubicación de los pozos del campo petrolero No.1, simulada en Google Earth se establece en figura 3.24, donde los puntos amarillos representan los pozos de extracción de shale oil, los puntos rojos corresponden al sistema de almacenamiento propuesto (tanques) y el punto verde indica localización de la refinería de Madero.

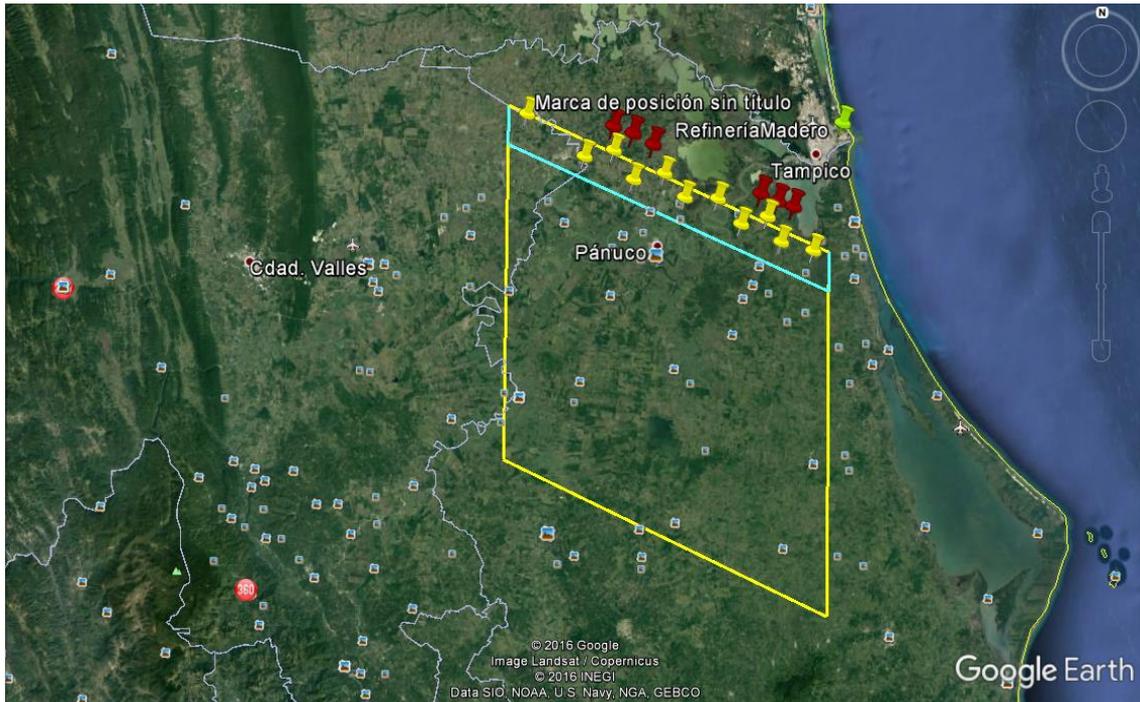


Figura 3.24. Localización del campo petrolero No.1 (Primer año, etapa de arranque) (© 2016 Google Image Landsat / Copernicus © 2016 INEGI Data SIO NOAA U.S. Navy, NGAN GEBCO).

## **CAPÍTULO 4. ASPECTOS TÉCNICOS PARA EL CÁLCULO DE EQUIPOS PRIMARIOS.**

### **4.1. Descripción del proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte de shale oil hacia refinerías y resumen de balance de materia.**

El proceso de extracción, separación, almacenamiento y transporte de shale oil hacia las refinerías de Cadereyta y Madero y el resumen de balance de materia, se representa en las figuras 4.1, 4.2 y tablas 4.1 a, b, c y 4.2 a y b respectivamente, y se describen cada una como sigue:

#### **4.1.1. Refinería de Cadereyta.**

1. El proceso inicia con la perforación vertical y horizontal del pozo, continuando con la aplicación del proceso de fracturamiento hidráulico para promover el escape del shale oil hacia la superficie (corriente 1). Una vez finalizada esta actividad, se lleva a cabo su extracción, mediante un sistema de bombeo, entregando el producto a la segunda etapa.
2. En esta etapa se recibe el flujo (corriente 1) en el separador (S-101) tipo paquete de tres fases, dentro del cual se realiza la separación del crudo (corriente 3), el gas asociado (corriente 14), el agua de proceso (corriente 13) y las arenas (corriente 11) (ver Apéndice A).
3. Una vez realizada la separación de fases, el gas se direcciona a otro proceso (Corriente 15). A su vez el agua de proceso recuperada se transporta a una planta de tratamiento (Corriente 13). Posteriormente, el crudo (corriente 4) se impulsa por bomba P-101 A, hacía el recolector RE-101 de corrientes provenientes de todos los pozos del sistema. Finalmente, el crudo recolectado (corriente 5) se envía a tanques de almacenamiento centrales TA-102, TA103 y TA-104.
4. El proceso concluye con el transporte del crudo (corriente 6) en diferentes etapas de bombeo (P-102, P-103, P-104, P-105, P-016 y P-107) de tanques centrales de almacenamiento hasta recepción en refinería Cadereyta.

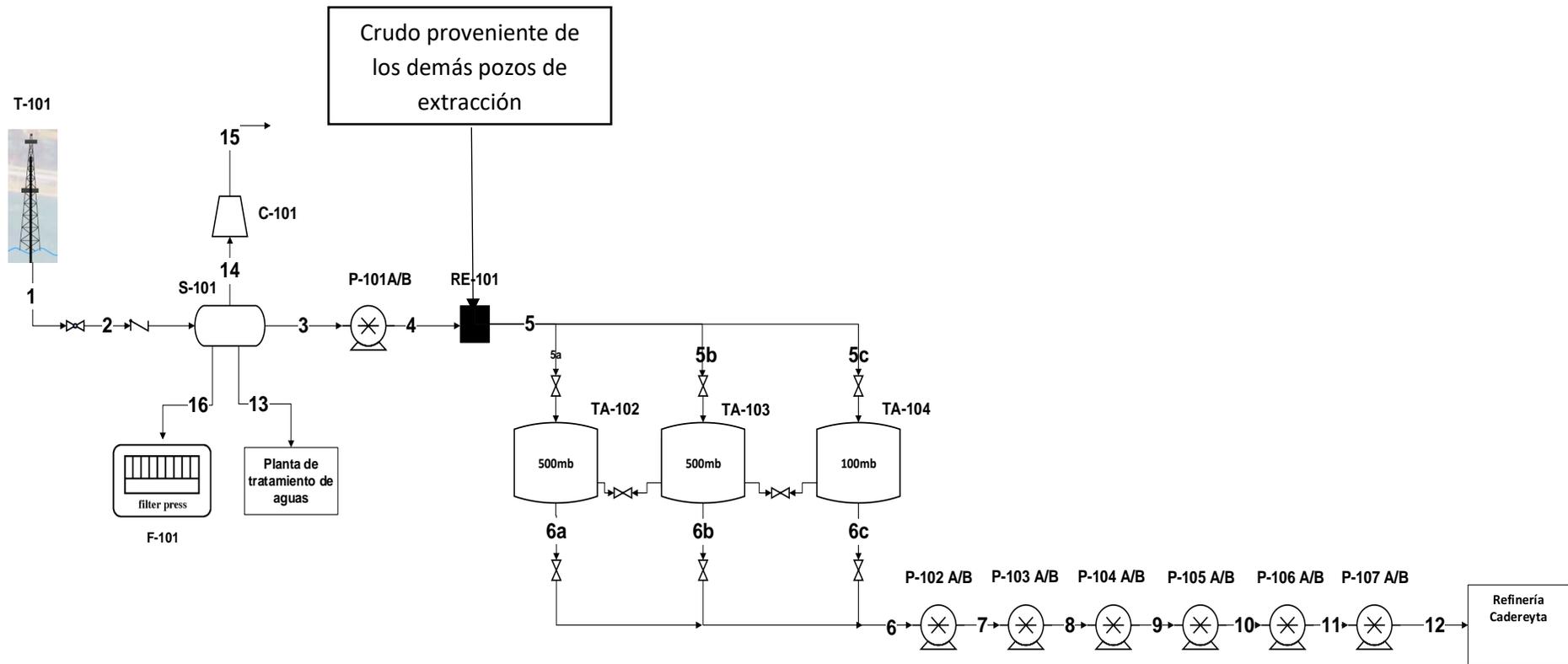


Figura 4.1. Esquema básico de proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte de shale oil hacia la refinería de Cadereyta.

CAPÍTULO 4. ASPECTOS TÉCNICOS E INGENIERÍA ELEMENTAL PARA EL CÁLCULO DE EQUIPOS PRIMARIOS

Tabla 4.1 a. Balance de materia del proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte a refinería de Cadereyta (corrientes 1-6).

Variables de operación	Corrientes de Proceso					
	1	2	3	4	5	6
QO (b/d)	1000	1000	1000	1000	152000	152000
QW (b/d)	102381	102381	0	0	0	0
QG (b/d)	89053.8	89053.8	0	0	0	0
QA (b/d)	2047.619	2047.619	0	0	0	0
Temperatura (°C)	100	35	25	28	25	25
Presión (kPa)	4500	1723	101.325	8101	101.325	101.325

Tabla 4.1 b. Balance de materia del proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte a refinería de Cadereyta (corrientes 7-12).

Variables de operación	Corrientes de Proceso					
	7	8	9	10	11	12
QO (b/d)	152000	152000	152000	152000	152000	152000
QW (b/d)	0	0	0	0	0	0
QG (b/d)	0	0	0	0	0	0
QA (b/d)	0	0	0	0	0	0
Temperatura (°C)	28	30.32	34.31	38.31	42.31	47.11
Presión (kPa)	8101	13280	13280	13540	14220	14290

Tabla 4.1 c. Balance de materia del proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte a refinería de Cadereyta (corrientes 13-16).

Variables de operación	Corrientes de Proceso			
	13	14	15	16
QO (b/d)	0	0	0	0
QW (b/d)	102381	0	0	0
QG (b/d)	0	89053.8	89053.8	0
QA (b/d)	0	0	0	2047.619
Temperatura (°C)	35	35	*	25
Presión (kPa)	101.325	1723	*	*

#### **4.1.2. Refinería de Madero.**

1. El proceso inicia con la perforación vertical y horizontal del pozo, continuando con la aplicación del proceso de fracturamiento hidráulico para promover el escape del shale oil hacia la superficie (corriente 1). Una vez finalizada esta actividad, se lleva a cabo su extracción, mediante un sistema de bombeo, entregando el producto a la segunda etapa.
2. En esta etapa se recibe el flujo (corriente 1) en el separador (S-201) tipo paquete de tres fases, dentro del cual se realiza la separación del crudo (corriente 3), el gas asociado (corriente 14), el agua de proceso (corriente 13) y las arenas (corriente 11) (Ver Apéndice A).
3. Una vez realizada la separación de fases, el gas se direcciona a otro proceso (Corriente 15). A su vez el agua de proceso recuperada se transporta a una planta de tratamiento (Corriente 13). Posteriormente, el crudo (Corriente 4) se impulsa por bomba P-102 A, hacía el recolector RE-201 de corrientes provenientes de todos los pozos del sistema. Finalmente, el crudo recolectado (corriente 5) se envía a tanques de almacenamiento centrales TA-102, TA103 y TA-104.
4. El proceso concluye con el transporte del crudo (corriente 6) por bomba P-202 de tanques centrales de almacenamiento hasta recepción en refinería de Cadereyta.

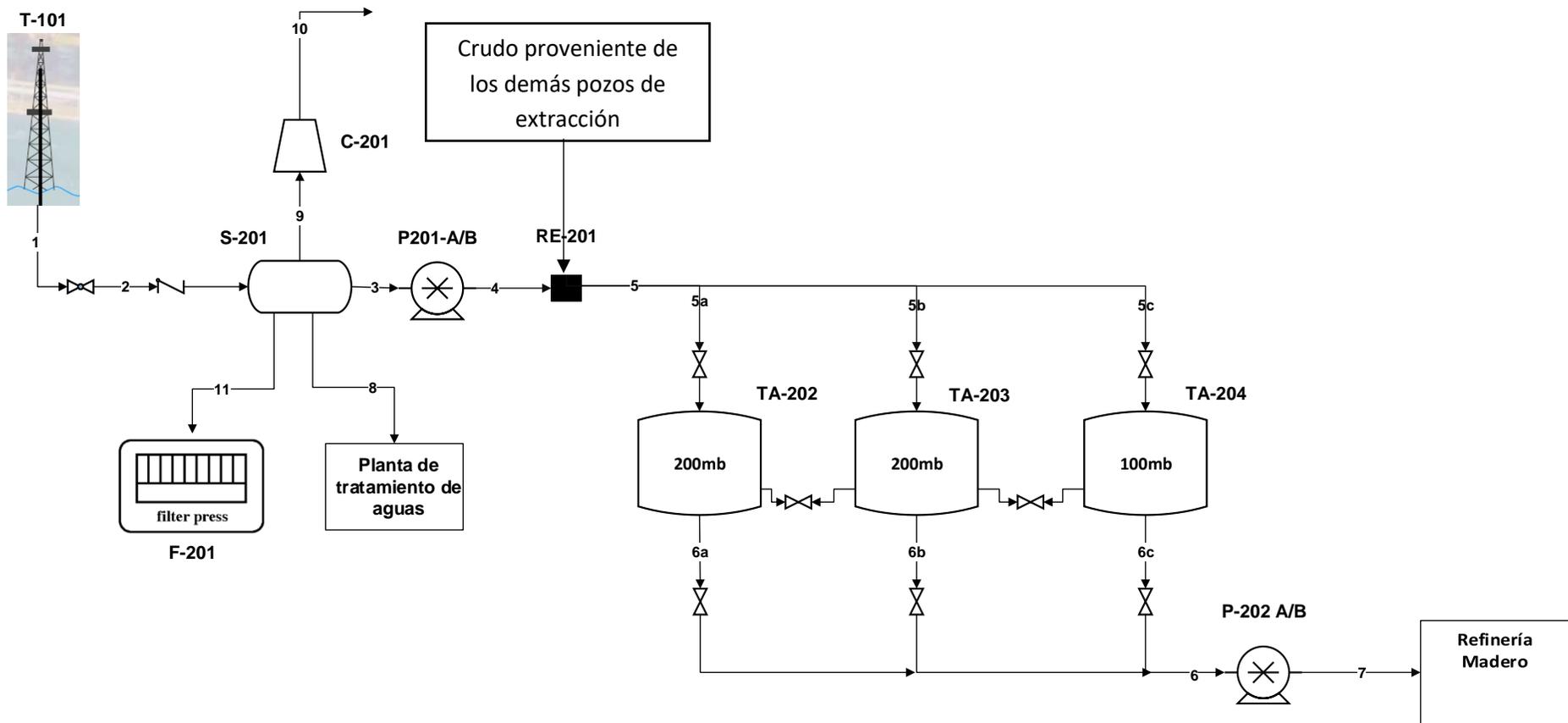


Figura 4.2. Esquema básico de proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte de shale oil hacia la refinería de Madero.

Tabla 4.2 a. Balance de materia del proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte a refinería de Madero (corrientes 1-6).

Variables de operación	Corrientes de Proceso					
	1	2	3	4	5	6
QO (b/d)	1000	1000	1000	89000	89000	89000
QW (b/d)	102381	102381	0	0	0	0
QG (b/d)	89053.8	89053.8	0	0	0	0
QA (b/d)	2047.619	2047.619	0	0	0	0
Temperatura (°C)	100	35	25	28	25	25
Presión (kPa)	4500	1723	101.325	8101	101.325	101.325

Tabla 4.2 b. Balance de materia del proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte a refinería de Madero (corrientes 7-11).

Variables de operación	Corrientes de Proceso				
	7	8	9	10	11
QO (b/d)	89000	0	0	0	0
QW (b/d)	0	102381	0	0	0
QG (b/d)	0	0	89053.8	89053.8	0
QA (b/d)	0	0	0	0	2047.619
Temperatura (°C)	28	30.32	34.31	42.31	47.11
Presión (kPa)	8101	101.325	1723	*	*

#### 4.2. Listado de equipos requeridos para el proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte de crudo hacia refinerías de Cadereyta y Madero.

En tablas 4.3. y 4.4. se presentan la relación de equipos para el proceso explotación de pozos de shale oil a refinerías de Cadereyta y Madero, respectivamente.

- **Cadereyta.**

Tabla 4.3. Lista de equipos para el proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte de crudo hacia refinería de Cadereyta.

