



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE
RECURSOS NATURALES-YACIMIENTOS

HIDROCARBUROS EN LUTITAS, RETOS Y
OPORTUNIDADES PARA SU EXPLOTACIÓN EN MÉXICO.

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

PRESENTA:
ÁNGEL VÁZQUEZ MORÍN

TUTOR:
DR. GUILLERMO CRUZ DOMÍNGUEZ VARGAS
FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO D.F.; CIUDAD UNIVERSITARIA, AGOSTO DE 2016

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Guillermo Cruz Domínguez Vargas

Secretario: Dr. Fernando Samaniego Verduzco

Vocal: Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán

1 er. Suplente: M.I. Luis Alejandro Barajas López

2 do. Suplente: M.I. Javier Arellano Gil

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:
Ciudad Universitaria, México, Distrito Federal

TUTOR DE TESIS:

Dr. Guillermo Cruz Domínguez Vargas

FIRMA

RESUMEN

El presente trabajo no solo pretende ofrecer un panorama general de la problemática y de las excelentes oportunidades que se presentan para México en general y para PEMEX en particular, si se logra una explotación planificada de sus recursos energéticos (Gas o Aceite) almacenados en lutitas, no solo en el aspecto técnico-económico, sino también en los aspectos sociales. Se debe tomar en cuenta que no es necesario aportar nuevas fórmulas ni esquemas novedosos, el éxito técnico y económico se encuentran a la vista de todos y al alcance de quien desee obtenerlos. Pretende también ofrecer una alternativa a los procedimientos habituales para abordar nuevos negocios en PEMEX, además de sugerir el modelo de negocio necesario para obtener los mayores beneficios en el corto plazo. Lo anterior nos permitirá no perder de vista los objetivos originales hacia donde se dirigen los esfuerzos de cualquier rama de las ciencias, que consiste en satisfacer las necesidades del ser humano.

Con este objetivo, se presenta el potencial beneficio que representa para México la explotación del Shale Gas/Oil a través del análisis a los efectos económicos que ha representado para el Estado de Texas el desarrollo de la lutita Eagle Ford, y el cual por si solo justifica el presente trabajo. Además se presenta el panorama energético mundial presente y su proyección para las siguientes décadas y como se proyectan las tendencias del mercado energético, además de las proyecciones en los mismos rubros para México.

Como principal aporte se presentan las propuestas de desarrollo para PEMEX, mediante un análisis del potencial productor del área que se propone de acuerdo a los aspectos de tipo técnico y con base en una estrategia con objetivos claros y prácticos, es decir, de corto plazo y mediante la cual se permita superar las distintas etapas del proceso habitual mediante el cual solo se posterga de manera indefinida la incursión de la empresa en el negocio de explotar aceite y/o gas en lutitas. Para lo anterior, se propone el modelo de negocio que PEMEX debe adoptar para poder competir en el sector. Se plantean a su vez los principales obstáculos estructurales que limitan la capacidad de competir de PEMEX con las compañías especializadas en el sector, así como las inercias que nos impiden dimensionar adecuadamente los beneficios que se pueden obtener de las actividades relacionadas con la producción del Shale Gas/Oil y que se deben de superar.

Como parte fundamental, se presentan los conceptos técnicos necesarios para entender el origen, la composición y los elementos necesarios para determinar el potencial productor de las lutitas que contienen hidrocarburos, tomando en consideración que en la actualidad la actividad relacionada con este recurso en nuestro país es limitada y se encuentra concentrada en el noreste de nuestro país; en consecuencia solo un reducido grupo de personal técnico conoce los fundamentos de este sector.

En el trabajo se trata lo referente al potencial productor de México, mediante una revisión de las zonas de interés identificadas, sus características geológicas, las evidencias que sustentan la asignación de los potenciales recursos, su ubicación dentro del territorio nacional, las características geológicas, geoquímicas y evidencias obtenidas mediante la perforación de pozos con objetivos convencionales.

Se revisan las tecnologías que han hecho posible la producción a niveles económicamente rentables del Shale Gas/Oil, de forma concisa y concreta, específicamente la perforación direccional y/o horizontal pero sobre todo al fracturamiento hidráulico debido a la polémica que la envuelve al representar potenciales riesgos de contaminación para las fuentes de agua disponibles para consumo humano y agrícola. Se describe el panorama en forma objetiva considerando los fundamentos teóricos y prácticos.

Por la importancia que representa el agua, no solo para la industria de la extracción del Shale Gas/Oil sino para todas las comunidades de seres vivos dependientes de esta (agua para uso doméstico, agrícola e industrial), se aborda el manejo y uso del agua en las diferentes etapas de las operaciones de fracturamiento hidráulico, sus fuentes de abastecimiento sus potenciales riesgos de contaminación así como los aditivos comunes agregados al agua necesaria para estas actividades. Se presentan también algunos de los lineamientos definidos por los organismos responsables de regular y supervisar el manejo adecuado del agua utilizada. Lo anterior contribuye a desmitificar los riesgos que de manera generalizada se presentan en los medios de comunicación y que generan un clima de desconfianza hacia estas actividades.

Finalmente, este trabajo está dirigido al personal técnico de PEMEX y organismos relacionados con el sector, interesados en el tema de la extracción de los hidrocarburos en lutitas, no obstante, uno de mis principales metas fue que la parte medular pueda ser fácilmente abordada por cualquier lector interesado en el tema.

Para realizar un verdadero aporte en cualquier disciplina, se debe estar en la cima del conocimiento de la misma.
Stephen Hawking

CONTENIDO

Capítulo 1	1
Introducción	1
Capítulo 2	4
Antecedentes	4
2.1 Impacto económico de la explotación de hidrocarburos en lutitas.....	4
2.1.1 Lutita Eagle Ford.....	5
2.2 Importancia de la industria petrolera nacional.	12
2.3 Contexto internacional	14
2.4 Gas natural	18
2.4.1 Estados Unidos.....	22
2.4.2 El mundo	25
2.4.3 México.....	26
Capítulo 3.....	30
Conceptos básicos y principios fundamentales.....	30
3.1 Yacimientos convencionales	30
3.2 Yacimientos no convencionales.....	30
3.3 Lutitas.....	32
3.3.1 Yacimientos en lutitas	32
3.4 Potencial generador.....	34
3.4.1 Propiedades geoquímicas	35
3.4.2 Carbono Orgánico Total.....	35
3.4.3 Madurez termal	¡Error! Marcador no definido.
3.5 Potencial productor	37
3.6 Origen de los hidrocarburos producidos	39
3.7 Lecciones aprendidas	40
Capítulo 4.....	41
Potencial de México.....	41
4.1 Recursos	41

4.1.1	Cuenca de Sabinas.....	42
4.1.2	Cuenca de Burgos.....	45
4.1.3	Cuenca Tampico-Misantla	47
4.1.4	Plataforma de Tuxpan	47
4.1.5	Cuenca de Veracruz	50
4.2	Estatus actual.....	50
4.3	La Reforma Energética.....	51
4.4	¿Puede México replicar el éxito de Estados Unidos?.....	52
4.4.1	Similitudes y diferencias.	52
4.4.2	Ventajas naturales de México.....	53
Capítulo 5	54
	Tecnologías de explotación.....	54
5.1	Perforación horizontal	54
5.1.1	Generalidades	55
5.1.2	Conceptos básicos	58
5.1.3	Diseño de los pozos horizontales.	61
5.2	Fracturamiento hidráulico	62
5.2.1	Conceptos básicos	64
5.3	Fracturamiento hidráulico en yacimientos de Shale Gas/Oil	71
5.3.1	Métodos de colocación de la fractura.....	73
5.3.2	Perf-and-Plug Process	73
5.3.3	Coiled Tubing Process.....	73
5.3.4	Sliding-Sleeve Processes.....	74
5.3.5	Ball Sealer Process	74
5.3.6	Jointed-Tubing Processes	74
5.4	Fluido fracturante	75
5.4.1	Waterfracs	75
5.4.2	Linear Gel.....	76
5.4.3	Crosslinked gel.....	76
5.4.4	Hybrid frac	76
Capítulo 6	77
	Manejo del Agua.....	77