Tag	Equipo de proceso	Descripción	Cantidad	Corriente
T-101	Torre de perforación, fracking y extracción de shale oil	Especificada por proveedor	Especificada por proveedor	1
S-101	Separador de Shale oil, agua, gas y arenas	Separador horizontal de tres fases de 2.23m x 8.95m	261	2,3
P-101	Bomba de traslado de shale oil del separador a tanques de almacenamiento centrales	Bomba de desplazamiento positivo de 26 hp.	522	3,4
RE-101	Recolector de corrientes de shale oil, provenientes de pozos de extracción	Ducto colector en tubería de AC de 16" c-80. Tramo 56 km	2	4,5
TA-102	Tanque de almacenamiento central de shale oil	Tanque de almacenamiento de 500mb A.C. 91.4m x 9.14m	1	5,6
TA-103	Tanque de almacenamiento central de shale oil	Tanque de almacenamiento de 500mb A.C. 91.4m x 9.14m	1	5,6
TA-104	Tanque de almacenamiento central de shale oil	Tanque de almacenamiento de 500mb A.C. 91.4m x 9.14m	1	5,6
P-102	Bomba de traslado de shale oil de tanques generales de almacenamiento a primera estación de bombeo	Bomba de desplazamiento positivo de 6682 hp	2	6,7
P-103	Bomba de traslado de shale oil de primera estación de rebombeo a segunda estación de rebombeo	Bomba de desplazamiento positivo de 4889 hp	2	7,8
P-104	Bomba de traslado de shale oil de segunda estación de rebombeo a tercera estación de rebombeo	Bomba de desplazamiento positivo de 4900 hp	2	8,9
P-105	Bomba de traslado de shale oil de tercera estación de rebombeo a cuarta estación de rebombeo	Bomba de desplazamiento positivo de 4914 hp	2	9,10
P-106	Bomba de traslado de cuarta estación de rebombeo a quinta estación de rebombeo	Bomba de desplazamiento positivo de 4930 hp	2	10,11

CAPÍTULO 4. ASPECTOS TÉCNICOS E INGENIERÍA ELEMENTAL PARA EL CÁLCULO DE EQUIPOS PRIMARIOS

Tag	Equipo de proceso	Descripción	Cantidad	Corriente
P-107	Bomba de traslado de quinta estación de rebombeo Refinería de Cadereyta	Bomba de desplazamiento positivo de 4501 hp	2	11,12
C-101	Compresor de gas asociado	Especificado por proveedor	1	14,15
F-101	Filtro prensa de arenas	Especificado por proveedor	1	2,16
	Ducto de traslado de shale oil de separador a recolector RE-101	Ducto en tubería de AC 4" c-80. Longitud promedio 3km	261	4
	Ducto de traslado de shale oil de tanques de almacenamiento centrales a Refinería de Cadereyta.	Ducto en tubería de AC 24" c-80, 426km	1	6,7,8,9,10,11,12

- **Madero**

Tabla 4.4. Lista de equipos para el proceso de extracción, separación primaria, almacenamiento y transporte de crudo hacia refinería de Madero.

Tag	Equipo de proceso	Descripción	Cantidad	Corriente
T-201	Torre de perforación, fracking y extracción de shale oil	Especificada por proveedor	Especificada por proveedor	1
S-201	Separador de Shale oil, agua, gas y arenas	Separador horizontal de tres fases de 2.23m x 8.95m	152	2,3
P-201	Bomba de traslado de shale oil del separador a tanques de almacenamiento centrales	Bomba de desplazamiento positivo de 26 hp	304	3,4
RE-201	Recolector de corrientes de shale oil, provenientes de pozos de extracción	Ducto colector en tubería de AC de 16" C-80. Tramo 31km	1	4,5
TA-202	Tanque de almacenamiento central de shale oil	Tanque de almacenamiento de 200mb A.C. 60.96m x 12.20m	1	5,6
TA-203	Tanque de almacenamiento central de shale oil	Tanque de almacenamiento de 200mb A.C. 60.96m x 12.20m	1	5,6
TA-204	Tanque de almacenamiento central de shale oil	Tanque de almacenamiento de 200mb A.C. 60.96m x 12.20m	1	5,6
P-202	Bomba de traslado de shale oil de tanques generales de almacenamiento a refinería de Madero	Bomba de desplazamiento positivo de 4436 hp	2	6,7
C-201	Compresor de gas asociado	Especificado por proveedor	1	9,10

Tag	Equipo de proceso	Descripción	Cantidad	Corriente
F-201	Filtro prensa de arenas	Especificado por proveedor	1	2,11
	Ducto de traslado de shale oil de separador a recolector RE-201	Ducto en tubería de AC 4" c-80. Longitud promedio 3km	152	4
	Ducto de traslado de shale oil de tanques de almacenamiento centrales a Refinería de Madero.	Ducto en tubería de AC 18" c-80, 33km.	1	6,7

#### 4.2.1. Esquemas de infraestructura y equipamiento en sitio para la ejecución de los trabajos por etapas en los campos de explotación de shale oil.

Previo a la presentación de los esquemas de infraestructura y equipamiento en sitio de extracción de shale oil, es oportuno mencionar el proceso de vida de un pozo para la explotación del mismo.

##### 4.2.1.1. Proceso de vida de un pozo.

El proceso de vida de un pozo (Figura 4.3) para la extracción de shale oil se compone de las siguientes etapas:

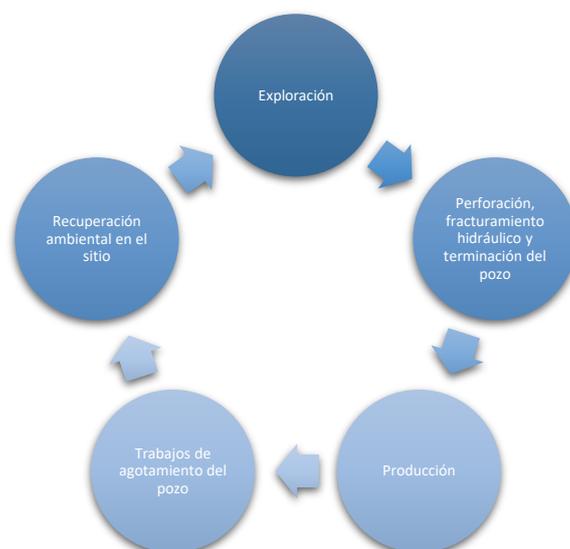


Figura 4. 3. Ciclo de vida de un pozo para la extracción de shale oil.

✚ **Exploración.** Se realiza en lugares en donde se ha confirmado la existencia de reservas de hidrocarburos no convencionales, al tiempo que

se establecen los procesos regulatorios y de decisión para dar inicio a los trabajos de perforación.

- ✚ **Perforación, fracturamiento hidráulico y terminación del pozo.** En esta etapa se llevan a cabo los procesos de perforación del pozo, encamisado, perforado del tubo horizontal para la inyección del fluido fracturante y fracturación.
- ✚ **Producción.** En esta fase se extrae el shale oil del yacimiento a instalaciones en superficie.
- ✚ **Trabajos de agotamiento del pozo.** Es el punto en donde se realizan trabajos con el objetivo de extraer la mayor cantidad de recurso remanente hasta el sello del mismo.
- ✚ **Recuperación ambiental en el sitio.** En esta etapa, se cierra el ciclo de vida del pozo, realizando principalmente trabajos de recuperación ambientales.

#### 4.2.1.2. Esquema básico de infraestructura y equipamiento para etapa de perforación.

En figura 4.4 se muestra el esquema de localización de equipo y la infraestructura requerida in sitio para los trabajos de perforación.

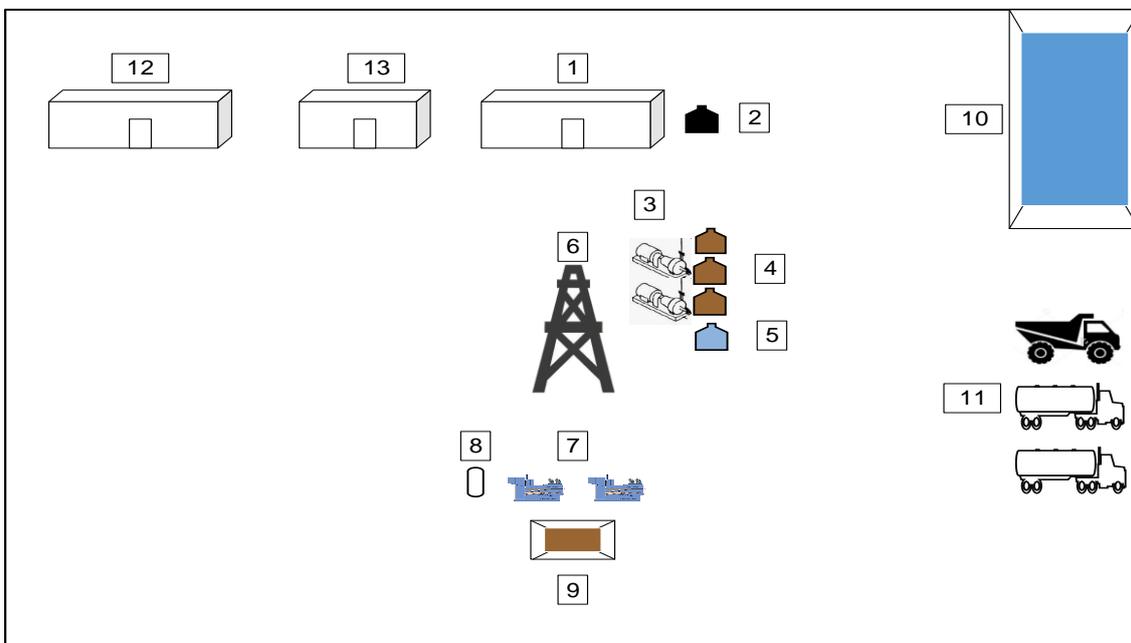


Figura 4.4. Esquema básico de infraestructura y equipamiento para los trabajos de perforación.

Componentes de figura 4.4.

1. Cuarto de control y generadores.	2. Tanque de combustible.
3. Bombas para perforación.	4. Tanques de arenas y aditivos químicos.
5. Tanque de agua para perforación.	6. Torre de perforación.
7. Cribas vibradoras	8. Separador de gas y lodos.
9. Fosa de lodos.	10. Estanque de agua.
11. Transporte. Usos múltiples.	12. Cuarto de almacén y mantenimiento.
13. Oficinas.	

#### 4.2.1.3. Esquema básico de infraestructura y equipamiento para etapa de fracturamiento hidráulico y terminación de pozo.

En figura 4.5 se muestra el esquema de localización de equipo y la infraestructura requerida en sitio para los trabajos de fracturamiento hidráulico y terminación del pozo.

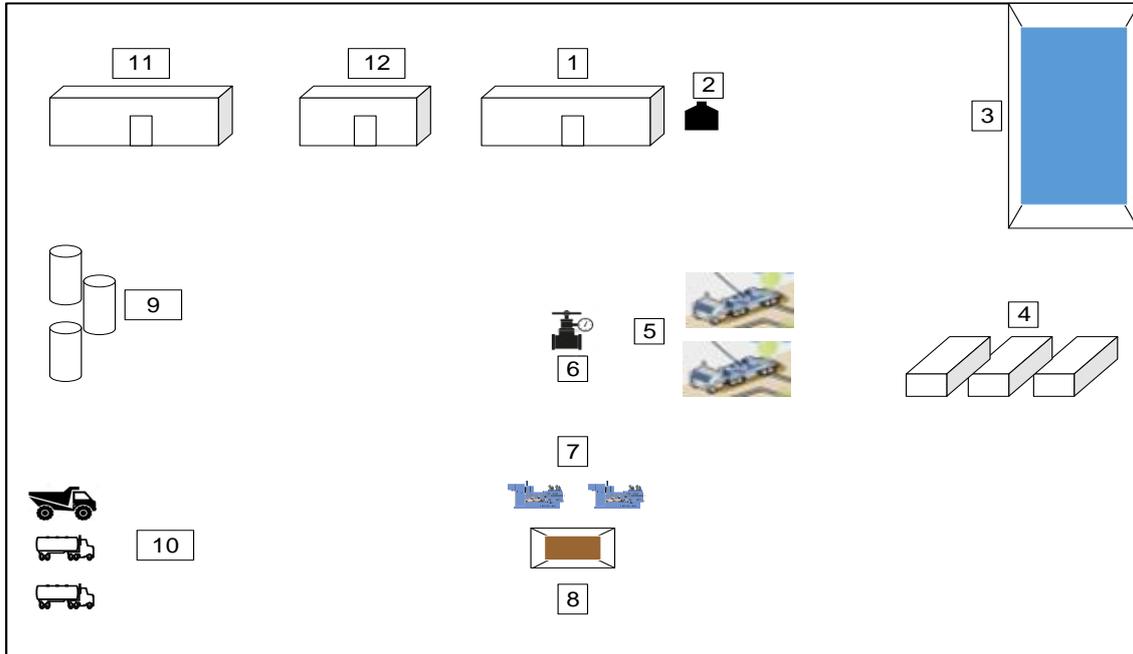


Figura 4.5. Esquema básico de infraestructura y equipamiento para los trabajos de fracturamiento hidráulico y terminación de pozo.

Componentes de figura 4.5.

1. Cuarto de control y generadores.	2. Tanque de combustible.
3. Estanque de agua.	4. Tanques de almacenamiento de arenas y aditivos químicos.
5. Bombas para la fracturación hidráulica.	6. Cabeza del pozo.
7. Cribas vibradoras	8. Fosa de lodos.
9. Tanques de condensado de agua	10. Transporte. Usos múltiples.
11. Cuarto de almacén y mantenimiento.	12. Oficinas.

#### 4.2.1.4. Esquema básico de infraestructura y equipamiento para etapas de producción y agotamiento del pozo.

En figura 4.6 se muestra el esquema de localización de equipo y la infraestructura requerida en sitio para los trabajos de producción y agotamiento del pozo.

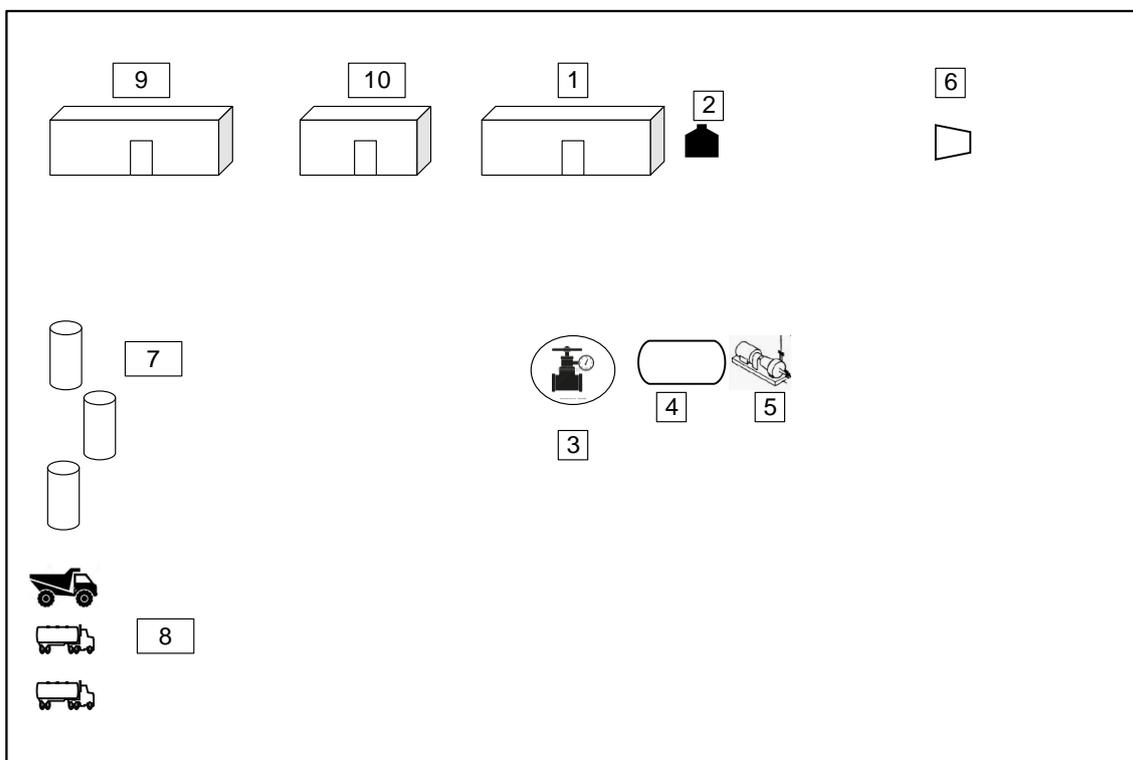


Figura 4.6. Esquema básico de infraestructura y equipamiento para los trabajos de producción y agotamiento de pozo.

Componentes de figura 4.6.

1. Cuarto de control y generadores.	2. Tanque de combustible.
3. Cabeza de pozo.	4. Separador de tres fases.
5. Bomba de desplazamiento positivo.	6. Compresor de gas asociado.
7. Tanque de condensado de agua.	8. Transporte. Usos múltiples.
9. Cuarto de almacén y mantenimiento.	10. Oficinas

## CAPÍTULO 5. ESTIMADO DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIÓN.

En este capítulo se presenta el estimado de infraestructura e inversión requerida para el desarrollo del proyecto de explotación de shale oil en la provincia petrolera de Tampico-Misantla en el polígono denominado Campo No.1, con las siguientes coordenadas (Figura 3.24):

- a) 22°03'09.19" N, 97°49'49.70" O
- b) 21°58'49.10" N, 97°49'43.03" O
- c) 22°14'00.18" N, 98°29'39.91" O
- d) 22°18'21.30" N, 98°29'45.14" O

Para la integración del costo de la inversión del presente proyecto se tomaron las siguientes consideraciones:

- ✚ El proyecto global se considera a **diez años** con una superficie de explotación total de **5,517.33 km<sup>2</sup>**.
- ✚ El alcance de este proyecto en específico, considera únicamente la inversión necesaria de acuerdo a la perforación de nuevos pozos considerando la tasa de decaimiento en la producción del 70% para el primer año y del 40% para el segundo año por pozo. El tiempo estimado para la construcción del campo se consideró en dos años, tomando como referencia un análisis del "Department for Energy & Industrial Strategy" el cual sugiere que el tiempo promedio para la realización de los trabajos de exploración, perforación y terminación de pozo es de dos años (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2017), previo al inicio de producción comercial.
- ✚ El costeo considera la explotación de las reservas de shale oil que se encuentran en las coordenadas citadas, de acuerdo a la tabla de producción y al número de pozos requeridos por año, en donde se encuentra considerada la tasa de decaimiento en la producción por pozo (Ver tabla 3.15).
- ✚ Por otra parte, el costo de inversión está integrado por dos bloques principales:

- Costos de infraestructura e inversión para la explotación de shale oil en las etapas de exploración, terminación de pozo y producción para **3,246 pozos.**
  - Costos de infraestructura e inversión para el almacenamiento y red de transporte del crudo desde el sitio de extracción hacia refinerías de Cadereyta y de Madero.
- ✚ Es importante destacar que debido a que en México no se cuenta con experiencia previa suficiente en el desarrollo de proyectos de explotación de shale, no se tiene información que permita establecer costos. Por tal motivo para el costeo de este proyecto se tomaron como referencia textos, informaciones y estadísticas de compañías que se dedican a las actividades de explotación de gas y petróleo. En especial se tomó como referencia la estructura de costos de (EIA, 2016) para las etapas de exploración, perforación, terminación de pozo y producción. En resumen, el costeo de este proyecto se considera de clase V, cuyo objetivo principal es asegurar la congruencia estratégica y evaluar la factibilidad técnica, económica y ambiental de las oportunidades de inversión dentro de un intervalo de resolución de -30% a +50%.

### 5.1. Estimación de costo para las etapas de exploración, perforación, terminación de pozo y producción en sitio por pozo.

En la siguiente tabla (tabla 5.1) se desglosan los conceptos de actividades y trabajos, permisos, rentas, equipo, mano de obra, contingencias, etc. y los porcentajes que representa su participación en el costo total para la etapa de exploración, perforación, terminación de pozo y producción en sitio por pozo.

Tabla 5.1. Costos de las etapas de exploración, perforación, terminación de pozo y producción por pozo.

Concepto	Costo por pozo (MMUSD)	% del costo total (EIA,2016)
Perforación y fluido de perforación	1.10	16%
Encamisado y cementación	0.80	11%

Concepto	Costo por pozo (MMUSD)	% del costo total (EIA,2016)
Bombas y equipos para la fracturación hidráulica	1.70	24%
Fluido fracturante	1.00	14%
Fluido de terminación de pozo y fluidos de retorno	0.80	12%
Otros	1.60	23%
Total	7.00	100%

### 5.1.2. Consolidación de costos.

En tabla 5.2. se presenta el costo de inversión total de las etapas de exploración, perforación, terminación de pozo y producción para la extracción de shale oil de **3,246 pozos**, calculados para una producción total de **240,000 bd**, de los cuales **152,000bd** se enviarán a la refinería de Cadereyta y **88,000 bd** a la refinería de Madero para un período estimado de **diez años**.

Tabla 5.2. Costo total de inversión de las etapas de exploración, perforación, terminación de pozo y producción para 3,246 pozos.

Concepto	Costo por pozo (MMUSD)	% del costo total	#Pozos	Costo total (MMUSD)
Perforación y fluido de perforación	1.1	16%	3,246	3,635.5
Encamisado y cementación	0.7	11%	3,246	2,499.4
Bombas y equipos para la fracturación hidráulica	1.7	24%	3,246	5,453.3
Fluido fracturante	1.0	14%	3,246	3,181.1
Fluido de terminación de pozo y fluidos de retorno	0.8	12%	3,246	2,726.6
Otros	1.6	23%	3,246	5,226.1
<b>Total</b>	<b>7</b>	<b>100%</b>	<b>3,246</b>	<b>22,722</b>

## 5.2. Estimación de costo para la red de transporte y almacenamiento de crudo desde pozos de extracción hacia refinerías de Cadereyta y de Madero.

Para la integración del costo de la inversión para la red de transporte y almacenamiento desde pozos de extracción de shale oil hacia cada una de las refinerías se tomaron las siguientes consideraciones:

- ✚ Los costos de los materiales y mano de obra especializada o costos directos totales por disciplina (Tubería, civil, metal, instrumentación, eléctrico, aislamiento y pintura) para los equipos requeridos para la red de transporte y almacenamiento de shale oil (Bombas, tanques y ductos), se calcularon utilizando el software Aspen Capital Cost Estimator (APEA).
- ✚ De acuerdo a la Gerencia de Ingeniería de Costos de PEMEX (PEMEX, 2012), se aplica un 5% del costo directo por disciplina por concepto de fletes, seguros y refaccionamiento.
- ✚ Los costos para permisos se calcularon aplicando el 4.25% del costo directo por disciplina (Smith,2016).
- ✚ El costo por concepto de maquinaria se tomó por el cálculo directo de APEA.
- ✚ El cálculo del costo de ingeniería se obtuvo del producto de las H-H de cada especialidad de ingeniería que arrojó el sistema y de los precios siguientes (PEMEX,2012):
  - Ingeniería básica – 135 USD/H-H
  - Ingeniería de detalle – 33 USD/H-H
  - Procura – 33 USD/H-H
- ✚ Para el concepto de pruebas y puesta en marcha se consideró el costo que determinó el sistema.
- ✚ El costo directo total se integra por la suma de los costos directos totales por disciplina, permisos, los fletes, seguros y refaccionamiento, maquinaria, ingeniería y pruebas y puesta en marcha.
- ✚ El cálculo de los costos indirectos totales se conforma por la suma de los costos indirectos que arroja el sistema y la utilidad que corresponde en este caso al 9% del costo directo total (PEMEX,2012).

- ✚ Para el cálculo del costo por contingencia se aplicó el 15% de la suma del costo directo total y del costo indirecto total sugerido por (Stantec,2015).
- ✚ El costo por escalación se calculó en función de los índices CPI-ALL Urban Consumers consultados en el Bureau of Labor Statistics (BLS, 2017).

### **5.2.1. Resumen de costos de materiales y mano de obra especializada por disciplina para los circuitos de Cadereyta y Madero.**

En la tabla 5.3 se desglosan los costos de materiales y mano de obra especializada por disciplina para los equipos de bombeo y sistemas de ductos y tanques de almacenamiento de los circuitos de Cadereyta y Madero.

Tabla 5.3 Resumen de costos de equipos y mano de obra especializada por disciplina.

RESUMEN DE COSTOS DE EQUIPOS POR DISCIPLINA												
	<b>PROYECTO</b>	TESIS DE MAESTRÍA										
	<b>NOMBRE DEL PROYECTO</b>	REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIÓN PARA LA EXTRACCIÓN DE SHALE OIL EN LA PROVINCIA PETROLERA DE TAMPICO-MISANTLA										
	<b>LUGAR DE DESARROLLO</b>	CDMX			<b>ELABORADO POR</b>	ERICK MARTÍNEZ GARCÍA						
	<b>FECHA DE DESARROLLO</b>	JUN2016 - JUN2017			<b>TIPO DE ESTIMADO</b>	CLASE V		<b>MONEDA</b>	MMUSD			
CIRCUITO CADEREYTA												
Tag	Equipo de proceso	Descripción	Equipo (MMUSD)	Tubería (MMUSD)	Civil (MMUSD)	Metal (MMUSD)	Instrumentación (MMUSD)	Eléctrico (MMUSD)	Aislamiento (MMUSD)	Pintura (MMUSD)	Total (MMUSD)	
<b>P-101</b>	Bomba de traslado de shale oil del separador a tanques de almacenamiento centrales	Bomba de desplazamiento positivo de 26 hp.	5.296	4.687	0.841	0.000	0.597	1.442	0.000	0.729	13.59	
<b>RE-101</b>	Recolector de corrientes de shale oil, provenientes de pozos de extracción	Ducto colector en tubería de AC de 16" c-80. Tramo 56 km	0.000	46.416	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	46.42	
<b>TA-102</b>	Tanque de almacenamiento central de shale oil	Tanque de almacenamiento de 500mb A.C. 91.4m x 9.14m	1.172	0.077	0.019	0.139	0.015	0.015	0.000	0.104	1.54	

CAPÍTULO 5. ESTIMADO DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIÓN

Tag	Equipo de proceso	Descripción	Equipo (MMUSD)	Tubería (MMUSD)	Civil (MMUSD)	Metal (MMUSD)	Instrumentación (MMUSD)	Eléctrico (MMUSD)	Aislamiento (MMUSD)	Pintura (MMUSD)	Total (MMUSD)
TA-103	Tanque de almacenamiento central de shale oil	Tanque de almacenamiento de 500mb A.C. 91.4m x 9.14m	1.172	0.077	0.019	0.139	0.015	0.015	0.000	0.104	1.54
TA-104	Tanque de almacenamiento central de shale oil	Tanque de almacenamiento de 100mb A.C. 42.67m x 12.2m	0.597	0.049	0.022	0.065	0.011	0.007	0.000	0.068	0.82
P-102	Bomba de traslado de shale oil de tanques generales de almacenamiento a primera estación de bombeo	Bomba de desplazamiento positivo de 6682 hp	273.316	21.452	22.310	0.000	6.659	38.478	1.312	5.404	368.93
P-103	Bomba de traslado de shale oil de primera estación de rebombeo a segunda estación de rebombeo	Bomba de desplazamiento positivo de 4889 hp	0.837	0.082	0.061	0.000	0.026	0.115	0.005	0.017	1.14
P-104	Bomba de traslado de shale oil de segunda estación de rebombeo a tercera estación de rebombeo	Bomba de desplazamiento positivo de 4900 hp	0.837	0.082	0.061	0.000	0.026	0.115	0.005	0.017	1.14
P-105	Bomba de traslado de shale oil de tercera estación de rebombeo a cuarta estación de rebombeo	Bomba de desplazamiento positivo de 4914 hp	0.837	0.082	0.061	0.000	0.026	0.115	0.005	0.017	1.14

CAPÍTULO 5. ESTIMADO DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIÓN

Tag	Equipo de proceso	Descripción	Equipo (MMUSD)	Tubería (MMUSD)	Civil (MMUSD)	Metal (MMUSD)	Instrumentación (MMUSD)	Eléctrico (MMUSD)	Aislamiento (MMUSD)	Pintura (MMUSD)	Total (MMUSD)
P-106	Bomba de traslado de cuarta estación de rebombeo a quinta estación de rebombeo	Bomba de desplazamiento positivo de 4930 hp	0.837	0.082	0.061	0.000	0.026	0.115	0.005	0.017	1.14
P-107	Bomba de traslado de quinta estación de rebombeo Refinería de Cadereyta	Bomba de almacenamiento positivo de 4501 hp	0.837	0.082	0.061	0.000	0.026	0.115	0.005	0.017	1.14
	Ducto de traslado de shale oil de separador a recolector RE-101	Ducto en tubería de AC 4" c-80. Longitud promedio 3km	0.000	0.349	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.35
	Ducto de traslado de shale oil de tanques de almacenamiento centrales a Refinería de Cadereyta.	Ducto en tubería de AC 24" c-80, 426km.	0.000	257.163	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	257.16
<b>CIRCUITO MADERO</b>											
Tag	Equipo de proceso	Descripción	Equipo (MMUSD)	Tubería (MMUSD)	Civil (MMUSD)	Metal (MMUSD)	Instrumentación (MMUSD)	Eléctrico (MMUSD)	Aislamiento (MMUSD)	Pintura (MMUSD)	Total (MMUSD)
P-201	Bomba de traslado de shale oil del separador a tanques de almacenamiento centrales	Bomba de desplazamiento positivo de 26 hp	3.0841	2.7294	0.4895	0.0000	0.3479	0.8400	0.0000	0.4243	7.92

CAPÍTULO 5. ESTIMADO DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIÓN

Tag	Equipo de proceso	Descripción	Equipo (MMUSD)	Tubería (MMUSD)	Civil (MMUSD)	Metal (MMUSD)	Instrumentación (MMUSD)	Eléctrico (MMUSD)	Aislamiento (MMUSD)	Pintura (MMUSD)	Total (MMUSD)
RE-201	Recolector de corrientes de shale oil, provenientes de pozos de extracción	Ducto colector en tubería de AC de 16" C-80. Tramo 31km	0.0000	25.6945	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	25.69
TA-202	Tanque de almacenamiento central de shale oil	Tanque de almacenamiento de 200mb A.C. 60.96m x 12.20m	0.9843	0.0659	0.0240	0.0926	0.0124	0.0096	0.0000	0.0928	1.28
TA-203	Tanque de almacenamiento central de shale oil	Tanque de almacenamiento de 200mb A.C. 60.96m x 12.20m	0.9843	0.0659	0.0240	0.0926	0.0124	0.0096	0.0000	0.0928	1.28
TA-204	Tanque de almacenamiento central de shale oil	Tanque de almacenamiento de 200mb A.C. 60.96m x 12.20m	0.9843	0.0659	0.0240	0.0926	0.0124	0.0096	0.0000	0.0928	1.28
P-202	Bomba de traslado de shale oil de tanques generales de almacenamiento a refinería de Madero	Bomba de desplazamiento positivo de 4436 hp	0.7812	0.0822	0.0554	0.0000	0.0255	0.1150	0.0050	0.0158	1.08
	Ducto de traslado de shale oil de separador a recolector RE-201	Ducto en tubería de AC 4" c-80. Longitud promedio 3km	0.0000	0.3490	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.35

CAPÍTULO 5. ESTIMADO DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIÓN

Tag	Equipo de proceso	Descripción	Equipo (MMUSD)	Tubería (MMUSD)	Civil (MMUSD)	Metal (MMUSD)	Instrumentación (MMUSD)	Eléctrico (MMUSD)	Aislamiento (MMUSD)	Pintura (MMUSD)	Total (MMUSD)
	Ducto de traslado de shale oil de tanques de almacenamiento centrales a Refinería de Cadereyta.	Ducto en tubería de AC 18" c-80, 33km.	0.0000	40.5590	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	40.56
										<b>Total</b>	<b>775.51</b>

En tabla 5.4. se resume la integración del costo total para el bloque de red de transporte y almacenamiento de shale oil hacia refinerías de Cadereyta y Madero.

Tabla 5.4. Resumen del costo total de la red de transporte y almacenamiento de shale oil hacia refinerías.

RESUMEN DE COSTOS						
PROYECTO	TESIS DE MAESTRÍA					
NOMBRE DEL PROYECTO	REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIÓN PARA EL DESARROLLO DE SHALE OIL EN LA PROVINCIA PETROLERA DE TAMPICO-MISANTLA					
LUGAR DE DESARROLLO	CDMX				ELABORADO POR	ERICK MARTÍNEZ GARCÍA
FECHA	JUN2016 - JUN2017		TIPO DE ESTIMADO	CLASE V	MONEDA	MMUSD
Concepto	H-H	Tasa salarial (%)	Mano de obra (MMUSD)	Materiales (MMUSD)	Costo total (MMUSD)	Porcentaje
Equipo	763,102	32.20	24.57	305.08	329.66	39.39%
Tubería	2,966,962	30.65	90.94	313.60	404.53	48.34%
Civil	562,192	25.10	14.11	16.71	30.82	3.68%
Metal	3,626	27.33	0.10	0.52	0.62	0.07%
Instrumentos	48,626	31.64	1.54	8.78	10.32	1.23%
Eléctrico	511,920	30.76	15.74	36.64	52.39	6.26%
Aislamiento	29,978	23.79	0.71	0.63	1.34	0.16%
Pintura	243,061	22.60	5.49	1.72	7.21	0.86%
Costo directo por disciplina	<b>5,129,467</b>	<b>0.00</b>	<b>153.21</b>	<b>683.68</b>	<b>836.89</b>	100.00%
Fletes, seguros y refaccionamiento					41.84	
Permisos					35.57	
Maquinaria					21.27	
Ingeniería					4.31	
Pruebas y puesta en marcha					8.39	
<b>COSTO DIRECTO TOTAL</b>					<b>948.27</b>	
Costos indirectos del sistema (Aspen)					181.73	
Utilidad					85.34	
<b>COSTOS INDIRECTOS TOTALES</b>					<b>263.87</b>	
<b>CONTIGENCIA</b>					<b>182.30</b>	
<b>ESCALACIÓN</b>					<b>57.90</b>	
<b>COSTO TOTAL</b>					<b>1,455.56</b>	

\*Este costo anterior considera el periodo de construcción estimada en dos años.