6.1	Uso del agua.....	77
6.1.1	Fuentes de agua.....	79
6.1.2	Manejo y eliminación del agua.....	81
6.2	Químicos usados.....	82
6.3	Leyes en la materia.....	83
6.3.1	Transparencia pública.....	84
6.3.2	Identificación de las fuentes de agua.....	84
6.3.3	Mejorar el uso de las aguas residuales recicladas.....	84
6.3.4	Reportes detallados del uso del agua.....	86
6.3.5	Análisis del ciclo de vida del agua.....	86
6.3.6	Directrices generales para establecer una reglamentación líder en el uso de las fuentes de agua.....	86
6.3.7	La eliminación de los residuos de fluidos mediante la inyección en el subsuelo a través de pozos de desecho.....	87
6.3.8	Descargas de aguas residuales a las instalaciones de tratamiento.....	87
6.4	La ley de agua potable segura.....	87
6.5	Riesgos geológicos asociados a las actividades de exploración y producción.....	88
Capítulo 7	91
Estrategia de desarrollo	91
7.1	Definición de la estrategia de desarrollo.....	91
7.1.1	Área de estudio.....	93
7.1.2	Espaciamiento entre pozos.....	95
7.2	Recursos.....	99
7.3	Cambio de paradigmas.....	99
7.4	Modelo de negocio.....	104
7.4.1	Marco regulatorio.....	104
7.4.2	PEMEX Shale.....	106
7.4.3	Integración.....	107
Conclusiones	112
Recomendaciones	116
Bibliografía	117

Lista de figuras

Figura 2.1-Evolución histórica de la producción de aceite y gas en EU y Texas.(1).....	6
Figura 2.2-Área central y condados vecinos impactados por la actividad en la formación Eagle Ford (Economic Impact of The Eagle Ford Shale)(2).	7
Figura 2.3-Área de interés relacionada con la formación EF y centros poblacionales cercanos. (Modificado de Eagle Ford expansions: The Latest Developments on the day).(5)	9
Figura 2.4-Comportamiento del empleo a nivel local, estatal y nacional.(7)	10
Figura 2.5-Comportamiento del ingreso per cápita a nivel local, estatal y nacional.(8)	10
Figura 2.6-Evolución de los ingresos locales en el área EF vía impuestos.(2).....	11
Figura 2.7-Montos de las contribuciones a las finanzas públicas por concepto de ingresos petroleros. (Modificada de PEMEX) (14).....	13
Figura 2.8-Crecimiento total de la demanda de energía primaria (Modificada de World Energy Outlook 2012). (16)	15
Figura 2.9-Demanda de energía primaria estimada para el año 2035. (Modificada de World Energy Outlook 2012) (16).	16
Figura 2.10-Histórico de precios del petróleo Tomada de BP Statical Review june 2015 (19).	18
Figura 2.11-Comportamiento histórico de producción de las principales lutitas en desarrollo en EU hasta junio de 2015. (Modificada de U.S. Energy Information Administration (1).....	24
Figura 2.12-Mapa mundial de las cuencas con formaciones de lutitas. (Modificada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States) (27).	26
Figura 2.13-Estimación para el comportamiento del mercado de gas en México. (Tomada de “Prospectiva del mercado del gas natural 2012-2026”) (28)	28
Figura 3.1-Yacimientos convencionales y no convencionales (Modificada de EU Energy Information Administration).(1).....	31
Figura 3.2-Rango de permeabilidades de las diferente formaciones productoras. (Modificada de Hydraulic Fracturing 101). (30)	32
Figura 3.3-Relación entre el gasto de producción con la madurez termal y la fragilidad al fracturamiento de la formación (modificada de Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment) (32).	38
Figura 3.4- Generación termogénica del gas y/o aceite.	40
Figura 4.1-Áreas productoras potenciales de Shale Gas/Oil en México. (Modificada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States) (27).	44
Figura 4.2-Límites de la Cuenca de Sabinas y área potencial de Shale Gas. (Modificada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States) (27).	45

Figura 4.3-Límites de la Cuenca de Burgos y sus Áreas potenciales de Shale Gas/Oil. (Modificada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States) (27).	46
Figura 4.4-Formación Pimienta de la Cuenca Tampico- Misantla. (Modificada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States). (27)	48
Figura 4.5-Áreas Potenciales de Shale Gas/Oil dentro de la Plataforma de Tuxpan. (Modificada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States) (27).	49
Figura 4.6-Límites de la Cuenca de Veracruz y áreas potenciales de Shale Gas/Oil. (Modificada de (Modificada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States) (27).....	50
Figura 5.1-Localización inaccesible. (33).....	55
Figura 5.2-Perforación de varios pozos a partir de una sola localización. (33).....	56
Figura 5.3-Intersectar las fracturas naturales. (33).....	56
Figura 5.4-Pozo de alivio. (33).....	57
Figura 5.5- Incremento del área del yacimiento expuesta al pozo. (33).....	57
Figura 5.6-Esquema del sistema de perforación de radio ultra corto. (Modificado de Horizontal and Directional Drilling. Richard S. Carden, Robert D.) (35)	60
Figura 5.7-Forma de los pozos horizontales	61
Figura 5.8- Primer FH experimental en el campo Hugoton, Kansas 1947. (Tomada de Hydraulic Fracturing Hystory of an enduring Technology) (36)	63
Figura 5.9-Primeras operaciones formales de FH en el año de 1949. (Tomada de Hydraulic Fracturing Hystory of an enduring Technology). (36)	64
Figura 5.10-Esfuerzos in situ y propagación de la fractura hidráulica. (37).....	65
Figura 5.11-Presión de fractura. (37)	67
Figura 5.12-Jerarquización de algunos tipos de apuntalantes. (38)	68
Figura 5.13-Ilustración de un pozo fracturado y no fracturado. (39)	70
Figura 6.1-Diferentes etapas durante el ciclo del agua en una operación de FH. Modificado EPA's Study of Hydraulic Fracturing and Its Potential Impact on Drinking Water Resources). (40)	78
Figura 6.2-Composición promedio de los fluidos fracturantes usados en las lutitas de EU. (modificado de Chemical Use In Hydraulic Fracturing) (41)	83
Figura 6.4-Gráfica acumulativa del número de temblores mayores o iguales a 3°. (42).....	90
Figura 7.1-Ejes fundamentales para el desarrollo de los recursos energéticos en lutitas.....	92
Figura 7.2-Pozos exploratorios en lutitas, perforados en México.	93
Figura 7.3-Jerarquización de áreas para su desarrollo.....	95
Figura 7.4-Elementos, definición y efectos de la estrategia en el área de estudio.	96
Figura 7.5-Acercamiento pozos de Shale Gas Nómada 1, Habana y Montañez, cercanos a la frontera con EU, perforados en territorio mexicano.	98
Figura 7.6-Promedio de producción por pozo desde el primer mes completo de producción, en el Play EF.	100
Figura 7.7-Ruta del éxito en la producción de Shale Gas/Oil.....	101

Figura 7.8-Elementos involucrados en el éxito de la producción de Shale Gas/Oil. (43)	102
Figura 7.9-Extracción neta de gas en los dos principales plays de Lutitas en Canadá (enero de 2005 a mayo de 2013). (15)	104
Figura 7.10-Cambios de paradigmas necesarios para arrancar el desarrollo a gran escala.	105
Figura 7.11-Papel de PEMEX en el negocio del Shale Gas/Oil en México hasta hoy y en los próximos años.	107
Figura 7.12-Oleoductos(izquierda) y gasoductos (derecha) existentes y en proyecto en Norteamérica.	110
Figura 7.13-Fases del proyecto de gasoducto Los Ramones.....	111

Lista de tablas

Tabla 2.1- Impacto de la actividad en el área de la lutita EF en los principales indicadores económicos. (Economic Impact of The Eagle Ford Shale) ⁽²⁾	8
Tabla 2.2- Inversiones relacionadas con el incremento de la producción de hidrocarburos en el estado de Texas. (Economic Impact of The Eagle Ford Shale) ⁽²⁾	12
Tabla 2.3- Reservas probadas mundiales de aceite a Junio de 2015. (Modificada de BP Statistical Review of World Energy June 2015) ⁽¹⁹⁾	20
Tabla 2.4- Emisiones por combustión, en libras por millón de BTU de energía obtenida Modern Shale Gas Development in the United States: An Update (20).....	22
Tabla 2.5- Países con las mayores reservas técnicamente recuperables para Shale Gas y Shale Oil (modificada de: Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States) (27).	27
Tabla 3.1- Clasificación de los yacimientos en lutitas en base a su litología y mecanismos de producción (Modificada de Shale developments). (30)	34
Tabla 3.2- Potencial de los recursos a obtener de un yacimiento en lutitas, en base a su Contenido Orgánico Total.	36
Tabla 3.3- Grado de madurez de la materia orgánica en función del Índice de Reflectancia de la vitrinita	37
Tabla 3.4- Principales atributos de los yacimientos en lutitas productoras en EU. (31)	39
Tabla 4.1- Propiedades de los yacimientos de Shale Gas en México y sus recursos (27).....	43
Tabla 4.2- Propiedades de los yacimientos de Shale Oil y sus recursos (27).....	43
Tabla 5.1-	59
Tabla 6.1- Aditivos usados en el fluido fracturante y sus efectos. (Modificado de Chemical Use In Hydraulic Fracturing.) (41).....	85
Tabla 7.1- Pozos Exploratorios perforados en lutitas en México.	92