\*El costo proyectado a diez años a partir del año de inicio de producción se calculó en **2,103.56 USD.**

### 5.3. Gran total de costo de inversión para el proyecto de explotación de shale oil en la provincia petrolera de Tampico-Misantla.

En la tabla 5.7, se presenta el resumen del costo total (Gran total) de inversión para la explotación de **3,246 pozos** de shale oil en la provincia petrolera de Tampico-Misantla para una producción de **79,282.5 mb** por año.

Tabla 5.5. Gran total.

Bloque	Concepto	Costo (USD)
I	Costo de inversión para las etapas de exploración y perforación, terminación de pozo y producción para 3246 pozos de extracción de shale oil.	22,722
II	Costo de inversión para la red de transporte, bombeo y almacenamiento de crudo desde pozos de extracción hacia refinerías de Cadereyta y Madero.	2,103.56
<b>GRAN TOTAL</b>		<b>24,825.56</b>

## CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD

En este apartado se presentan los resultados de los análisis de factibilidad para el proyecto de explotación de shale oil en la provincia petrolera de Tampico-Misantla, considerando un horizonte de planeación de 10 años, a partir del cálculo del valor presente neto (VPN) y de la tasa interna de retorno (TIR). Así también se presenta el resumen de un análisis de sensibilidad.

### 6.1. Fundamentos para el cálculo del VPN y la TIR.

Para el cálculo del VPN y la TIR se detallan los ingresos y egresos que conforman los flujos de efectivo por año.

#### a) Ingresos.

- Ingresos por venta de crudo a Refinerías.

Para el cálculo de los ingresos por venta de crudo se tomó como base el precio promedio de petróleo WTI de enero a mayo del 2017 (EIA,2017), el cual se establece en **50.75 USD** por barril.

Con base en el valor anterior referido y considerando un volumen de producción anual de **79,282,500 b**, se tiene:

$$\text{Ventas por año} = \left( \frac{50.75 \text{ USD}}{\text{bp}} \right) \left( 79,282,500 \frac{\text{bp}}{\text{año}} \right) = 3,964,125,000 \frac{\text{USD}}{\text{año}} \quad \text{(6-1)}$$

#### b) Egresos.

- Costo de inversión.

Los costos por inversión se establecen por año y se muestran en la tabla 6.1, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se considera que en los primeros dos años (0 y 1) se realiza la inversión de arranque para la construcción de **412 pozos** y para la red de transporte de almacenamiento de shale oil. A partir del año 2 inicia la etapa de producción.
- Por otra parte, se considera una inversión del 5% sobre el costo de inversión inicial (años 0 y 1) de la red de transporte y almacenamiento de shale oil, para los años subsecuentes, debido al rediseño de los ductos de transporte en el segmento de pie de pozos a ducto recolector.

Tabla 6.1. Estimado de inversión en función del número de pozos por año para cumplimiento de la cuota de producción establecida en 79,282,500 b/año.

Año	Costo de Inversión (MMUSD)
0	2,603.73
1	1,735.82
2	2,095.78
3	2,354.78
4	2,277.78
5	2,298.78
6	2,291.78
7	2,291.78
8	2,291.78
9	2,291.78
10	2,291.78
11	0.00
Total	24,825.56

- Costo por transporte de crudo.

Para el cálculo del costo por transporte de crudo se tomó como base la información de (Bergen, 2015), determinándose, mediante un prorrateo un costo de 0.53 USD/barril para Cadereyta y 0.04 USD/barril para Madero. Por tanto, el costo total anual de transporte para la producción de **79,282,500 b**, de los cuales **50,077,500 b** corresponden a Cadereyta y **29,205,000 b** corresponden a Madero, se determina como sigue:

$$\begin{aligned} \text{Costo por transporte de crudo} &= \left(0.53 \frac{\text{USD}}{\text{bp}}\right) \left(50,077,500 \frac{\text{bp}}{\text{año}}\right) + \\ &\left(0.04 \frac{\text{USD}}{\text{bp}}\right) \left(29,205,000 \frac{\text{bp}}{\text{año}}\right) = \mathbf{27,596,043.04 \frac{\text{USD}}{\text{año}}} \quad \mathbf{(6-2)} \end{aligned}$$

- Costo de mantenimiento.

De acuerdo a (Peters & Timmerhaus, 1991), el costo de mantenimiento se considera el 2% del costo de inversión anual. Para el año 0, no hay costo de mantenimiento. El 2% se aplica a partir del año 2 (Tabla 6.2), en el cual se inicia la operación efectiva, sobre el costo de inversión del año inmediato anterior.

Tabla 6.2. Resumen de costos de mantenimiento/año.

Año	Costo de mantenimiento (MMUSD)
0	0.00
1	0.00
2	86.79
3	41.92
4	47.10
5	45.56
6	45.98
7	45.84
8	45.84
9	45.84
10	45.84
11	45.84
Total	496.51

- Costo de operación.

El costo de operación se calculó ponderando el porcentaje de participación de diferentes conceptos que se considera intervienen en la operación de diferentes procesos en general, que se encuentran referenciados en el texto (Peters & Timmerhaus, 1991). La ponderación establece que el costo de operación factible por año corresponde al 30% del costo de inversión del año inmediato anterior (Tabla 6.3).

Tabla 6.3. Resumen de costos de operación/año.

Año	Costo de operación (MMUSD)
0	0.00
1	0.00
2	1,301.87
3	628.73
4	706.43
5	683.33
6	689.63
7	687.53
8	687.53
9	687.53
10	687.53
11	687.53
Total	7,447.67

- Costo de financiamiento.

Previo al cálculo del costo de financiamiento, se realizan las siguientes consideraciones:

- Para el esquema de financiamiento de este proyecto se considerará una alianza en donde un grupo de inversionistas aportaran el 50% del costo de inversión a diez años.
- El complemento que significa el 50% restante de la inversión, se propone que hipotéticamente sea realizado por la empresa productiva del estado PEMEX, de la cual su participación sería fondeada por instituciones crediticias ya sea nacionales o internacionales con un costo de financiamiento del 13% sobre la parte proporcional del 50% del costo total de inversión por año. En tabla 6.4. se resume el costo de financiamiento por año.

Tabla 6.4. Resumen de costos de financiamiento /año.

<b>Año</b>	<b>Costo de financiamiento (MMUSD)</b>
0	169.24
1	112.83
2	136.23
3	153.06
4	148.06
5	149.42
6	148.97
7	148.97
8	148.97
9	148.97
10	148.97
11	0.00
<b>Total</b>	<b>1,613.66</b>

- Impuestos.

Se considera un impuesto del 30% sobre el costo de inversión a partir del año de producción (año 2) de shale oil. En tabla 6.5. se resume el monto de impuesto por año, así como el total de los 10 años de producción.

Tabla 6.5. Monto de impuesto por año.

Año	Monto Impuesto (MMUSD)
0	0.00
1	0.00
2	115.39
3	248.05
4	247.78
5	248.47
6	248.69
7	249.36
8	249.36
9	249.36
10	249.36
11	981.58
Total	3,087.40

Para una mejor concepción de cómo se encuentra estructurado el costo de egresos se presenta la gráfica 6.1, donde se observa que el concepto más representativo es el costo de inversión, el cual está constituido por la inversión inicial más la inversión de cada año.

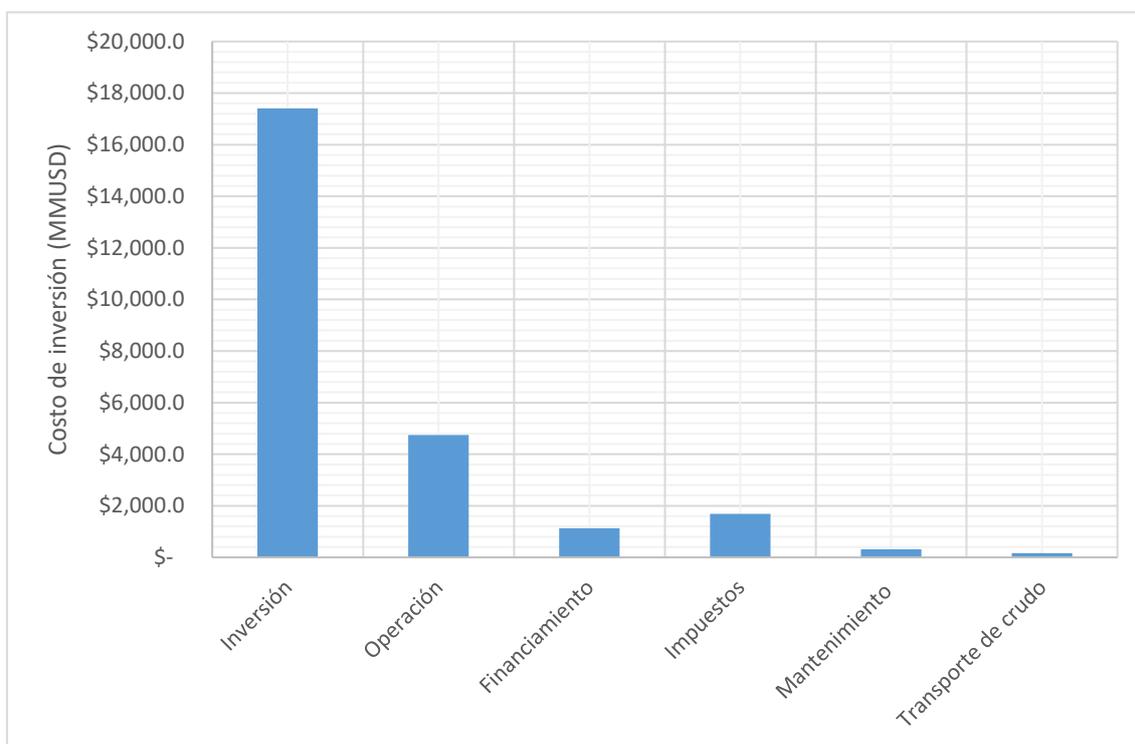


Figura 6.1. Estructura del costo de egresos para el tiempo de duración del proyecto (11 años).

Asimismo, se muestra en figura 6.2. el comportamiento del flujo de efectivo de egresos por año, en donde se destaca que para los años 0 y 1, los flujos de efectivo corresponden única y exclusivamente a la inversión inicial. Es importante aclarar que el costo de inversión inicial se eroga en un 60% para el año 0 y para el año 1 en un 40%. A partir del año 3 y hasta el año 10, el flujo de efectivo de egresos mantiene un comportamiento constante y positivo, debido a que los componentes de este (Figura 6.1.) están en función del número de pozos que se deben construir para mantener la producción por año, y cabe destacar que como se indicó en tabla 3.15, el número de pozos es prácticamente constante para este período de tiempo. Finalmente, para el año 11 el flujo de efectivo es el mayor, ya que no se tienen contempladas nuevas inversiones y por tanto los componentes de inversión y de costo de financiamiento son 0.

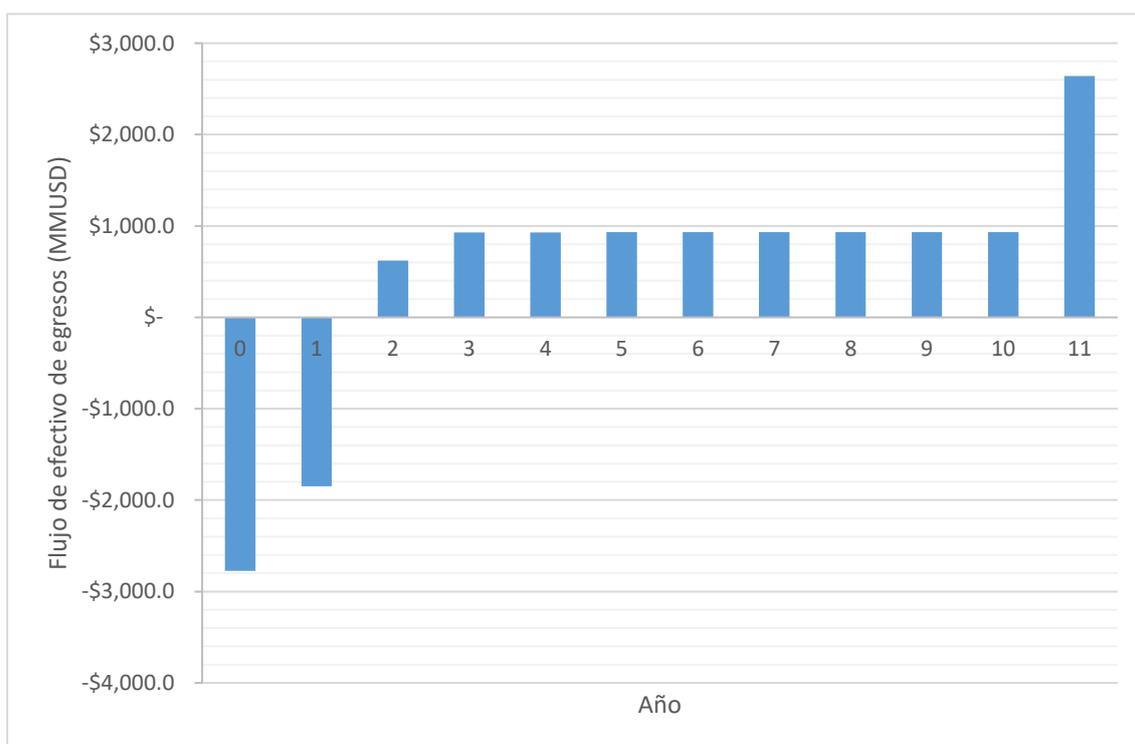


Figura 6.2. Flujo de efectivo de egresos por año.

## 6.2. Cálculo del valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).

Finalmente, para el cálculo del VPN y de la TIR, es necesario conocer los valores de flujo de efectivo por año, los cuales se presentan en tabla 6.6.

Tabla 6.6. Flujos de efectivo/año.

Año	Flujos de efectivo (MMUSD)
0	-2,772.98
1	-1,848.65
2	620.91
3	930.43
4	929.82
5	931.41
6	931.93
7	933.49
8	933.49
9	933.49
10	933.49
11	2,642.02
Total	6,098.87

Considerando un precio de crudo de 50.00 USD/barril, que corresponde al promedio de enero a mayo de 2017 (EIA, 2017), y una tasa de descuento del 10% utilizada para la industria del petróleo en México (Castro, 2017), se calculó el valor del VPN y de la TIR, empleando el programa Excel, obteniéndose el valor de **VPN de 1,472.79 MMUSD y una TIR de 14%**.

### 6.3. Análisis de sensibilidad.

Con el propósito de encontrar las expectativas de oportunidad que pudiera tener este proyecto a futuro, y tomando en consideración la inestabilidad en los precios del mercado petrolero, se realizaron ejercicios de cálculo de VPN y TIR, modificando el precio de crudo (WTI) en un intervalo de 45-100 USD/b. En las figuras 6.3. y 6.4 se muestran los resultados de VPN y TIR, respectivamente que indican que a partir de un precio de crudo de **50 USD/b**, el proyecto comienza a ser factible.