Capítulo 1

Introducción

Actualmente, la importancia de los combustibles fósiles como generadores de energía primaria es indiscutible, aun sin contar la estrecha relación que existe entre la capacidad de generación de energía y el desarrollo económico de las naciones, se puede establecer el papel que los combustibles juegan como factores principales para el desarrollo mismo de las actividades diarias de la mayoría de los países. A partir de la revolución industrial, el crecimiento económico ha estado ligado a la capacidad de generación de energía que sustente las actividades de la planta industrial, generadora de empleos, de bienes y servicios tanto para el consumo interno como para su exportación. Por otro lado, el transporte de mercancías y la agricultura han encontrado en la energía disponible el mayor impulso para su crecimiento en los países desarrollados, mismos que han sabido disponer de esta, en forma eficaz para el cumplimiento de sus objetivos. Desde entonces el término que corresponde a la suficiencia energética en la fórmula del éxito económico no ha variado su importancia, debido a la relación directa entre ambos.

En contraste a las condiciones existentes al inicio de la revolución industrial, hoy en día se presentan diversos elementos que inhiben e incluso obstaculizan los esfuerzos destinados a conseguir la suficiencia energética en muchas regiones del mundo, factores técnicos, económicos, políticos, pero sobre todo, sociales y ambientales se convierten en piezas fundamentales que es necesario colocar en su justa dimensión para así poder equilibrar los objetivos económicos y ambientales que den origen a un desarrollo energético sustentable. Los diversos escenarios energéticos a nivel mundial convergen en la necesidad de disminuir la emisión de los llamados gases de efecto invernadero originados principalmente por la quema de combustibles fósiles, si es que se desea revertir el aumento de la temperatura global al que la humanidad se enfrenta con todas las consecuencias que de ello derivan. No obstante los mismos escenarios pronostican que el consumo de los mencionados combustible no disminuirá sustancialmente en los próximos 20 años, por lo que las metas ambientales establecidas se encuentran lejos de ser alcanzadas.

Los países en vías de desarrollo, incluido México deberán contar con energía disponible para incrementar su capacidad de producción que satisfaga en primera instancia el mercado interno y destinar los excedentes para la exportación. No existe, una ruta establecida para el logro de los objetivos necesarios que coloquen a una nación en posibilidad de satisfacer la demanda de bienes y servicios a la totalidad de su población, sin embargo se puede colocar a la energía como un elemento indispensable para conseguir lo anterior. De esta forma, se

ha dado inicio a la reconfiguración del mercado energético mundial en el cual países como China, y la India se convierten en países importadores de energéticos que en el mediano plazo pueden desplazar a los grandes consumidores actuales de energía como la Unión Europea e incluso a Estados Unidos (EU) que en el escenario más probable se convertirá en un país autosuficiente energéticamente en el mediano plazo, dando origen a un nuevo mapa de rutas de energéticos a nivel mundial.

Es en este contexto donde la opción de los hidrocarburos en lutitas hacen su aparición en el escenario energético nacional como un combustible sustancialmente menos contaminante, en comparación con el aceite crudo y el carbón, debido a que los hidrocarburos no convencionales producidos en secuencias de granos fino, son básicamente aceites súper ligeros y/o gas seco. Opción que ya ha dado suficientes muestras de su viabilidad a partir del éxito obtenido en su explotación principalmente en EU donde la producción de este tipo de yacimiento ha provocado un resurgimiento de la industria petrolera principalmente en el estado de Texas a partir de la Lutita Eagle Ford (*EF*), la cual presenta continuidad hacia territorio Mexicano.

Con una larga historia de producción, los hidrocarburos de lutitas han colocado a EU en los años recientes en la vía de la autosuficiencia energética debido a los adelantos que las técnicas de perforación horizontal y de fracturamiento hidráulico (FH) han experimentado en las últimas décadas, lo que ha hecho rentable su explotación. Esta opción en conjunto con las medidas económicas y políticas adecuadas a nivel global, permitirá en el mediano plazo disminuir la emisión de gases de efecto invernadero, colocando a la humanidad en la ruta adecuada para conseguir detener el aumento global de temperatura.

Sin embargo, a la par del vertiginoso incremento en la producción de estos hidrocarburos, han aparecido diversos cuestionamientos sobre los posibles daños ambientales derivados de las técnicas de FH necesario para incrementar la productividad a niveles económicamente aceptables de los pozos en este tipo de yacimientos no convencionales. Dichas técnicas de fracturamiento requieren de grandes cantidades de agua mezcladas con diversos aditivos químicos que mejoran la efectividad de las fracturas, pero que en teoría podría contaminar los diferentes mantos acuíferos que pudiesen encontrarse cercanos a las áreas donde se lleve a cabo esta actividad. Para completar el proceso se debe disponer del agua utilizada, de forma económica pero sobre todo segura, la mejor opción hasta el momento, para esta agua de desecho ha sido la inyección a través de pozos inyectoros, sin embargo existe coincidencia en tiempo y espacio entre los trabajos de fracturamiento y una serie de sismos, que han alertado a diferentes organismos sobre la posible relación existente entre estos eventos.

El presente trabajo aborda los distintos aspectos relacionados con las técnicas de fracturamiento, los fluidos utilizados, su posterior disposición y sus efectos, pero sobre todo

alternativas que den solución a los aspectos que hasta el momento mantienen estancado el desarrollo de estos recursos y sus potenciales beneficios a la economía local y nacional, en base al potencial productor que ha sido asignado a México por parte de diversos organismos energéticos autorizados en la materia que en base a un pronóstico conservador colocarán a nuestro país como uno de los principales actores en el marco del concierto energético mundial. Además de las evidencias encontradas mediante la perforación de pozos exploratorios en las áreas de interés.

Si se considera la magnitud del incremento en la producción de hidrocarburos en lutitas durante los últimos 10 años, son estos y no otros factores los que habrá que sortear si es que se quiere obtener beneficio de un cuantioso y valioso recurso, en un previsible ambiente de fuertes marcos regulatorios. De no tomarse en cuenta lo anterior, se corre el riesgo de tener que disponer de grandes recursos para atender los posibles litigios legales, y conflictos sociales, que podrían estancar el acceso a este recurso que en contraparte, podría colocar a México como uno de los principales productores de hidrocarburos con todos los beneficios inherentes, amén del volumen de reservas en este tipo de yacimientos que se estima existen en las Cuencas Sedimentarias de nuestro país por parte de los organismos internacionales autorizados en la materia.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1 Impacto económico de la explotación de hidrocarburos en lutitas

El impacto de las actividades de exploración y producción de los hidrocarburos salta a la vista en cualquier parte del mundo que cuente con estos recursos. Sin embargo, el nivel que este impacto tenga en todos los sectores de una sociedad se encuentra determinado por circunstancias relacionadas con la ubicación geográfica el volumen y aun la temporalidad con la que se realicen los proyectos. De tal forma que estas actividades pueden dar origen a fenómenos económicos tan diversos como los que se presentan en distintas sociedades. Los mejores ejemplos de lo anterior se observan en los efectos que la industria del petróleo produce en algunas naciones de medio oriente, Arabia Saudita, Los Emiratos Árabes Unidos y Kuwait, si nos referimos a aquellos que logran aprovechar al máximo los beneficios de estas actividades que se traducen en un altísimo nivel adquisitivo tanto para los gobiernos como para la mayoría de sus ciudadanos, que llegan en no pocos casos a la opulencia y al despilfarro. Por otro lado, existen naciones para las cuales estas actividades representan solo una parte de su actividad económica y que pueden hacer un uso racional de estos recursos, tal como Noruega, Reino Unido y EU. Por último, se encuentran aquellos países para los que estas actividades significan una gran fuente de ingresos pero debido a sus condiciones políticas, económicas y sociales no consiguen aprovechar al máximo sus recursos energéticos, dentro de estos podemos ubicar a países como Rusia, Venezuela, Irán, Iraq los países africanos y por supuesto México. En cualquier caso, la disponibilidad de recursos energéticos constituye una oportunidad de crecimiento para quienes los poseen y objeto de intereses para quienes no cuentan con ellos.