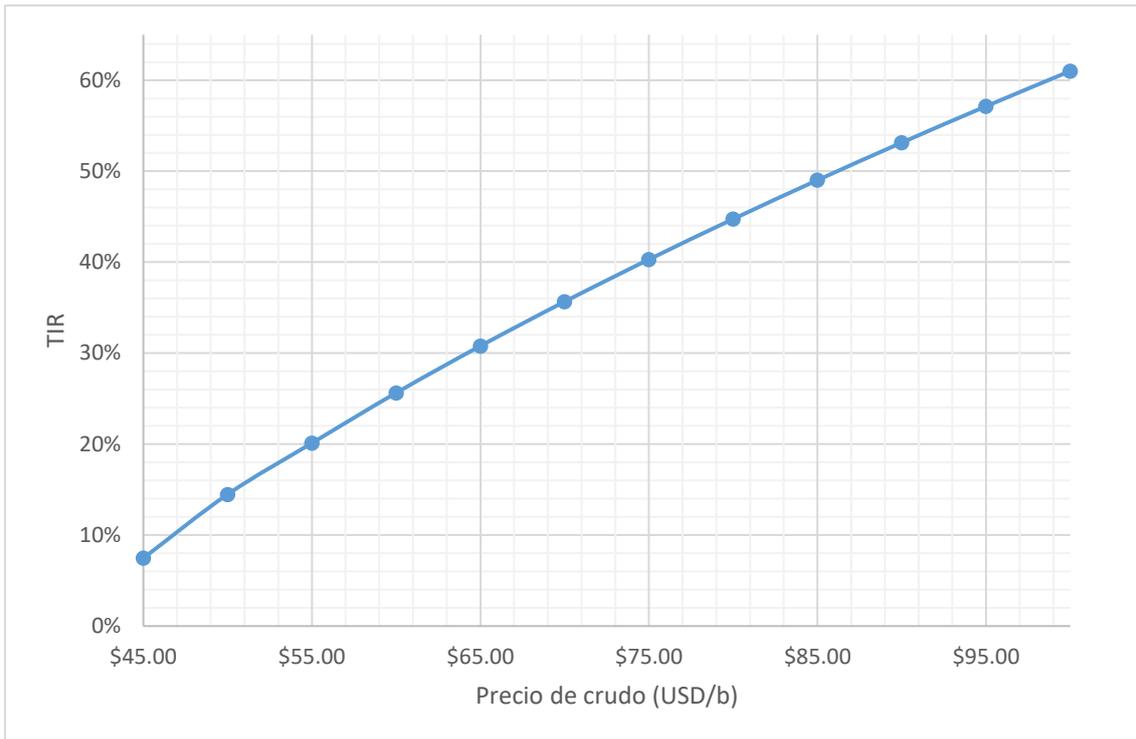


Figura 6.3. TIR en función de diferentes precios de crudo.

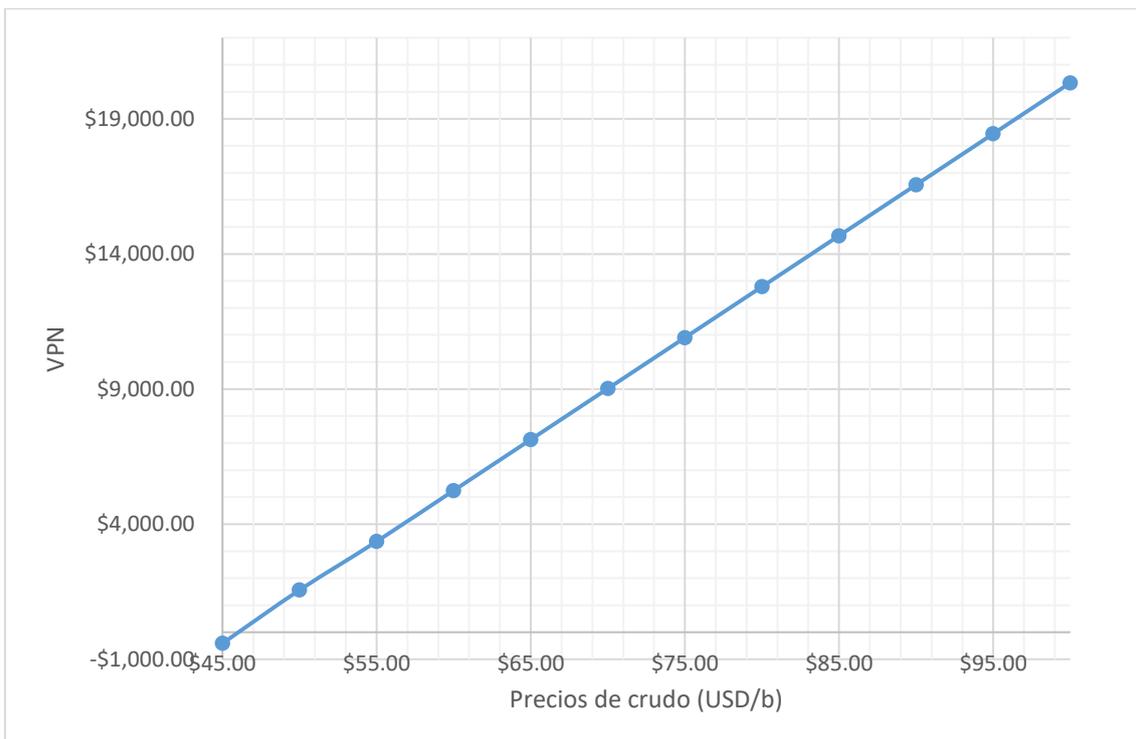


Figura 6.4. VPN en función de diferentes precios de crudo.

#### **6.4. Análisis de resultados.**

Los valores de VPN y TIR obtenidos para un precio de crudo de 50 USD/b son pequeños, lo que indica que la extracción y producción de shale oil no sería un gran negocio, sin embargo, se encontró que los precios del petróleo influyen fuertemente en la rentabilidad del proyecto.

Con base en los gráficos 6.3 y 6.4 se concluye que un escenario de precios de crudo como el que se presentó entre 2013 y 2014, dónde este se encontraba dentro de un intervalo de 100 a 115 USD/b, favorecería considerablemente el proyecto de explotación de shale oil ya que se tendría una TIR por arriba del 50% y un VPN de 19,000 MMUSD.

Dentro del escenario actual de precios de crudo, a pesar de los resultados presentados, es importante destacar que, con el desarrollo e implementación de las tecnologías actuales para la explotación de recursos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, es posible reducir sustancialmente los costos de inversión. Otro factor que resultaría beneficioso sería que tanto gobiernos locales como el federal otorguen beneficios fiscales, eliminen permisos, faciliten concesiones, etc. con la finalidad de promover las inversiones. Por otro lado buscar diferentes formas de alianza entre particulares y/o particulares y el estado.

## CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.

### 7.1. Conclusiones.

- De acuerdo a los objetivos establecidos al inicio del trabajo de tesis, en primer lugar, se determinó el caso de estudio, el cual contempla la explotación de shale oil en la provincia petrolera de Tampico-Misantla para una producción de **240 MBD** anuales.
- Se determinó que, de la producción de **240 MBD** anuales, serían enviados **152 MBD** a la refinería **Héctor R. Lara Sosa en Cadereyta** y **88 MBD** a la refinería **Francisco I. Madero en Tampico-Madero** con lo que se lograría complementar la capacidad instalada de ambas refinerías.
- Se confirma que en la provincia petrolera de Tampico-Misantla se cuenta con la infraestructura municipal, estatal y federal necesaria para favorecer el desarrollo del proyecto propuesto. Asimismo, se concluye que existe un marco jurídico robusto, el cual se encuentra sustentado en la reforma energética.
- Para la determinación de los requerimientos de infraestructura e inversión del caso de estudio propuesto, se definió una proyección de la producción de **250 MBD de shale oil anuales** con un horizonte de planeación de diez años.
- La infraestructura e inversión se fundamentó para la explotación de un total de **3,246 pozos** efectivos de producción de shale oil con una tasa de declinación por pozo **del 70% para el primer año y del 30% para el segundo año**.
- Se definió y se calculó la ingeniería básica para la explotación de shale oil de acuerdo al caso de estudio propuesto, presentado en dos bloques importantes: Los bloques I y II, descritos en tabla 5.9.
- Se determinaron los costos de inversión para bloque I y II, donde el bloque I, corresponde al costo de inversión para las etapas de exploración y perforación, terminación de pozo y producción para 3,246 pozos de extracción de shale oil y el bloque II corresponde al costo de inversión

para la red de transporte, bombeo y almacenamiento de crudo desde pozos de extracción hacia refinería de Cadereyta y Madero:

- **Bloque I: 22,722.00 MMUSD**
- **Bloque II: 2,103.56 MMUSD**
- **Gran Total: 24,825.56 MMUSD**
- Para determinar la factibilidad del proyecto, se utilizaron las herramientas financieras VPN y TIR, cuyos valores para un precio actual de crudo (WTI) de 50USD/b, indican que el proyecto no presenta un alto margen de rentabilidad, sin embargo, se determinó que la rentabilidad del proyecto de explotación de shale oil está en función del precio de crudo.
- Por otro lado, para no sujetarse a las condiciones del mercado en cuanto a las variaciones en el precio del crudo, y entendiendo que un precio por debajo de los 50 USD/b seguirá afectando a las economías de los países productores de crudo, los países con condiciones para la explotación de shale oil, están desarrollando nuevas estrategias para forzar las posibilidades para que este tipo de proyectos sean viables en el corto plazo. Un ejemplo digno de destacar es la vertiginosa innovación de nuevas tecnologías de compañías productoras de shale oil en Estados Unidos, con lo que han logrado mejorar sus procesos y en consecuencia reducir costos. De igual forma, productores de shale oil siguen innovando métodos para evitar afectaciones ambientales y los gobiernos apoyan flexibilizando las normas aplicables a este tipo de proyectos.

## **7.2. Recomendaciones para trabajos futuros.**

La incursión en el conocimiento del sector petrolero y en particular en el campo de la extracción a partir de shale oil abre un panorama generoso para el tratamiento de diferentes temas en la materia, tales como:

- Realizar un estudio de factibilidad de utilización de las refinerías Ing. Antonio Dovalí Jaime (Salina Cruz), Miguel Hidalgo (Tula), Gral. Lázaro Cárdenas (Minatitlán) e Ing. Antonio M. Amor (Salamanca) para el procesamiento de shale oil.
- Realizar un estudio para la determinar la factibilidad de explotar otras provincias petroleras y correlacionarlas con las refinerías arriba citadas.

- Con los datos obtenidos en esta tesis, considerar la construcción de nuevas refinerías que se localicen cerca de los campos de explotación de los hidrocarburos no convencionales.
- Elaborar un estudio de infraestructura y costo de inversión para el desarrollo de nuevos sistemas progresivos de transporte de shale oil para este caso de estudio con una proyección de 10 años de crecimiento.

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- Abdel-Aal & Aggour M., (2003). *Petroleum and Gas Field Processing*, Safat, Kuwait: Marcel Dekker.
- Allix, P., Burnham, A., Fowler, T., Herron M., Kleinberg, R., & Symington B., (2011). Extracción del petróleo contenido en las lutitas. *Oilfield Review*, 22(4), pp. 4-15.
- Arias, A. (2014). Pemex ya produce shale oil. *El Financiero*. <http://www.elfinanciero.com.mx/empresas/pemex-ya-produce-shale-oil.html> (Consultado de 18 septiembre de 2016).
- Bereczki, L., Csabafi, R. Cserkés, Ágnes, Francsik, T., Kerékgyártó, Csaba, A., Kun. É., Markos, G., Nádor, A., Szöcs, T. & Zilahi. L., (2015). The Impacts of Hydraulic Fracturing on the Environment. *Magyar Földtani És Geofizikai Intézet*, Budapest, pp. 35-36.
- Bergen, M. (2015). Opportunities, Trends & Forecasts for Oil & Gas – Midstream/Downstream Projects and Workforce. *Strategies & Opportunities: Managing in A Turbulent Oil & Gas World*. Conferencia llevada a cabo en Chicago, Estados Unidos.
- Bishop, R., Baggotm R., Kelley, W., Fargo, R., (2012). US Shale Oil-Gas Production Potential-3 (Conclusion): US Shale Oil Output Likely to Offset Decline from Conventional Fields. *O&GJ*. <http://www.ogj.com/articles/print/vol-110/issue-10/exploration-development/us-shale-oil-output-likely-to-offset.html> (Consultado el 4 de febrero de 2017).
- [Base de datos en línea] Bureau of Labor Statistics, (2017). CPI-All Urban Consumers (Current Series) <https://data.bls.gov/pdq/SurveyOutputServlet> (Consultado el 4 de diciembre de 2017).
- Carriles, L., (2012). Ven más reserva de shale gas en México. *El universal*. <http://archivo.eluniversal.com.mx/finanzas/99526.html> (Consultado el 18 de septiembre de 2016).

- Castro, J., (2017) *Vaca Muerta, una estrategia de desarrollo industrial*. El Clarín. [https://www.clarin.com/ieco/economia/vaca-muerta-estrategia-desarrollo-industrial\\_0\\_BJauUHBTx.html](https://www.clarin.com/ieco/economia/vaca-muerta-estrategia-desarrollo-industrial_0_BJauUHBTx.html) (consultado el 10 de abril de 2017).
- Castro, M., (2017). *Banxico subió su tasa de interés... ¿En qué me afecta?* Milenio. [http://www.milenio.com/negocios/banxico\\_tasa\\_interes-como\\_afecta\\_aumento\\_interes-banxico-bancos-intereses-milenio\\_0\\_820118358.html](http://www.milenio.com/negocios/banxico_tasa_interes-como_afecta_aumento_interes-banxico-bancos-intereses-milenio_0_820118358.html). (Consultado el 12 de mayo de 2017).
- CEFP., (2017). *Nota Informativa de Evaluación de los Precios de las Gasolinas en México, 2016 – 2017*. Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. pp. 10 – 11.
- CEESCO., (2017). *Análisis sobre el impacto del precio de la Gasolina y Diésel en la Industria de la Construcción*. Centro de Estudios Económicos del Sector de la Construcción pp. 2-5.
- Chevron. (2017). *Shale and Tight Resources*. <https://www.chevron.com/operations/shale>. (Consultado el 20 de abril de 2014).
- CNN, (2016). *5 Razones del desplome del precio del petróleo*. [http://expansion.mx/economia/2016/01/20/5-razones-del-desplome-del-precio-del-petroleo?internal\\_source=PLAYLIST](http://expansion.mx/economia/2016/01/20/5-razones-del-desplome-del-precio-del-petroleo?internal_source=PLAYLIST). CNN. (consultado el 13 de abril de 2017).
- CNN. (2016). *Petróleo: el costo de producir un barril*. CNN. <http://cnnespanol.cnn.com/2016/01/05/petroleo-el-costo-de-producir-un-barril/> (Consultado el 10 de abril de 2017).
- Colorado School of Mines., (2010). *Refinery Feedstocks & Products – Properties & Specifications*. [https://inside.mines.edu/~jjechura/Refining/02\\_Feedstocks\\_&\\_Products.pdf](https://inside.mines.edu/~jjechura/Refining/02_Feedstocks_&_Products.pdf) (Consultado el 2 de enero de 2017).
- David, J., (2013). *Drill, Baby, Drill. Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance?* Post Carbon Institute. pp. 80-95.

- De la Vega Navarro, A. & Ramírez Villegas J., (2014). El Gas Lutitas (Shale Gas) en México. Recursos, Explotación, Usos, Impactos. *Journal of Economic Literature* (JEL), 12(34). pp. 74-105.
- Department for Business, Energy & Industrial Energy, (2017). Guidance on fracking: developing shale gas in the UK. <https://www.gov.uk/government/publications/about-shale-gas-and-hydraulic-fracturing-fracking/developing-shale-oil-and-gas-in-the-uk>. (Consultado el 1 de mayo de 2017).
- EIA., (2013). Shale Oil and Shale Gas Resources Are Globally Abundant. <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=14432>> (Consultado el 18 de septiembre de 2016)
- EIA., (2015). Crude Oil Input Qualities. [https://www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_pnp\\_crq\\_a\\_EPC0\\_YCG\\_d\\_a.htm](https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_crq_a_EPC0_YCG_d_a.htm) (consultado el 1 de marzo de 2017).
- EIA., (2016). Shale in the United States. <[https://www.eia.gov/energy\\_in\\_brief/article/shale\\_in\\_the\\_united\\_states.cfm](https://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm)> (Consultado el 17 de septiembre de 2016).
- EIA., (2016). Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs. Energy Information Administration. pp. 3.
- [Base de datos en línea] EIA., (2017). Crude Oil Production. [https://www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_crd\\_crpdn\\_adc\\_mbbldpd\\_a.htm](https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbbldpd_a.htm) (Consultado el 10 de febrero de 2017).
- [Base de datos en línea] EIA., (2017). Crushing OK WTI Spot Price FOB. <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pets&s=rwtc&f=m> (Consultado el 11 de mayo de 2017).
- [Base de datos en línea] EIA., (2017). Natural Gas Prices. [https://www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_pri\\_gnd\\_dcus\\_nus\\_m.htm](https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_gnd_dcus_nus_m.htm). (Consultado el 15 de abril de 2017).

- [Base de datos en línea] EIA., (2017). Petroleum & Other Liquids. [https://www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_pri\\_gnd\\_dcus\\_nus\\_a.htm](https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_gnd_dcus_nus_a.htm). (Consultado el 15 de abril de 2017).
- EIA., (2017). Drilling Productivity Report. <http://www.eia.gov/petroleum/drilling/> (Consultado el 4 de febrero de 2017).
- Estrada, J., (2013). *Desarrollo del gas lutitas (Shale Gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica*. CEPAL pp. 13-14
- Fattouh, B., (2016). Adjustment in the Oil Market Structural Cyclical or Both? *The Oxford Institute for Energy Studies*, pp. 2-5.
- Frac Focus Chemical Disclosure Registry, (2017). Chemical Use in Hydraulic Fracturing. <https://fracfocus.org/water-protection/drilling-usage> (consultado el 4 de marzo de 2017).
- Forbes, (2017). El gas shale, la nueva oportunidad para México. Forbes. <https://www.forbes.com.mx/el-gas-shale-la-nueva-oportunidad-para-mexico/#gs.UwACL4g> (Consultado el 12 de abril de 2017).
- González, R., (2017)., Alza de hasta 22.5% en el precio de gasolina en 2017, prevé Citibanamex. La Jornada. <http://www.jornada.unam.mx/ultimas/2016/12/20alza-de-hasta-22-5-en-el-precio-de-gasolina-en-2017-preve-citibanamex>. (Consultado el 2 de enero de 2017).
- Hughes, J., (2013). Drill, Baby, Drill. Can Unconventional Fuels Usher in A New Era of Energy Abundance? Post Carbon Institute. pp.101.
- IHS., (2012). America's New Energy Future: The Unconventional Oil and Gas Revolution the US Economy. *Volume 1: National Economic Contributions*, p.2.
- IMP., (2014). Gas. <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=gas>. (Consultado el 18 de abril de 2014).

- IMP., (2014). Tipos de petróleo. <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>. (Consultado el 18 de abril de 2014).
- IEA., (2016). *Market Analysis and Forecasts to 2021*. Oil Medium-Term Market Report 2016. 2da edición International Energy Agency. pp 45-46.
- KPMG Global Energy Institute., (2011). Shale Gas – A Global Perspective. pp. 2-3.
- Maldonado Pérez, Y. S., (2014). *Aceite en lutitas (shale oil) un recurso no convencional y perspectiva en México*. Tesis de licenciatura. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Mavor, M., (2014). Reservoir Fluid Properties Required for Low Permeability Oil Reservoir Analysis. [http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2014/80363mavor/ndx\\_mavor.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2014/80363mavor/ndx_mavor.pdf.html) pp. 24. (Consultado el 25 de marzo de 2017).
- Meana, S., (2017). Gas natural subiría 40% en 2017. El Financiero. <http://www.elfinanciero.com.mx/economia/gas-natural-subiria-40-anual-en-2017.html> (Consultado el 16 de abril de 2017).
- Oil & Gas Magazine (2015). Presenta Pemex 23% de efectividad en shale. O&GJ. <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2015/01/presenta-pemex-23-de-efectividad-en-shale/> Acceso 18 de septiembre de 2016.
- Olson, B. & Murtaugh, D., (2015). Oil Producers Cramming Wells in Risky Push to Extend Boom. Bloomberg. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2014-10-22/oil-producers-cramming-wells-in-risky-push-to-extend-boom>. (Consultado el 10 de febrero de 2017).
- [Base de datos en línea] PEMEX., (2017). Producción de petróleo crudo en campos seleccionados (2002-2016). <http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions> (Consultado el 3 de enero de 2017).

[Base de datos en línea] PEMEX., (2017). Elaboración de productos petrolíferos (2011-2016).

<http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions> (Consultado el 3 de enero de 2017).

[Base de datos en línea] PEMEX., (2016). Elaboración de productos petrolíferos por refinería. Estructura vigente a partir de 2000.

<http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>. (Consultado el 1 de abril de 2017).

PEMEX., (2012). Infraestructura de Plantas de Proceso, Sistema de Ductos y Terminales de Almacenamiento y Reparto. pp. 30-37.

PEMEX., (2012). Manual del sistema institucional de desarrollo de proyectos.

[Base de datos en línea] PEMEX., (2017). Proceso de petróleo crudo por refinería.

<http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions> (Consultado, el 30 marzo de 2017).

[Base de datos en línea] PEMEX., (2017). Producción de gas natural por región y activo (2011-2016).

<http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions> (Consultado el 3 de enero de 2017).

Peters, M. & Timmerhaus, K., (1991). *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*, Colorado, Estados Unidos: McGraw-Hill. pp. 163, 204, 499, 539.

Ruíz, J., (2016). A México se le acaba la gasolina. El Financiero. <http://www.elfinanciero.com.mx/opinion/a-mexico-se-le-acaba-la-gasolina.html> (Consultado el 3 de enero de 2017).

SENER., (2016). ¿Qué es el Shale Gas/Oil yCuál es su importancia? [http://energia.gob.mx/webSener/shale/shale\\_sp.html](http://energia.gob.mx/webSener/shale/shale_sp.html). (Consultado el 13 de julio de 2015).

SENER., (2016). Prospectiva de Gas Natural 2016 – 2030. pp. 86 – 87.

- SENER., (2017). Plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019. pp.25-28.
- SEMARNAT., (2006). Estudio de evaluación socioeconómica del proyecto integral de calidad de combustibles. Reducción de azufre en gasolinas y diésel. pp. 2-6.
- SEMARNAT., (2015). Guía de criterios para la exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas. pp. 33-34.
- SEMARNAT., (2017). 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. pp. 1-27.
- SGM. (2014). Características del Petróleo. <http://portalweb.sgm.gob.mx/museo/petroleo>. (Consultado el 18 de abril de 2017).
- [Base de datos en línea] SGM. (2017). <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos.html>. (Consultado el 16 de abril de 2017)
- Sigler, E., (2017). La Apuesta Energética de Trump: Shale, Crudo y Carbón. Expansión. <http://expansion.mx/empresas/2017/01/24/la-apuesta-energetica-de-trump-shale-crudo-y-carbon> (Consultado el 12 de abril de 2017).
- Smith, E., (2016). Natural Gas Pipeline Profits, Construction Both Up. O&GJ. <http://www.ogj.com/articles/print/volume-114/issue-9/special-report-pipeline-economics/natural-gas-pipeline-profits-construction-both-up.html> (Consultado el 8 de mayo de 2017).
- Stantec, (2015). *Saskatchewan Oil and Gas Supply Chain Requirement Guide*. Stantec Consulting Ltd: Canada. pp. 41-61.

- STATOIL. (2014). Understanding the Resources. <http://www.statoil.com/en/ouoperations/explorationprod/shalegas/pages/whatisshalegasandtightoil.aspx> (Consultado el 8 de septiembre de 2016).
- Sumi, L., (2010). *Environmental Concerns and Regulatory Initiatives Related to Hydraulic Fracturing in Shale Gas Formations: Potential Implications for North American Gas Supply*. EARTHWORKS. Canadá. pp. 4-5.
- Tapia, P., (2016). Cae producción de gas natural en la cuenca de Burgos. Milenio. [http://www.milenio.com/negocios/Cuenca\\_de\\_Burgos\\_baja\\_produccion\\_gas\\_natural\\_0\\_706129383.html](http://www.milenio.com/negocios/Cuenca_de_Burgos_baja_produccion_gas_natural_0_706129383.html) (Consultado el 4 de enero de 2017).
- ThoughtCo. (2017). Chemical Composition of Petroleum. <https://www.thoughtco.com/chemical-composition-of-petroleum-607575>. (Consultado el 18 de abril de 2017).
- Thuot, K., (2013). There Will Be Blood: Well Spacing & The Bakken Shale Oil Milkshake. <http://info.drillinginfo.com/well-spacing-bakken-shale-oil/> (Consultado el 2 de febrero de 2017).
- USGS., (2016) How much water does the typical hydraulically fractured well require? <https://www2.usgs.gov/faq/categories/10132/3824>. (Consultado el 1 de marzo de 2017).
- Ziemkiewicz, P., (2016)., Water Supply, Treatment and Disposal in Unconventional Gas Development. [http://www.unconventionalenergyresources.com/infuse/PDF-English%20Presentations/05\\_ZiemkiewiczETD31%20INFUSE.pdf](http://www.unconventionalenergyresources.com/infuse/PDF-English%20Presentations/05_ZiemkiewiczETD31%20INFUSE.pdf) (Consultado el 1 de marzo de 2017)
- Zoback, M., Kitasei S., & Copithorne, B., (2010). *Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development*. Washington, Estados Unidos: Worldwatch Institute: pp. 1 – 15.

## APÉNDICE A. SEPARACIÓN DE GAS, PETRÓLEO, AGUA Y ARENAS

### A.1. Descripción de separación básica de gas, petróleo, agua y arenas.

La operación básica de un separador inicia con la alimentación de la corriente de extracción del pozo que incluye mezcla de gas, petróleo, agua y arenas. La presión de entrada de esta mezcla se va reduciendo en diferentes etapas que controlan la separación de los componentes volátiles con el propósito de recuperar la máxima cantidad de líquido posible y estabilizar el petróleo, gas, así como separar el agua.

El tiempo de retención típico de la mezcla en el separador fluctúa dentro de intervalo de 5 a 20 minutos, permitiendo que el gas burbujee, el agua se deposite en la plataforma inferior del equipo, y el petróleo se sitúe en la parte media del mismo. A la entrada, el separador está equipado con cámaras de estrangulamiento que reducen el efecto de burbujeo de gas.

El separador cuenta con una barra de retención y un sistema de control de nivel para garantizar que el agua no invada la cámara de separación del petróleo, al tiempo de prevenir que el gas ocupe espacio por un bajo nivel de petróleo y por consecuencia escape por el disparo de salida del mismo.

A la salida del agua, el separador, está equipado con un inhibidor de turbulencias, el cual evita la generación de las mismas en el interior de la cámara y en el disparo de descarga del agua. El objetivo principal de este sistema es asegurar la separación de agua, evitando que esta misma se contamine con crudo. Así mismo, el separador cuenta con filtros, cuya función es separar pequeñas cantidades de petróleo en la cámara de gas.

Por otro lado, y debido a las características físicas de las arenas y aditivos químicos, se genera su sedimentación en la parte inferior de la cámara de agua del separador. Por medio de un bombeo de alta presión, las arenas se arrastran hacia un eyector, el cual a su vez las transporta, mediante un fluido de arrastre (agua), hacia un sistema de lavado y separación. En figura A.1. se muestra el

esquema general de la separación de la mezcla proveniente de un pozo de extracción de shale oil.

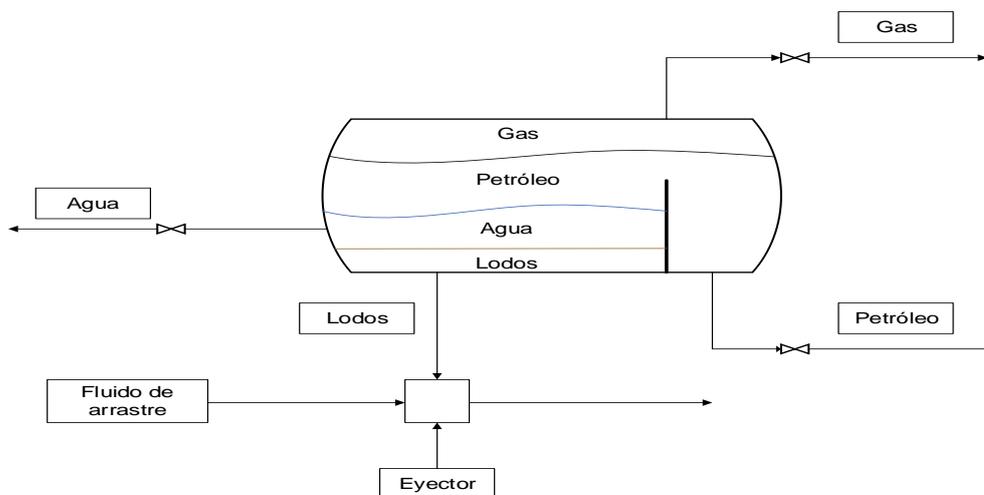


Figura A.1. Esquema general de separación de tres fases.

Posterior a que las arenas se descargan del separador, como se mencionó anteriormente, por medio del eyector el flujo continúa hacia un sistema de lavado y separación de pequeños remanentes de petróleo contenidos en las mismas (Figura A.2). Finalmente, las arenas limpias se transportan a un filtro prensa, donde se compactan en bloques. El tipo de procesamiento de las arenas se consideran por lote, debido a que como se sabe el porcentaje de contenido de estas en el proceso de fracking no rebasa el 2% y resultaría incosteable mantener el equipo operando continuamente.

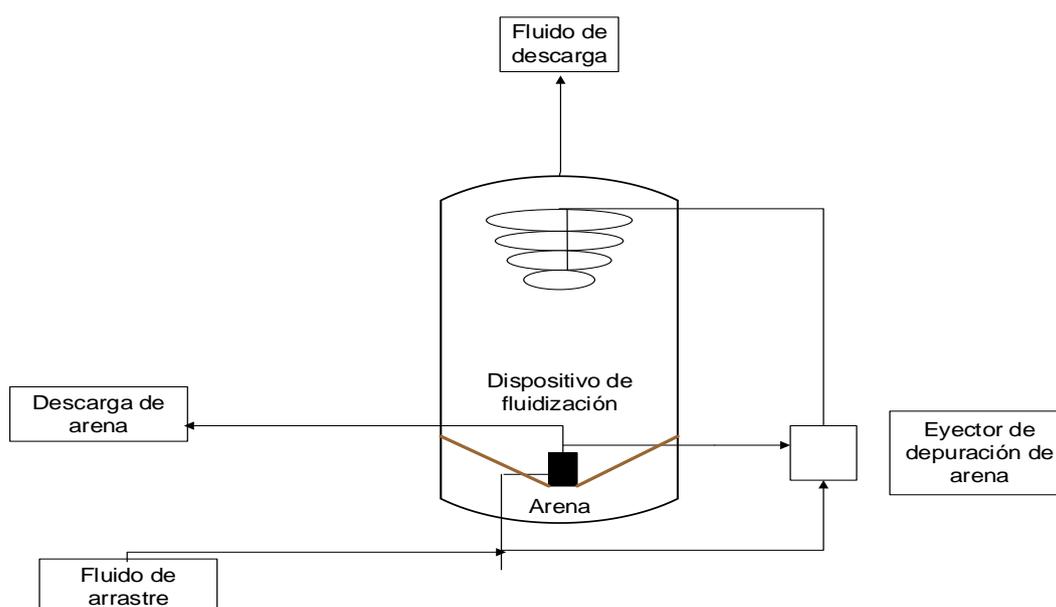


Figura A.2. Sistema de limpieza de arenas.

## A.2. Balance de materia en el separador.

Los parámetros requeridos para el cálculo del balance de materia en el separador de tres fases se establecen como:

### ✚ Producción diaria de crudo por pozo O.

$$O = 1000 \frac{bp}{d}$$

### ✚ Relación gas / crudo líquido $\frac{G}{O}$ .

En la tabla A.1. Se reportan los valores de contenido de azufre y densidad API promedio del shale oil en Estados Unidos (EIA,2015).

Tabla A.1. Contenido de azufre y gravedad API promedio de shale oil en Estados Unidos.

Año de producción	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Contenido de azufre (%)	1.39	1.4	1.42	1.44	1.45	1.39	1.42
API Gravity	30.71	30.69	31.0	30.49	31.77	31.46	31.28

Es importante destacar que los datos reportados corresponden a las zonas de extracción de Estados Unidos, principalmente del sur de Texas. Con base en estos datos se plantea la hipótesis de que las propiedades fisicoquímicas de shale oil en la zona de Sabinas, Cuencas de Burgos y Tampico-Misantla corresponden a un tipo de crudo ligero y que no varían significativamente por pertenecer a una zona análoga. Por lo tanto, la relación gas crudo líquido se establece en:

$$\frac{G}{O} = 500 \frac{ft^3 gas}{bp} \quad (Mavor, 2014)$$

### ✚ Agua requerida por pozo para el proceso de fracking.

De acuerdo a datos reportados por el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) (2016), el promedio de consumo de agua por actividades de extracción de shale oil en diferentes campos petroleros por pozo es:

$$4.3 \frac{mmgal}{d} = 102381 \frac{bp}{d}$$

### A.2.1. Memoria de cálculo.

El esquema general del separador de tres fases se muestra en figura A.3.

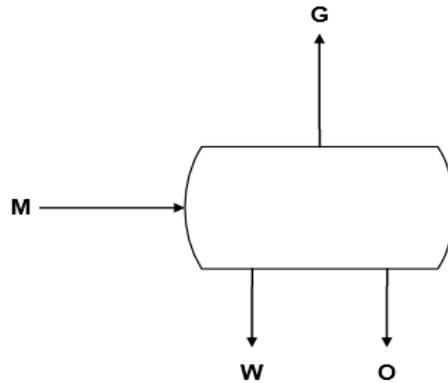


Figura A.3. Esquema del separador de tres fases (Agua, crudo y gas).

En dónde;

M: Fluido de extracción del pozo (Fluido fracturante, shale oil y gas).

G = Gas asociado.

W = Fluido fracturante.

O = Shale oil.

#### ✚ Ecuación general de balance de materia.

$$M = O + G + W \quad (\text{A-1})$$

#### • Cálculo de G.

De la relación gas / crudo líquido se obtiene el flujo de gas asociado.

$$G = \left(500 \frac{ft^3}{bp}\right)(O) \quad (\text{A-2})$$

$$G = \left(500 \frac{ft^3}{bp}\right) \left(1000 \frac{bp}{d}\right) = \left(500000 \frac{ft^3}{d}\right) \left(\frac{0.1781076 bp}{1 ft^3}\right) = 89,053.8 \frac{bp}{d}$$

**✚ Cálculo de W.**

Previo al cálculo de W, se establece la composición del fluido requerido para el proceso de fracturamiento hidráulico (figura A.4).