El impacto económico directo en la sociedad se deriva a partir de los tres niveles que conforman las distintas etapas de la actividad industrial relacionada con el aprovechamiento de los hidrocarburos.

- **Primaria (Upstream):** comprende las actividades de exploración y producción de los hidrocarburos.
- **Intermedia (Midstream):** comprende las actividades relacionadas con el almacenamiento y transporte de los hidrocarburos producidos en y hacia los centros de venta y proceso.
- **Final (Downstream)** Comprende las actividades de transformación de los hidrocarburos en los centros de proceso como refinerías y las ventas finales.

Por otro lado, existen los beneficios indirectos que comprenden las actividades destinadas a satisfacer las necesidades que la industria requiere para el desarrollo de sus actividades, tales como la infraestructura carretera, de vivienda, de suministros, servicios, etc.

Finalmente existe el impacto “inducido” que se presenta cuando la gente obtiene mayores ingresos derivados de los empleos mejor remunerados debido a los requerimientos de personal especializados por la industria y es capaz de gastar estos recursos extra para satisfacer necesidades no indispensables que permiten una diversificación de la actividad comercial y de servicios.

El beneficio económico que el estado de Texas ha experimentado producto de las actividades relacionadas con la industria del petróleo no es nuevo, las principales cuencas productoras del estado han estado produciendo por lo menos desde los años 20's del siglo pasado. Dichos beneficios han dado origen entre otros a la ciudad de Houston como el principal centro energético mundial y uno de los principales complejos médicos y de negocios en el planeta.

No es de extrañar que los principales beneficios impacten en primera instancia a los habitantes del área en desarrollo a través de las actividades primarias y estos se extiendan posteriormente hacia la periferia vía las actividades intermedias e incluso hacia otros estados mediante las mismas actividades intermedias y /o finales. Tal caso se ha presentado en muchas zonas petroleras incluyendo por supuesto el estado de Texas, donde existe un área considerada como el núcleo de la actividad que ha dado origen el desarrollo de la formación EF.

Esta área debe representar nuestro mayor interés debido a que, a través de varios pozos perforados de nuestro lado de la frontera, se ha comprobado la continuidad de la formación con pozos productores de Shale Gas/Oil, además de ser la de mayor crecimiento y mayor impacto económico no solo en EU sino a nivel mundial.

2.1.1 Lutita Eagle Ford

Tan solo en los cinco años posteriores a los primeros éxitos obtenidos en la producción de hidrocarburos en lutitas, la producción en la formación EF contribuye a revertir la tendencia descendente que durante más de 30 años presentó la producción de aceite y gas en el estado de Texas (**Figura 2.1**). Mientras que la contribución del gas proveniente del Estado al total producido en EU se encuentra cerca de la tercera parte (27 % en promedio de enero a agosto de 2015), la contribución del aceite representa cerca del 40% del total, pasando de menos de 1.07 *MMbd* en promedio en 2005 (nivel más bajo en su historia) hasta un promedio de 3.5 *MMbd* de enero a agosto de 2015.

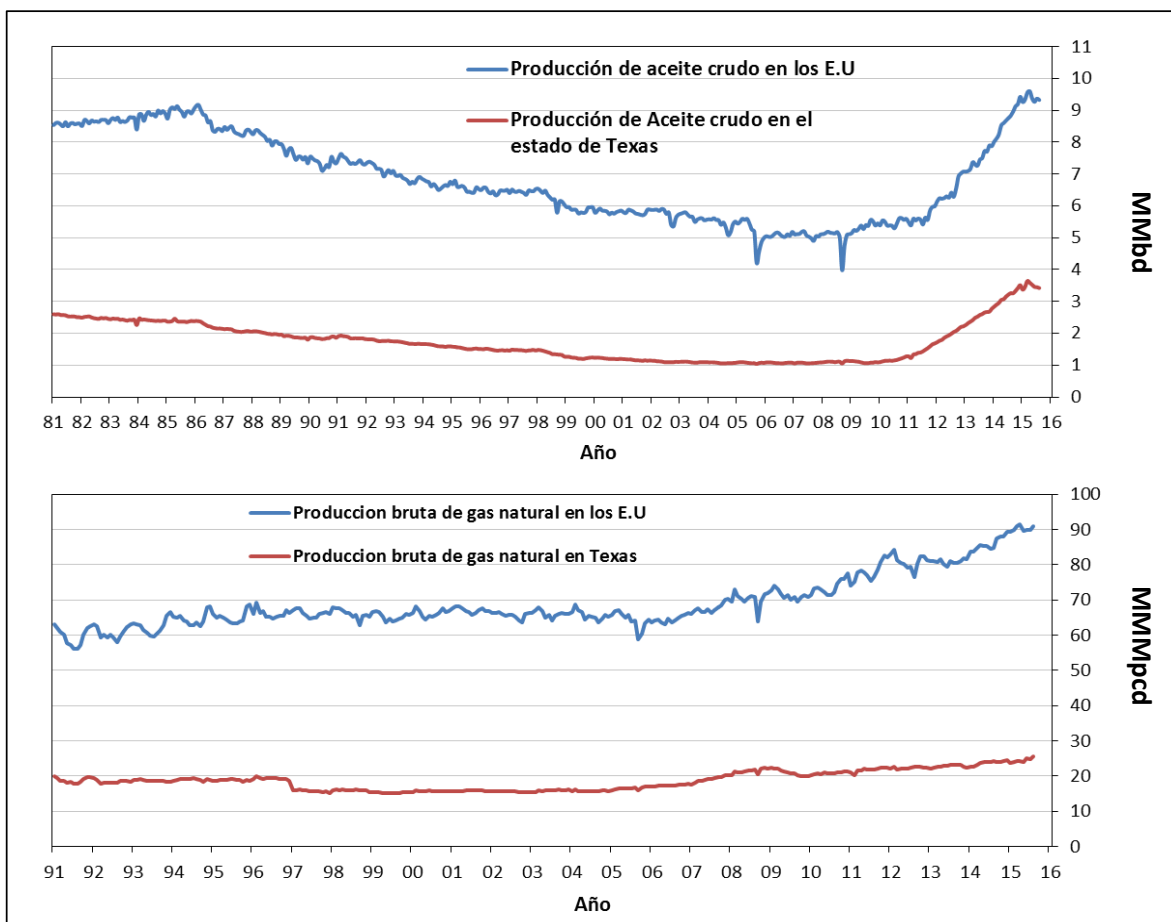


Figura 2.1- Evolución histórica de la producción de aceite y gas en EU y Texas. ⁽¹⁾

El área central del desarrollo de la formación EF comprende los siguientes 15 condados.

- | | | |
|-------------|--------------|--------------|
| 1. Atascosa | 6. Gonzales | 11. Maverick |
| 2. Bee | 7. Karnes | 12. McMullen |
| 3. DeWitt | 8. La Salle | 13. Web |
| 4. Dimmit | 9. Lavaca | 14. Wilson |
| 5. Frío | 10. Live Oak | 15. Zavala |

Además existen seis condados vecinos impactados directamente por la actividad en el área central.

- | | | |
|---------------|--------------|------------------|
| 16. Bexar | 18. Uvalde | 20. Nueces |
| 17. Jim Wells | 19. Victoria | 21. San Patricio |

Los anteriores condados en conjunto constituyen el área de influencia directa de las actividades relacionadas con el desarrollo de la formación EF **Figura 2.2.**

El incremento en la producción de aceite y gas en el estado de Texas en general pero sobre todo en los condados que comprende la formación EF, requiere satisfacer las necesidades que las actividades de la industria generan.