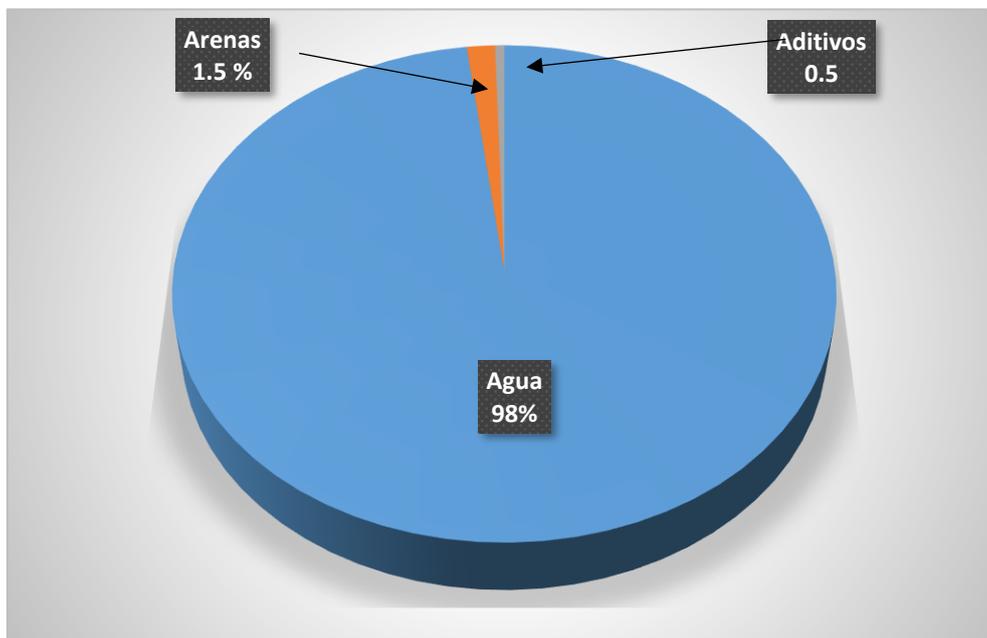


Figura A.4. Composición del fluido fracturante (Frac Focus Chemical Disclosure Registry,2017).

Se aplica el 2% adicional de arenas y aditivos al flujo de agua requerido para el proceso, obteniendo:

$$W = \left(102381 \frac{bp}{d}\right) + \left(102381 \frac{bp}{d}\right) * (0.02) = 104420.21 \frac{bp}{d} \quad (A-3)$$

De los fluidos resultantes del proceso de fracturamiento hidráulico, entre el 70% y 90% se queda en el subsuelo, en tanto que entre el 10% y el 30% regresa a superficie para ser reprocesado (Ziemkiewicz,2016). El porcentaje del fluido de retorno, para este trabajo, se establece en **10%**.

Por lo tanto:

$$W = \left(104420.21 \frac{bp}{d}\right) - \left(104420.21 \frac{bp}{d}\right) (0.90) = 10442.02 \frac{bp}{d} \quad (A-4)$$

Finalmente, de la ecuación general de balance de materia se obtiene el flujo del fluido de extracción del pozo:

$$M = O + G + W = 1000 \frac{bp}{d} + 89053.8 \frac{bp}{d} + 10442.02 \frac{bp}{d} = 100496.65 \frac{bp}{d}$$

### A.3. Dimensionamiento del separador.

Los datos requeridos para el cálculo del dimensionamiento del separador de tres fases se establecen a continuación:

$$\text{Flujo de shale oil } (Q_o): 1000 \frac{bp}{d}$$

$$\text{Flujo del fluido fracturante de retorno } (Q_w): 10442.02 \frac{bp}{d}$$

$$\text{Flujo de la fase gaseosa } (Q_g): \left(500 \frac{bp}{d}\right) \left(1000 \frac{ft^3}{bp}\right) = 500000 \frac{ft^3}{d}$$

$$\text{Relación gas crudo líquido } \left(\frac{G}{O}\right): \frac{500 ft^3 gas}{1 bp}$$

$$\text{Viscosidad del shale oil } (\mu_o): 20cp$$

$$\text{Gravedad específica del shale oil } (Y_o): 0.89$$

$$\text{Gravedad específica del agua } (Y_w): 1.04$$

$$\text{Gravedad específica del gas } (Y_g): 0.65$$

$$\text{Factor de compresibilidad del gas } (Z): 0.89$$

$$\text{Presión de operación } (P): 250psia$$

$$\text{Temperatura de operación } (^{\circ}F): 95 = 555 R$$

$$\text{Tiempo de residencia del shale oil en el separador } (t_o): 15min$$

$$\text{Tiempo de residencia del agua } (t_w): 10min$$

$$\text{Diámetro mínimo de las gotas de agua a remover } (d_m): 500\mu m$$

Se considera una consistencia uniforme del fluido fracturante, ya que el porcentaje de arenas y aditivos de la composición total es marginal. Por otra parte, para el dimensionamiento del equipo se tomaron consideraciones hipotéticas de algunas propiedades fisicoquímicas del shale oil, del agua procesada y del gas asociado, así como algunas condiciones de operación.

### A.3.1. Memoria de cálculo para el dimensionamiento del separador.

- ✚ Cálculo del espesor máximo permisible de la cama de crudo  $H_{0, \max}$ .

$$H_{0, \max} = \frac{1.28 \times 10^{-3} t_o (\Delta Y) dm^2}{\mu_o} \cdot in \quad (A-5)$$

$$H_{0, \max} = \frac{(1.28 \times 10^{-3})(15 \text{min})(1.04 - 0.89)(500 \mu m)^2}{20cp} = 36 \text{in}$$

- ✚ Cálculo de  $A_w/A$ , donde  $A_w$  es el área transversal ocupada por el agua y  $A$ , representa la sección transversal ocupada por el shale oil.

$$\frac{A_w}{A} = \frac{0.5 Q_w t_w}{Q_o t_o + Q_w t_w} \quad (A-6)$$

$$\frac{A_w}{A} = \frac{(0.5) \left( 10442.02 \frac{bp}{d} \right) (10 \text{min})}{\left( 1000 \frac{bp}{d} \right) (15 \text{min}) + \left( 10442.02 \frac{bp}{d} \right) (10 \text{min})} = 0.4372$$

De gráfico 6 (Abdel-Aal & Aggour., 2003), se determina el valor de  $H_0/D$  en función de  $A_w/A$ , donde:

$H_0$ : Espesor de la cama de crudo.

$D$ : diámetro de recipiente.

Por tanto, para  $\frac{A_w}{A} = 0.43$ , corresponde un valor de  $H_0/D$  de **0.005**.

- ✚ Cálculo del diámetro máximo permisible del recipiente  $D_{\max}$ .

$$D_{\max} = \frac{H_{0, \max}}{\frac{H_0}{D}} = \frac{36 \text{in}}{0.05} = 720 \text{in} \quad (A-7)$$

- ✚ Cálculo de la restricción de capacidad de la fase gaseosa DL.

La restricción de capacidad de la fase gaseosa se determina mediante el uso de la siguiente expresión matemática:

$$DL = 420 \left( \frac{Q_g TZ}{P} \right) \left[ \left( \frac{\rho_G}{\rho_O - \rho_G} \right) \left( \frac{cd}{d_m} \right) \right]^{0.5} \quad (\text{A-8})$$

De donde:

D: Diámetro equivalente interno del separador (in).

L: Longitud equivalente del separador (ft).

Cd: Coeficiente de arrastre ( $\mu\text{m}$ ).

Dm: Espacio mínimo de gotas de crudo que deben ser separadas del gas.

$\rho_G$ : Densidad el gas asociado.

$\rho_l$ : Densidad del líquido.

Previo al cálculo de DL, se aplican ecuaciones para la determinación de la densidad del gas asociado y del líquido.

$$\rho_G = \frac{2.7Y_G P}{TZ} \quad (\text{A-9})$$

$$\rho_G = \frac{2.7(0.65)(250\text{psia})}{(555R)(0.89)} = 0.888 \frac{\text{Ib}}{\text{ft}^3}$$

$$\rho_l = \rho_w Y_l \quad (\text{A-10})$$

$$\rho_l = \left( 62.4 \frac{\text{Ib}}{\text{ft}^3} \right) (0.89) = 55.536 \frac{\text{Ib}}{\text{ft}^3}$$

Finalmente, DL, se estima en:

$$DL = 420 \left[ \frac{\left( 0.5 \frac{\text{mmft}^3}{d} \right) (555R)(0.89)}{(250\text{psia})} \right] \left[ \frac{\left( 0.888 \frac{\text{Ib}}{\text{ft}^3} \right) (0.65)}{100 \left( 55.536 \frac{\text{Ib}}{\text{ft}^3} - 0.888 \frac{\text{Ib}}{\text{ft}^3} \right)} \right]^{0.5} = 4.2648 \text{ft}^2$$

✚ Cálculo de la restricción de capacidad de la fase líquida  $D^2L$ .

$$D^2L = 1.429(Q_o t_o + Q_w t_w). (\text{in}^2 \text{ft}) \quad (\text{A-11})$$

$$D^2L = (1.429) \left[ \left( 1000 \frac{bp}{d} \right) (15min) + \left( 10442.02 \frac{bp}{d} \right) (10min) \right] = 170651 in^2 ft$$

Utilizando las ecuaciones A-8 y A-12, se calcula la longitud efectiva para diferentes diámetros, menores al diámetro máximo permisible de **720 in**, para las restricciones de capacidad de las fases gas (Lg) y líquido (Ls). Con base en los resultados obtenidos, registrados en tabla A.2, se establece que la fase líquida gobierna el diseño del separador, debido a que los valores de Ls son mucho mayores a los valores de Lg. Posteriormente se calcula la longitud del separador, para todos los diámetros que cumplan con una relación L/D de 3, por medio de la siguiente expresión:

$$L (ft) = 4 \frac{Ls}{3} \quad (\text{A-12})$$

Tabla A.2. Matriz de longitudes para diferentes diámetros del separador.

D (in)	Lg(ft) Ec. 8	Ls(ft) Ec. 12	L (ft) = 4L/3	L /(d/12)
81	0.11	26.01	34.68	5.14
82	0.10	25.38	33.84	4.95
83	0.10	24.77	33.03	4.78
84	0.10	24.19	32.25	4.61
85	0.10	23.62	31.49	4.45
86	0.05	23.07	30.76	4.29
87	0.05	22.55	30.06	4.15
<b>88</b>	<b>0.05</b>	<b>22.04</b>	<b>29.38</b>	<b>4.01</b>
89	0.05	21.54	28.73	3.87
90	0.05	21.07	28.09	3.75
91	0.05	20.61	27.48	3.62
92	0.05	20.16	26.88	3.51
93	0.05	19.73	26.31	3.39
94	0.05	19.31	25.75	3.29
95	0.04	18.91	25.21	3.18
96	0.04	18.52	24.69	3.09

Con base en los resultados anteriores se determina utilizar los valores medios de longitud y diámetro:

$$D = (88in) \left( \frac{0.0254m}{1in} \right) = 2.2352m$$

$$L = (29.38ft) \left( \frac{0.3048m}{1ft} \right) = 8.95m$$

## APÉNDICE B. CÁLCULO DE BOMBAS Y DUCTOS DE TRANSPORTE DE SHALE OIL DE TANQUES GENERALES DE ALMACENAMIENTO A REFINERÍAS

Para efecto del cálculo de bombas y ductos requeridos para el proceso de transporte de shale oil a refinerías de Cadereyta y Madero, se procedió a definir la ruta de traslado. Con el apoyo de Google Earth, se diseñaron las rutas tomando en consideración, en primera instancia la longitud estimada en **426 km para Cadereyta** y **36.5 km para Tampico-Madero**, el mínimo de elevaciones, evitando cruces de cuerpos de agua, afectaciones a reservas ecológicas y poblaciones cercanas.

### B.1. Circuito Cadereyta.

En figura B.1 se muestra una fotografía satelital de la ruta general de transporte de shale oil de tanques generales de almacenamiento a refinería de Cadereyta.

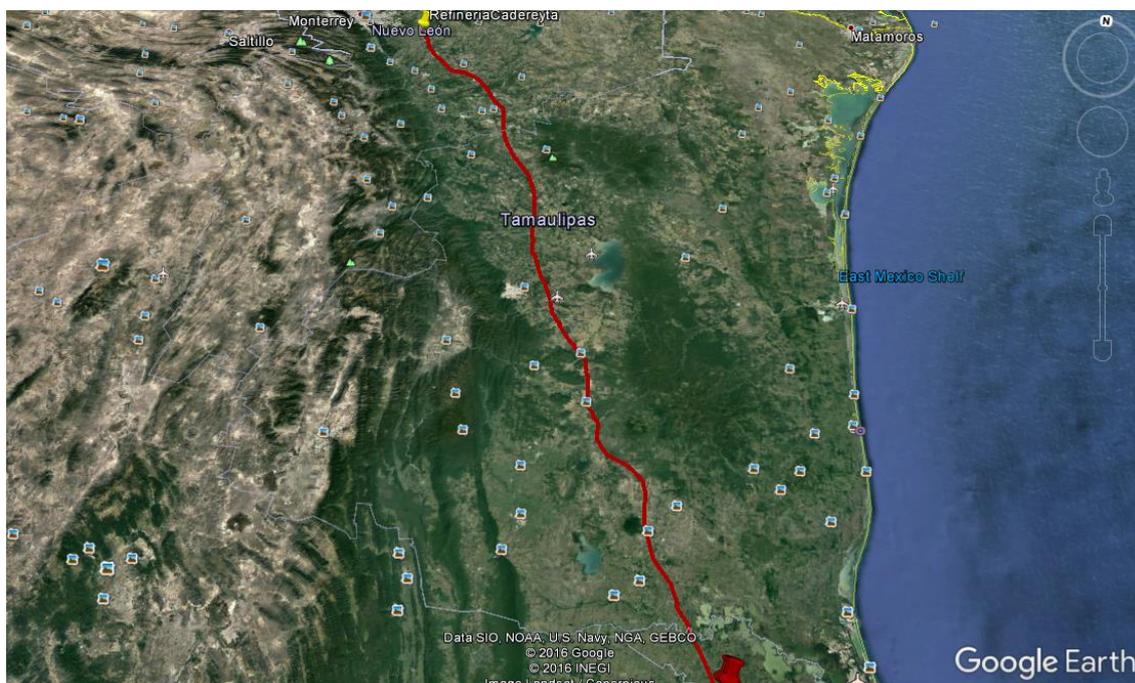


Figura B.1. Ruta general de transporte a refinería Cadereyta (Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO © 2016 Google © 2016 INEGI Image Landsat / Copernicus).

Así mismo, en fotografías B.2 a, b, c, d, e y f que se tomaron aleatoriamente, no se encontró alguna situación anómala a considerar que pudiera dificultar la trayectoria de la ruta del ducto.

APÉNDICE B. CÁLCULO DE BOMBAS Y DUCTOS DE TRANSPORTE DE SHALE OIL DE TANQUES GENERALES DE ALMACENAMIENTO A REFINERÍAS

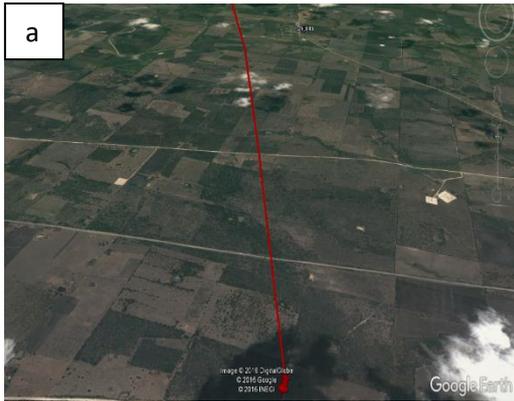


Image © 2016 DigitalGlobe

© 2016 Google © 2016 INEGI



Image © 2016 DigitalGlobe

© 2016 Google © 2016 INEGI



Image © 2016 DigitalGlobe

© 2016 Google © 2016 INEGI

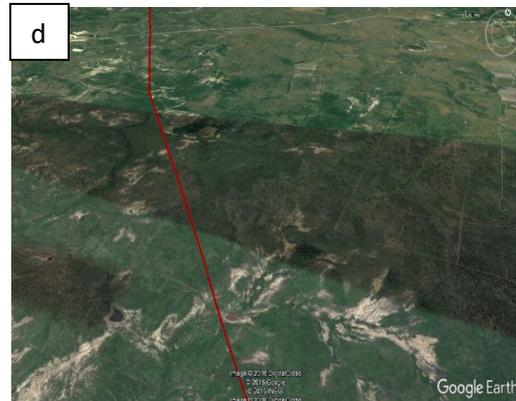


Image © 2016 DigitalGlobe

© 2016 Google © 2016 INEGI

Image © 2016 DigitalGlobe



Image © 2016 DigitalGlobe

© 2016 Google © 2016 INEGI



Image Landsat / Copernicus

© 2016 Google © 2016 INEGI

Figura B.2. a, b, c, d, e y f. Tramos de ruta de transporte a refinería de Cadereyta.