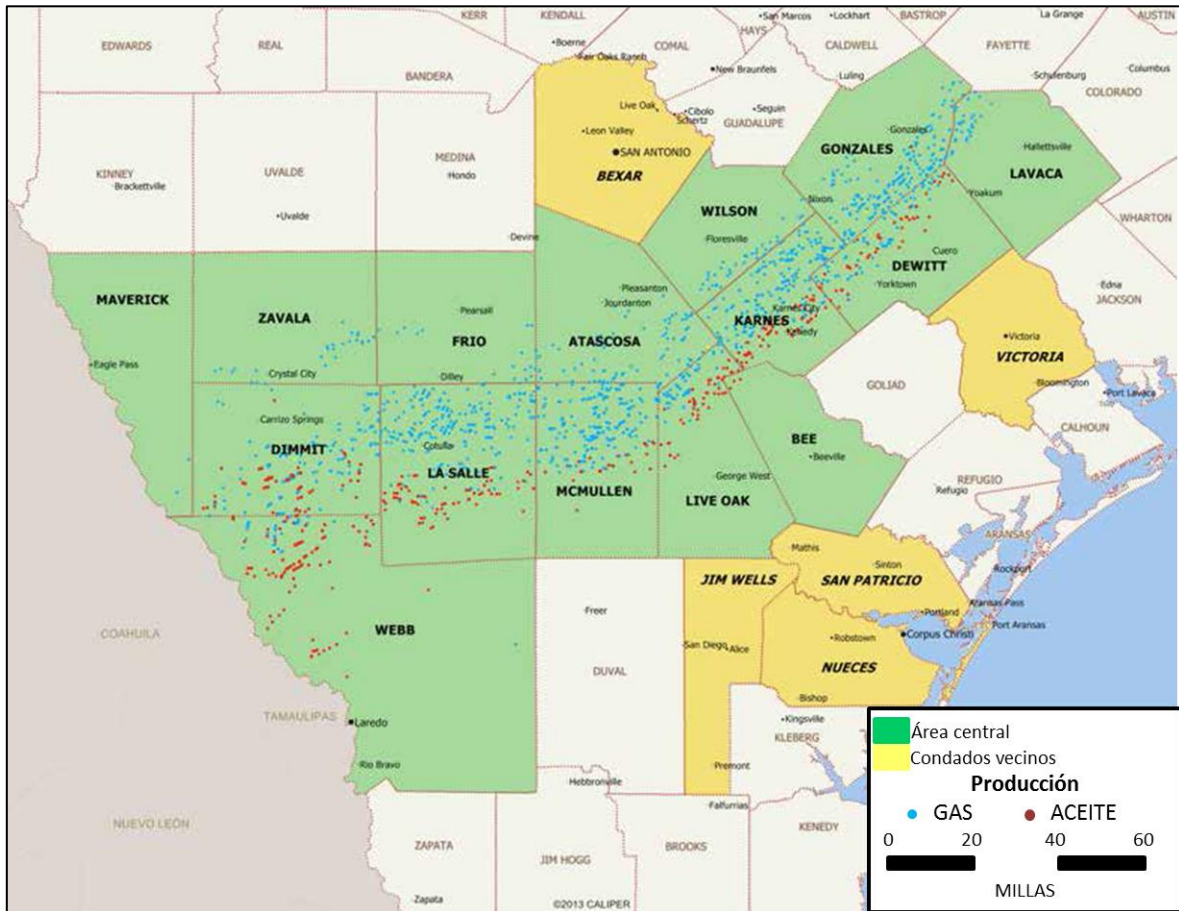


Figura 2.2- Área central y condados vecinos impactados por la actividad en la formación Eagle Ford (Modificado de Economic Impact of The Eagle Ford Shale) ⁽²⁾.

En base a los efectos positivos que el desarrollo de la formación EF ha generado en el centro y sur de Texas, México se encuentra en posibilidades de acceder a los mismos beneficios, que si bien pueden no alcanzar las mismas dimensiones debido a las características particulares de la misma formación geológica de nuestro lado de la frontera, no se deben ignorar los potenciales beneficios y no deberían en caso de generarse, pasar desapercibidos. Entre los cuales se incluyen segmentos de efecto inmediato y fácil evaluación como son:

- **Derrama:** medida de los ingresos por ventas del negocio.
- **Empleos:** número de empleos de tiempo completo creados.
- **Salarios:** ingresos de los empleados (incluye sueldos y prestaciones).
- **Ingresos de los gobiernos locales:** Impuestos a la propiedad, impuestos sobre las ventas, transferencias intergubernamentales y otros ingresos diversos.
- **Ingresos del Estado:** los impuestos de sociedades, impuestos especiales, impuestos por despido.

La derrama económica producida por el desarrollo de la formación EF en toda su área de influencia, asciende a **87,757.43** millones de dólares (*MMUS\$*) solo para el año 2013. Esta cifra equivale a 2.05 veces el valor total de las exportaciones de petróleo mexicano en el mismo año, las cuales ascendieron a *MMUS\$* **42,711.0** ⁽³⁾. Se estima que los empleos de tiempo completo generados en el área ascienden a **154,984** mientras que entre empleos eventuales y permanentes en todo México durante el 2013 (la mayor cantidad durante los últimos 5 años) se crearon **463,018** puestos de trabajo. ⁽⁴⁾ Es decir, en el área central de la formación EF se generó una tercera parte del total de empleos creados en nuestro país durante el mismo 2013. El total de las cifras económicas en el área de impacto de la lutita EF se muestra en la (**Tabla 2.1**). Esta incluye los montos recaudados por los condados y el estado vía impuesto y regalías, además del producto regional bruto que se genera.

Entre los efectos económicos de mayor impacto en el desarrollo de la lutita EF, se encuentra el laboral, consistente en la disponibilidad de mano de obra calificada, la cual al presentar un déficit requiere de la “importación” de mano de obra de otros condados e incluso de otros estados. Lo mismo puede suceder en nuestro país en las áreas de interés, en este y otros aspectos, por lo que se espera que los beneficios de la actividad se propaguen hacia los estados vecinos.

Tabla 2.1- Impacto de la actividad en el área de la lutita EF en los principales indicadores económicos. (Modificado de Economic Impact of The Eagle Ford Shale) ⁽²⁾

	Impacto económico	Directo	Indirecto	Inducido	Total
Condados del área central	Derrama	\$61,470,280,412	\$790,100,117	\$2,418,234,050	\$71,829,614,579
	Empleos de tiempo completo	42,607	52,333	19,375	114,315
	Salarios	\$2,027,428,721	\$ 1,539,076,337	\$584,718,872	\$4,151,223,930
	Producto regional bruto	30,448,269,805	4,333,962,004	\$1,524,827,867	\$36,325,059,676
	Ingresos para los gobiernos locales (condados)				\$2,025,968,804
	Ingresos para el Estado.				\$2,028,406,113
	Derrama	\$70,725,115,021	\$12,896,817,708	\$4,135,496,654	\$87,757,429,382
Área central y los 21 condados vecinos	Empleos de tiempo completo	51,652	71,648	31,684	154,984
	salarios	\$2,707,017,870	\$2,036,271,899	\$896,394,413	\$5,639,684,182
	Producto regional bruto	\$32,992,259,490	\$7,199,851,186	\$2,640,560,616	\$42,832,671,293
	Ingresos para los gobiernos locales (condados)				\$2,218,877,342
	Ingresos para el Estado.				\$2,214,664,000

En primera instancia se presenta la necesidad de cubrir los requerimientos de vivienda del personal que deba trasladarse desde sus lugares de origen. En el área de mayor potencial en nuestro país se cuenta con la oferta de alojamiento en las ciudades de Monterrey Nuevo León, Nuevo Laredo Tamaulipas, Monclova y Piedras Negras Coahuila, como ciudades principales. No obstante, todos estos núcleos poblacionales pueden resultar poco prácticos debido a las grandes distancias que las separan de los posibles yacimientos con pozos

productores (**Figura 2.3**), por otro lado, expandir el beneficio económico hacia áreas que carecen de actividades económicas sustantivas, debe ser uno de los objetivos principales de la estrategia de desarrollo. Adicionalmente, la oferta habitacional puede resultar insuficiente en las ciudades mencionadas.



Figura 2.3-Área de interés relacionada con la formación EF y centros poblacionales cercanos. (Modificado de Eagle Ford expansions: The Latest Developments on the day) ⁽⁵⁾.

Los empleos relacionados con el aprovechamiento de los recursos naturales y la minería han experimentado un crecimiento superior al 50% entre los años 2003 y 2013 en el área central del EF ⁽⁶⁾ sobra decirque dicho incremento es generado en su gran mayoría por las actividades a través de toda la cadena de valor de la industria de los hidrocarburos, desde la exploración, hasta su comercialización. Mientras que entre 2006 y 2014 se logró un crecimiento que superó el 20% en los empleos totales, cifra considerablemente mayor en comparación con el incremento que se produjo a nivel estatal y nacional (**Figura 2.4**), a nivel nacional el crecimiento del empleo no alcanza a superar el 5% y en Texas gracias al impulso de la actividad en la Lutita EF, se alcanza un 15%.

Puede establecerse una relación directa entre el comportamiento del empleo y el crecimiento en el ingreso per cápita por persona, el cual se incrementó en más del 70 % entre 2006 y 2014 al pasar de 22,736.00 dólares (US\$) a US\$ 40,070.00, lo que significa un crecimiento promedio del 7.4% anual (**Figura 2.5**). Aun durante la crisis del 2009 el descenso solo representó un 0.5 % y a partir de entonces el incremento representa un 9.1 % anual.

Los ingresos locales (condados) vía impuestos a las ventas del negocio, muestra uno de los más importantes incrementos y refleja uno de los mayores beneficios a la economía local al pasar de *MMUS\$* 20.3 en 2010 a *MMUS\$* 57.6 en 2013, es decir, un crecimiento de más de 180 % (**Figura 2.6**). Convirtiéndose en una de las principales fuentes de ingresos directos para los gobiernos locales.

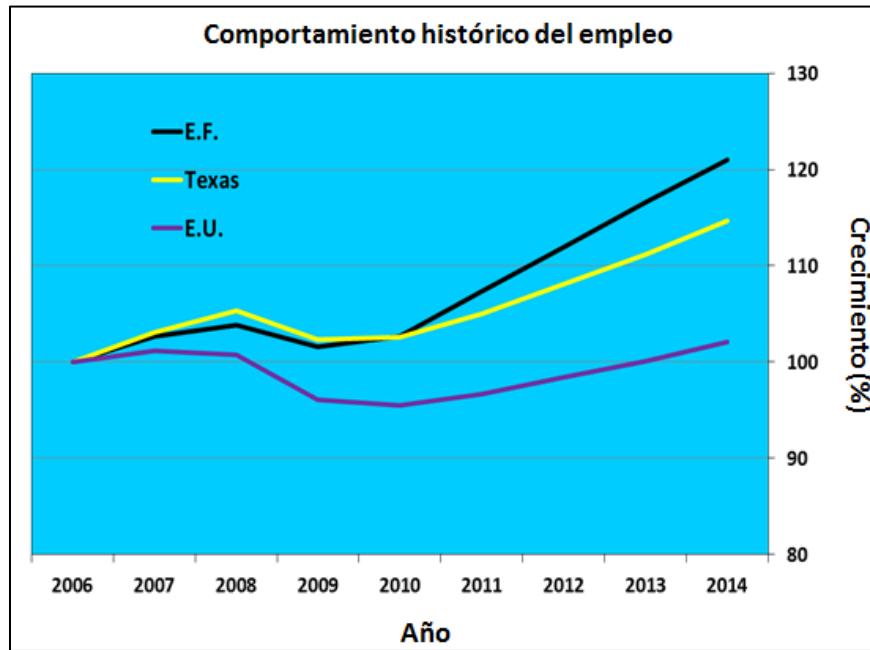


Figura 2.4- Comportamiento del empleo a nivel local, estatal y nacional. ⁽⁷⁾

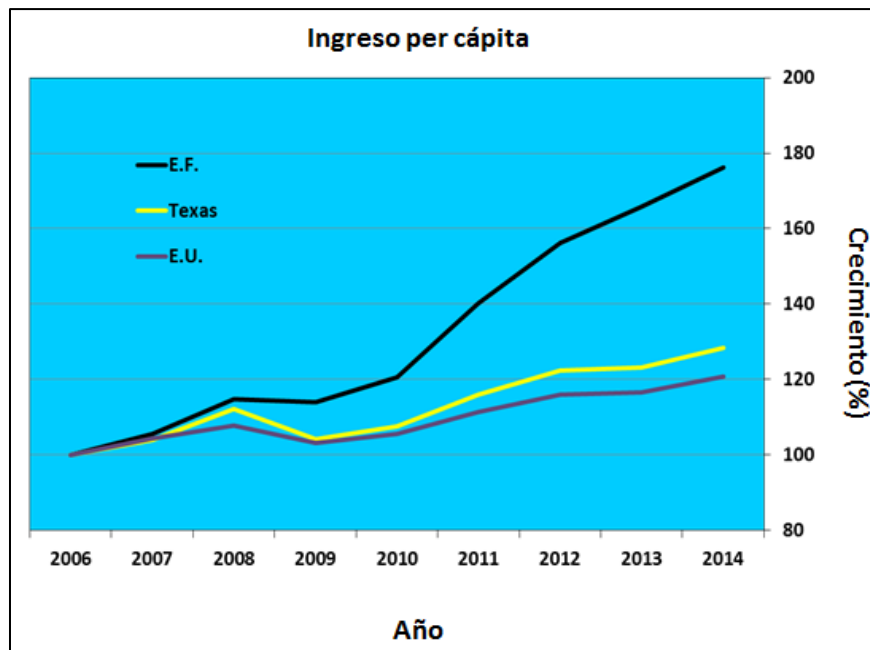


Figura 2.5- Comportamiento del ingreso per cápita a nivel local, estatal y nacional. ⁽⁸⁾

Otra fuente de ingresos para los gobiernos locales y estatales vía impuestos no relacionados con las ventas del negocio significa una cantidad similar para cada una de las anteriores entidades. Estas ascienden a *MMUS\$ 2,091.29* y *MMUS\$ 2,088.15* para 2013 (9), respectivamente. Estas cifras incluyen los beneficios directos, indirectos e inducidos.

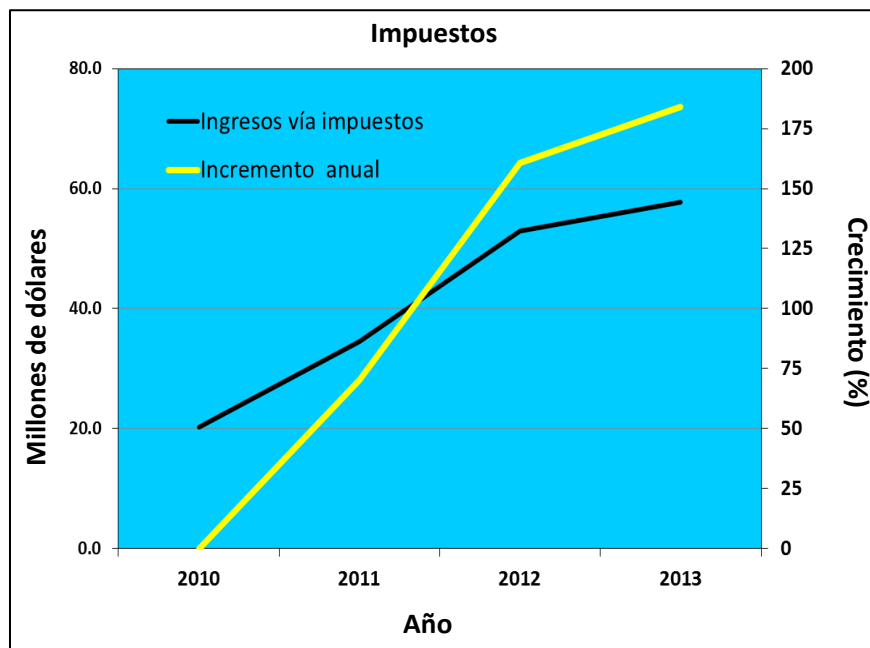


Figura 2.6- Evolución de los ingresos locales en el área EF vía impuestos. ⁽²⁾

Finalmente, las inversiones en diversos proyectos relacionados con el boom del Shale Gas/Oil, producto del éxito en la formación EF (**Tabla 2.2**), que incluyen el aprovechamiento de ambos combustibles en diversos procesos industriales, asciende a *MMUS\$ 30,465.0*, mientras que para el año 2013 el monto de la inversión extranjera directa en México ascendió a *MMUS\$ 35,188.4* (cifra más alta entre 2006 y 2014), es decir, el monto de las inversiones en el estado de Texas superará fácilmente el monto de la inversión extranjera directa en México. Esto es así si se considera que el recuento no es del todo exhaustivo y que, en el mismo no se consideran las inversiones compartidas con estados vecinos. En ese caso las inversiones totales podrían alcanzar los *MMUS\$ 70,000.0* o el doble de la inversión extranjera directa en México.