## B.2. Circuito Madero.

En figura B.3 se muestra una fotografía satelital de la ruta general de transporte de shale oil de tanques generales de almacenamiento a refinería de Madero.

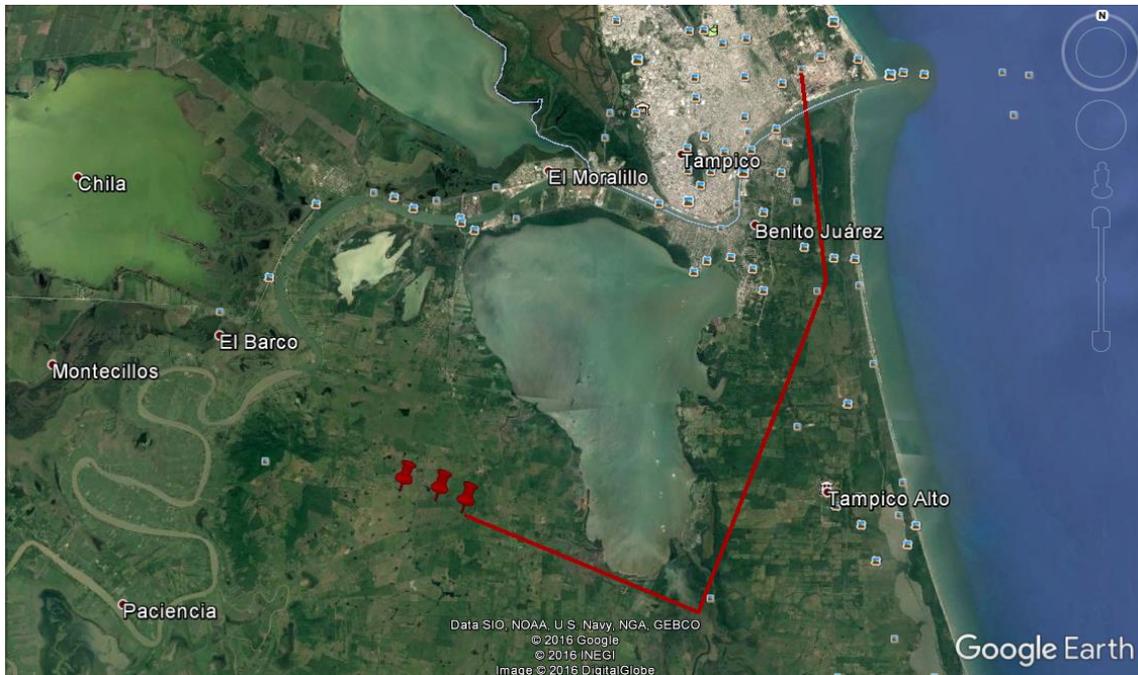


Figura B.3. Ruta general de transporte a refinería Cadereyta (Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO ©2016 Google ©2016 INEGI Image ©2016 DigitalGlobe).

Así mismo, en fotografías B.4 a y b, que se tomaron aleatoriamente, no se encontró alguna situación anómala a considerar que pudiera dificultar la trayectoria de la ruta del ducto.



Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO

© 2016 Google ©2016 INEGI Image

©2016 DigitalGlobe

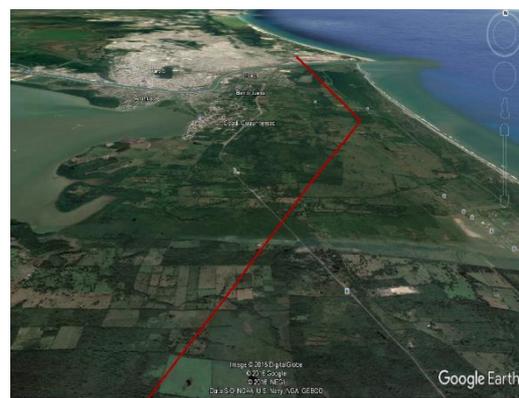


Image © 2016 DigitalGlobe

© 2016 Google © INEGI

DATA SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO

Figura B.4 a y b. Tramos de ruta de transporte a refinería de Madero.

### B.3. Consideraciones para el cálculo de bombas y ductos.

En la tabla B.1. se presenta la capacidad al 85% de las refinerías de Cadereyta y de Madero, así como su producción actual de crudo maya. Con base en esta información el flujo de shale oil que se debe enviar a cada una de las refinerías se calcula como sigue y se reporta en misma tabla:

$$\text{Flujo de shale oil (Cadereyta)} = 233.75\text{MBD} - 82\text{MBD} = 151.75 \text{ MBD} \quad \mathbf{B-1}$$

$$\text{Flujo de shale oil (Madero)} = 161.50\text{MBD} - 73\text{MBD} = 88.5 \text{ MBD} \quad \mathbf{B-2}$$

Tabla B.1. Estado actual y proyección en porcentaje utilización de refinerías.

Refinería	Capacidad instalada al 85%(MBD)	Producción actual (MBD)	Porcentaje de actual de procesamiento de crudo Maya (%)	Cantidad por de shale oil que se debe enviar a refinerías (MBD)	Porcentaje de utilización requerido para shale oil (%)
Cadereyta	233.75	82	35	151.75	65
Madero	161.5	73	45	88.5	55

De acuerdo a la medición de distancia de Google Earth de las rutas para el traslado de shale oil desde tanques de almacenamiento centrales hacia cada una de las refinerías se establece en tabla B.2.

B.2. Longitud de rutas de traslado de shale oil a Cadereyta y Tampico-Madero.

Refinería	Longitud de la ruta (km)
Cadereyta	426.00
Madero	36.30

Para el cálculo de potencias de bombas y diámetros de ductos para el transporte de shale oil se utilizó el método de simulación de HYSYS. Para el caso de bombas se alimentaron al simulador las caídas de presión (Tabla B.3) tomando en cuenta parámetros de fabricantes.

Tabla B.3. Caídas de presión alimentadas al simulador Hysys.

Tag	AP (KPa)
<b>REFINERÍA CADEREYTA</b>	
P-102	<b>8000</b>
P-103	<b>5500</b>
P-104	<b>5500</b>
P-105	<b>5500</b>
P-106	<b>5500</b>
P-107	<b>5000</b>
<b>REFINERÍA TAMPICO-MADERO</b>	
P-201	8000

Para el cálculo de los diámetros de ductos de transporte de shale oil para cada refinería, se alimentaron al sistema los parámetros de longitud de tramo, elevación de terreno, material del ducto y cédula, los cuales se reportan en tabla B.4.

Tabla B.4. Parámetros alimentados al sistema Hysys para el cálculo de diámetro de ductos de transporte de shale oil.

Tramos	Longitud (km)	Cambio de elevación (m)	Material	Cédula
<b>REFINERÍA CADEREYTA</b>				
<b>Tramo-1</b>	36	100	Acero al carbón	80
<b>Tramo-2</b>	52	100	Acero al carbón	80
<b>Tramo-3</b>	62	100	Acero al carbón	80
<b>Tramo-4</b>	84	0	Acero al carbón	80
<b>Tramo-5</b>	110	0	Acero al carbón	80
<b>Tramo-6</b>	82	100	Acero al carbón	80
<b>Total</b>	426			
<b>REFEINERÍA TAMPICO-MADERO</b>				
<b>Ducto Madero</b>	36.3	20	Acero al carbón	80

El ambiente de simulación de Hysys para el cálculo de bombas y ductos para la refinería de Cadereyta se muestra en figuras B.5 a y B.5 b. Así mismo en figura B.6. se representa el ambiente de simulación correspondiente al cálculo del sistema Tampico-Madero.

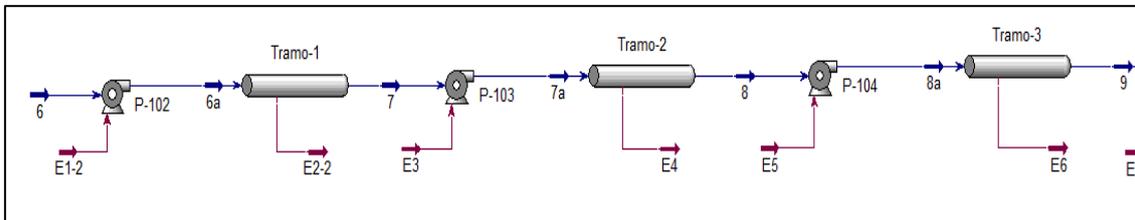


Figura B.5 a. Esquema de simulación de tramos 1, 2 y 3 de ducto de transporte de shale oil a refinería de Cadereyta.

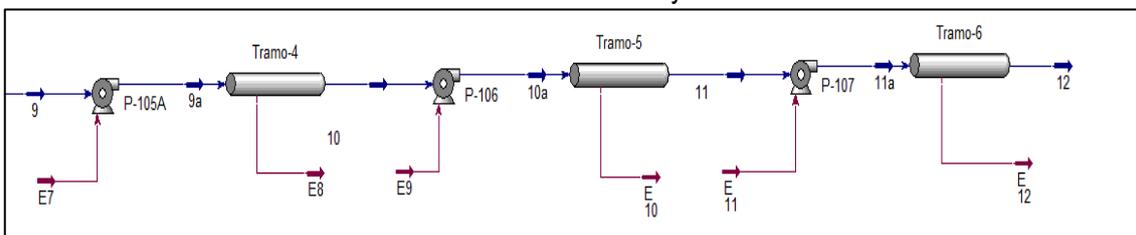


Figura B.5 b. Esquema de simulación de tramos 4, 5 y 6 de ducto de transporte de shale oil a refinería de Cadereyta.

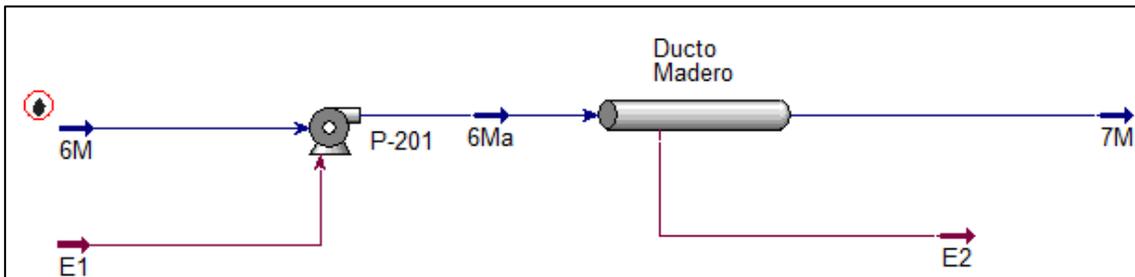


Figura B.6. Esquema de simulación de ducto de transporte de shale oil a refinería de Madero.

Las condiciones de operación de las corrientes de proceso complementan los requisitos de información para llevar a cabo el cálculo en el sistema Hysys de bombas y ductos. En tablas B.5. a, B.5. b y B.6. se presentan las características de operación de las corrientes de proceso para los sistemas Cadereyta y Madero, respectivamente, resaltando en rojo las alimentadas al sistema.

APÉNDICE B. CÁLCULO DE BOMBAS Y DUCTOS DE TRANSPORTE DE SHALE OIL DE TANQUES GENERALES DE ALMACENAMIENTO A REFINERÍAS

Tabla B.5 a. Variables de operación de las corrientes de proceso para el sistema de transporte Cadereyta.

Variables de operación	Corrientes de proceso						
	6	6a	7	7a	8	8a	9
Q (b/h)	9780	9780	9780	9780	9780	9780	9780
P (kPa)	101.325	8101	5664	11160	1569	1569	9917
T (°C)	25	27.94	28	30.31	32	34.30	36

Tabla B.5 b. Variables de operación de las corrientes de proceso para el sistema de transporte Cadereyta.

Variables de operación	Corrientes de proceso					
	9a	10	10a	11	11 <sup>a</sup>	12
Q (b/h)	15420	1166	17160	13330	18330	14360
P (kPa)	15420	1166	17160	13330	18330	14360
T (°C)	38.29	40	42.80	45.00	47.07	50.00

Tabla B.6. Variables de operación de las corrientes de proceso para el sistema de transporte Madero.

Variables de operación	Corrientes de proceso		
	6M	6Ma	7M
Q (b/h)	6742	6742	6742
P (kPa)	101.3	8101	5959
T (°C)	25	27.94	28

Finalmente, en tablas B.7. y B.8. se reportan los resultados de potencias de bombas y diámetros de ductos requeridos para los sistemas de transporte de shale oil Cadereyta y Madero.

Tabla B.7. Resultados de potencia de bombas para los sistemas Cadereyta y Tampico-Madero.

Tag	Potencia (hp)
<b>REFINERÍA CADEREYTA</b>	
P-102	6682 hp
P-103	4889 hp
P-104	4900 hp
P-105	4914 hp
P-106	4930 hp
P-107	4501 hp
<b>REFINERÍA MADERO</b>	
P-102	4034 hp

Tabla B.8. Resultados de diámetros de ductos para los sistemas Cadereyta y Tampico-Madero.

Tramos	Diámetro (in)
<b>REFINERÍA CADEREYTA</b>	
Tramo-1	22
Tramo-2	22
Tramo-3	22
Tramo-4	22
Tramo-5	22
Tramo-6	22
<b>REFINERÍA MADERO</b>	
Ducto Madero	18

Para el caso particular de la ruta del ducto de transporte a refinería de Cadereyta, debido a la longitud de la ruta y a las múltiples variaciones en la elevación del terreno, los resultados concluyen que se deben instalar 6 estaciones de bombeo, las cuales se encuentran sembradas en fotografía B.7. correspondientes a las coordenadas siguientes:

- 1) 22°13'38.81" N, 98°17'07.50" O
- 2) 22°31'52.43" N, 98°26'28.75" O
- 3) 22°59'07.97" N, 98°37'47.46" O
- 4) 23°29'01.38" N, 98°51'43.42" O
- 5) 24°12'16.55" N, 99°06'49.22" O
- 6) 25°07'56.88" N, 99°30'30.76" O

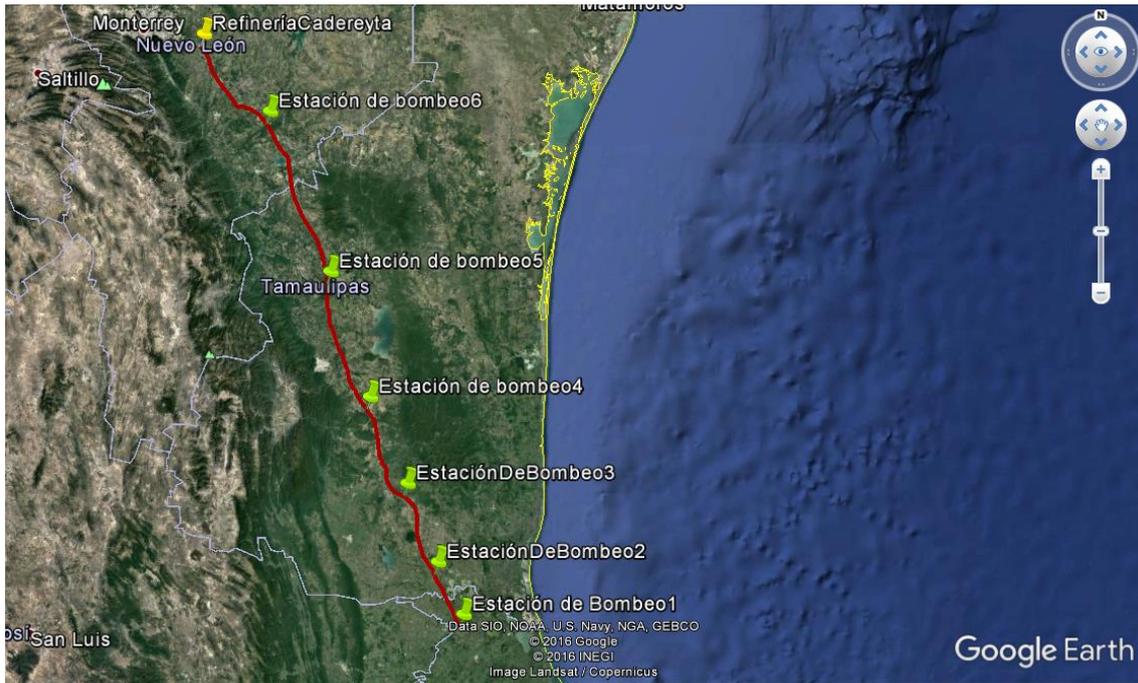


Figura B.7. Estaciones de bombeo para el sistema Cadereyta (Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO © 2016 Google © 2016 INEGI Image Landsat / Copernicus).