En conjunto, los beneficios económicos se traducen en la posibilidad real de poder destinar recursos a la planeación y desarrollo sustentable de las zonas impactadas dando viabilidad a los nuevos proyectos económicos y sociales cuyo objetivo principal es garantizar la trascendencia de los beneficios económicos alcanzados en el presente más allá de las actividades que les dieron origen.

En este sentido, México debe aspirar a obtener un beneficio proporcional al que se ha presentado en el estado de Texas de acuerdo con la nueva filosofía de Petróleos Mexicanos

(PEMEX) plasmada en la razón de ser establecida para la empresa consistente en maximizar el valor económico del petróleo para México.

Tabla 2.2-Inversiones relacionadas con el incremento de la producción de hidrocarburos en el estado de Texas. (Economic Impact of The Eagle Ford Shale) ⁽²⁾

Compañía	Proyecto	Inversión (MMUS\$)	Ubicación (Condado)
Proyectos de manufactura			
Voestalpine Group.	Instalaciones para la fabricar briquetas de hierro calientes	750.0	Nueces
Tianjin Pipe Corp.	Instalaciones para fabricar Tuberías de acero sin costura	1000.0	Nueces
M&G Group.	Instalaciones para fabricar vasos de plástico	900.00	Nueces
Tenaris	Instalaciones para fabricar Tuberías de acero sin costura	1500.0	Brazoria
Chevron Phillips	Ampliación de su planta de craqueo de etano.	6000.0	Brazoria
ExxonMobil Chemical	Ampliación de su planta de craqueo de etano.	S/D	Chambers y Harris
Enterprise Products Partners	Ampliación de su planta de petroquímica	4000.0	Chambers
OCI	Ampliación de su planta de gasolina y metanol	1000.0	Jefferson
Air Liquide	Agregar una planta de separación de aire	120.0	Jefferson
Celanese and Mitsui	Planta de producción de metanol	800.0	Harris
Proyectos Portuarios			
Cheniere Energy	Planta de gas natural licuado e instalaciones para su exportación.	12,000.0	San Patricio
Oxy Chem	Instalaciones para la exportación de propano	75.0	San Patricio
Magella Midstream Partners LP	Construcción de un separador de condensados	250.0	Nueces
Castleton Commodities International	Construcción de un separador de condensados	250.0-400.0	Nueces
Corpus Christi Port Authority	Ampliación y profundización del canal	S/D	Nueces
Port of Houston Authority	Ampliación y dragado del canal	100.0	S/D
Freeport Port Authority and Army Corps of Engineers	Estudio de viabilidad para el apoyo del boom del aceite y gas	110.0	Brazoria
BOSTCO	Ductos y almacenamiento para el acceso a aguas profundo	54.0	Harris
Intercontinental Terminals	Instalaciones para tanques y buques en el muelle	150.0	Harris
Oiltanking Partners	Ampliación de la capacidad de almacenamiento de GLP	490.0	Harris y Jefferson
NuStar Energy	Muelle de petróleo	185.0	Nueces
Kinder Morgan Energy and Double Eagle Pipeline	Tanque de almacenamiento y 10 millas de ductos	100.0	La salle
Otros proyectos			
Valero Energy Corp	Torre de destilación	730.0	Nueces

2.2 Importancia de la industria petrolera nacional.

México es uno de los diez principales productores de petróleo a nivel mundial y el tercero en el continente americano solamente por debajo de EU y Canadá, además de ser uno de los

principales socios comerciales, en la rama energética de EU. Al 1 de enero de 2015 las reservas totales o 3P del país, alcanzaron un valor de 37.4 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (*MMMbpce*), el aceite crudo contribuye con 69.0 %, el condensado con 0.7%, líquidos de planta 7.8 % y el restante 22.5 % para el gas seco equivalente a líquido. Del total de reservas 3P, el 34.8 % corresponde a reservas probadas, 26.6 % a reservas probables y 38.6 % a reservas posibles. Las reservas totales alcanzaron valores de 25825.1 millones de barriles (*MMB*) de aceite crudo y de 54,889.6 miles de millones de pies cúbicos de gas (*MMMpc*), para el gas natural (10). Por el volumen de sus reservas probadas de aceite y gas, México se encuentra en los lugares 17 y 36 respectivamente entre los principales países productores.

Durante las últimas cuatro décadas la industria petrolera nacional ha significado la más importante fuente de ingresos para las finanzas públicas en nuestro país, con una aportación cercana al 8 % del PIB ^{(11), (12), (13)}; lo cual representa alrededor del 35% del total de los recursos disponibles a través de impuestos y dividendos, que se destinan tanto para gasto corriente como para la inversión pública (**Figura 2.7**), además, el crudo y sus derivados representan aproximadamente 15% de la exportaciones totales del país, solo durante la última década, por lo que gran parte de la infraestructura de la cual se dispone en la actualidad, así como el nivel de cobertura en todos los servicios básicos tienen su origen en la venta de petróleo crudo, principalmente hacia EU.

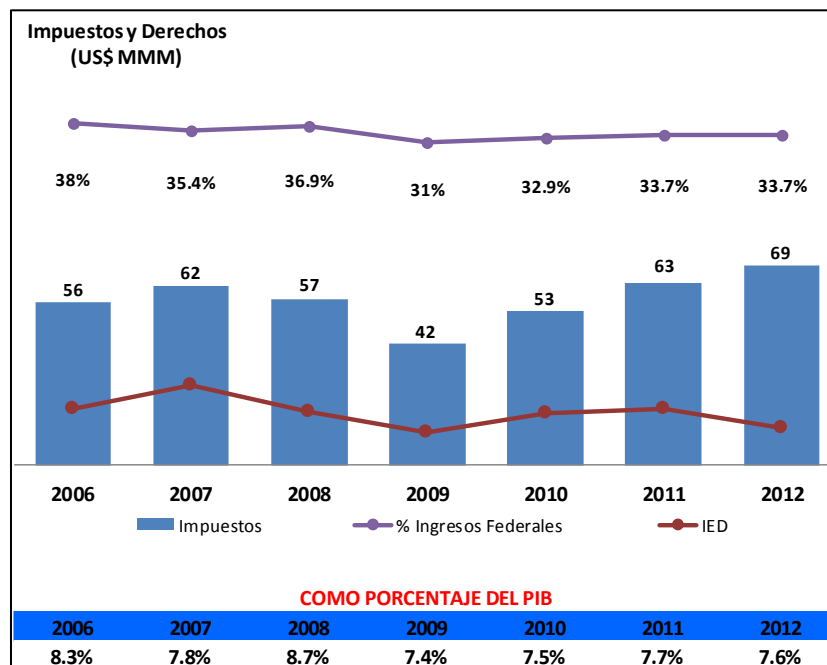


Figura 2.7- Montos de las contribuciones a las finanzas públicas por concepto de ingresos petroleros. (Modificada de PEMEX) ⁽¹⁴⁾.

Lo anterior ilustra la trascendencia de las actividades de este sector para la economía del país. Aun cuando existen diversos escenarios que intentan predecir el comportamiento de

los diferentes factores que rigen el mercado de los hidrocarburos a nivel global, se puede establecer con suficiente certeza que no habrá una caída significativa en la demanda para los próximos años, por lo que en consecuencia, se puede esperar que el papel que juegan los combustibles fósiles se mantenga durante por lo menos las próximas 3 décadas en México y a nivel global.

2.3 Contexto internacional

Se espera que hacia el año 2040 la demanda de combustibles se incremente para la totalidad de las fuentes. En conjunto, las energías renovables presentarán un incremento en la demanda de alrededor de 34 %, seguidas del gas natural con un 30 %, la nuclear 13 %, aceite 12% y finalmente el carbón con un 10%. Sin embargo, el panorama energético mundial ha entrado a una etapa de reacomodo que tiene su origen en el surgimiento de nuevas potencias económicas, en particular el crecimiento logrado por China en años recientes, y el desarrollo de la industria en la India, han originado un aumento en la demanda de energéticos, mientras que para los mercados tradicionales de hidrocarburos se espera un estancamiento e incluso una contracción en la demanda. No obstante haciendo un balance total, se puede establecer un incremento esperado de la demanda para las próximas dos décadas y de la misma forma, que no será sino hasta mediados de la década de los 30 de este siglo cuando se pueda lograr una disminución en la demanda de combustibles fósiles, principalmente debido a un crecimiento en la oferta de las energías renovables ⁽¹⁵⁾, sin embargo, la demanda de gas natural continuará incrementándose. Mientras que durante los últimos 25 años la demanda de combustibles fósiles representó el 82 % del total, solo hasta el año 2035 se espera que esta se coloque en niveles cercanos al 75 % (**Figura 2.8**). En contraste con el crecimiento esperado en la demanda de energía nuclear, la creciente preocupación en torno a la seguridad operativa de las plantas nucleares, que ha orillado a varias naciones a replantear sus programas de generación de energía nuclear y en casos como el de Alemania a la cancelación total de los mismos, generará una disminución en la oferta disponible en este rubro que deberá ser subsanada con una mayor oferta de hidrocarburos y/o carbón.

Durante las últimas décadas la creación de diferentes regiones económicas ha dado origen a un nuevo orden mundial, se crean organismos regionales en base a factores geográficos y sociales comunes, algunos de ellos relacionan a dos o más regiones mediante lazos de distinta índole de acuerdo con los objetivos para los que fueron creados. Bajo las directrices de estas organizaciones se delinean de forma directa o indirecta muchas de las políticas que rigen las actividades económicas de sus países miembros. El sector energético se encuentra dentro de la esfera de influencia de estas organizaciones globales, de tal forma que es válido un análisis enfocado en las distintas regiones existentes a nivel mundial en base su papel en el contexto energético.

Por otro lado, el incremento de producción de hidrocarburos en EU coloca a este país tradicionalmente considerado como un importador neto de energéticos, en vías de alcanzar la autosuficiencia energética en el mediano plazo, debido principalmente a la producción proveniente de yacimientos no convencionales. Esto implica una disminución del flujo de energéticos hacia esta región e incluso la posibilidad de la inversión total de las rutas del comercio de energéticos alrededor de 2035 cuando esta se encuentre en posibilidades de exportar sus excedentes hacia las regiones con marcados déficits energéticos como Asia. En la mayoría de los escenarios previstos, China será el factor principal que incrementa la demanda de energía en la presente década mientras que en 2020, la India tomará este lugar (Figura 2.9).

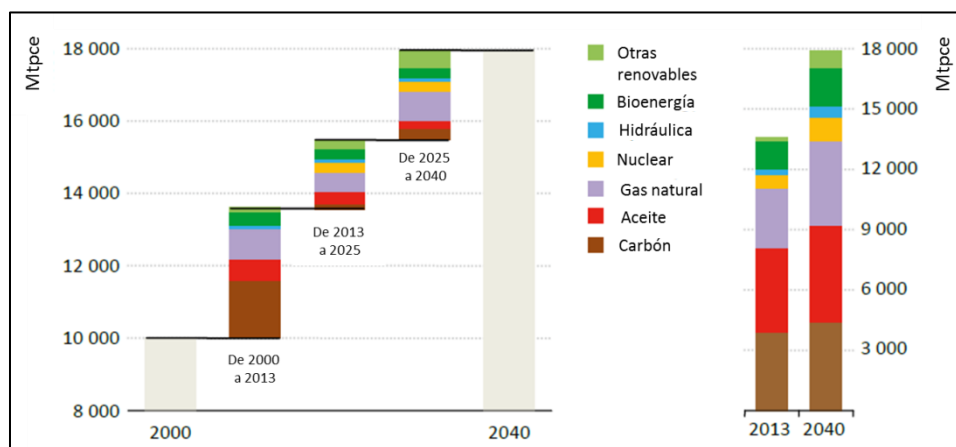


Figura 2.8-Proyección del Crecimiento total de la demanda de energía primaria (Modificada de World Energy Outlook 2015).⁽¹⁶⁾



Figura 2.9-Proyección de la demanda de energía primaria estimada para el año 2040. (Modificada de World Energy Outlook 2012), ⁽¹⁶⁾.

Los países asiáticos, principalmente aquellos que no pertenecen a la Organización Mundial de Comercio (*OECD*), representan el 34 % del total del crecimiento de la demanda, en segundo lugar se encuentran los países pertenecientes a la región de Oriente Medio, los cuales, representan el 8 %; las regiones de África y Latinoamérica contribuyen con el 8.8 y 6.7 % respectivamente, mientras que Rusia y las antiguas Repúblicas Soviéticas, es decir, Lituania, Estonia, Letonia, Ucrania, Bielorrusia, etcétera, el 5.4 %; finalmente como se esperaba, los países pertenecientes a la *OECD*, representan el menor porcentaje con apenas 4%, del total ⁽¹⁷⁾. Es evidente por lo tanto, la inmensa diferencia que existe entre el crecimiento de la demanda que representan los países asiáticos con respecto al resto del mundo ya sea por país, región y/o organización. Lo anterior también muestra la relación existente entre la disponibilidad de la energía y el acceso a un mayor crecimiento económico como el desarrollado por varias de las naciones que conforman la región asiática, la más poblada del mundo. En contraste, la región Africana, concentra a cerca de 650 millones de personas que carecen de electricidad, la mitad de la población mundial que no cuenta con este servicio, ⁽¹⁷⁾ con las consecuencias socioeconómicas que lo anterior acarrea. En lo que respecta a Latinoamérica, si bien no presenta un problema poblacional agudo, se esperaría que el crecimiento económico necesario para solventar las necesidades de su población se vieran reflejadas en una mayor demanda de energía, suficiente para sustentar su desarrollo económico.

Contrariamente al discurso que plantea una cercana era de escasez de los hidrocarburos con su consecuente crisis asociada, esgrimido por algunos medios de comunicación y ciertos

sectores de la sociedad a nivel global que lo adoptan como propio, principalmente en aquellos no relacionados de forma directa con el sector energético, se cuenta con un amplio inventario de reservas probadas de aceite a nivel mundial, que pueden originar un mayor crecimiento económico en regiones como África y Latinoamérica, dándose el caso en que la relación reserva/producción para algunos de los principales productores alcanza más de cien años, como es el caso de Venezuela, Canadá, Irán e Iraq⁽¹⁸⁾, por lo que el acceso a estas fuentes de energía no representa un problema inmediato (**Tabla 2.3**). Lo anterior permite establecer las medidas necesarias con la debida anticipación para lograr la transición hacia el aprovechamiento de fuentes alternas de energía que permitan un crecimiento autosustentable de las distintas economías tal y como sería razonable esperar de un cambio de tal magnitud, evitando de esta manera desequilibrios derivados de situaciones coyunturales que afectarían negativamente el comportamiento de la economía global, posponiendo o cancelando el acceso a mejores niveles de vida a una gran parte de la población mundial. En otras palabras, se es posible migrar hacia fuentes de energía más limpias antes de que los hidrocarburos comiencen a escasear con todas las consecuencias que esto puede ocasionar.

No obstante la caída en los precios del petróleo⁽¹⁹⁾, desde los meses finales de 2014, hasta niveles menores a los 30 dólares por barril (*US\$/b*) (**Figura 2.10**), estos hacen factible el mantenimiento de los niveles de producción actual y pueden dar origen al desarrollo de nuevos descubrimientos, así como de la tecnología necesaria para la reclasificación y posterior desarrollo de reservas, sobre todo si se realiza un diseño adecuado de políticas públicas donde la producción estaría destinada a sustentar la generación y expansión de las industrias que produzcan el crecimiento económico que se busca. Es así que las condiciones actuales necesarias para alcanzar los objetivos económicos a nivel mundial que generen un crecimiento capaz de revertir las condiciones de vida del sector de la población mundial que se encuentra en condiciones de pobreza, en cuanto a la disponibilidad de energéticos fósiles, se encuentra cubierta a corto y mediano plazo si se considera que los principales países productores mantienen una plataforma de producción estable en los niveles actuales y por otro lado, el nivel de demanda que significan las economías de EU y la Unión Europea no representa un factor de presión sobre los volúmenes actuales de producción. Si bien se espera un incremento en la demanda por parte de las economías asiáticas, mediante un buen diseño de políticas regionales, se deben definir las estrategias que permitan en primera instancia aprovechar los recursos energéticos disponibles de forma directa, es decir, como un catalizador del crecimiento interno y por otra parte, la obtención de recursos derivados de la venta de sus energéticos de tal forma que se pueda establecer un equilibrio razonable entre los índices de crecimiento económico de las diferentes regiones disminuyendo la disparidad de crecimiento entre estas.

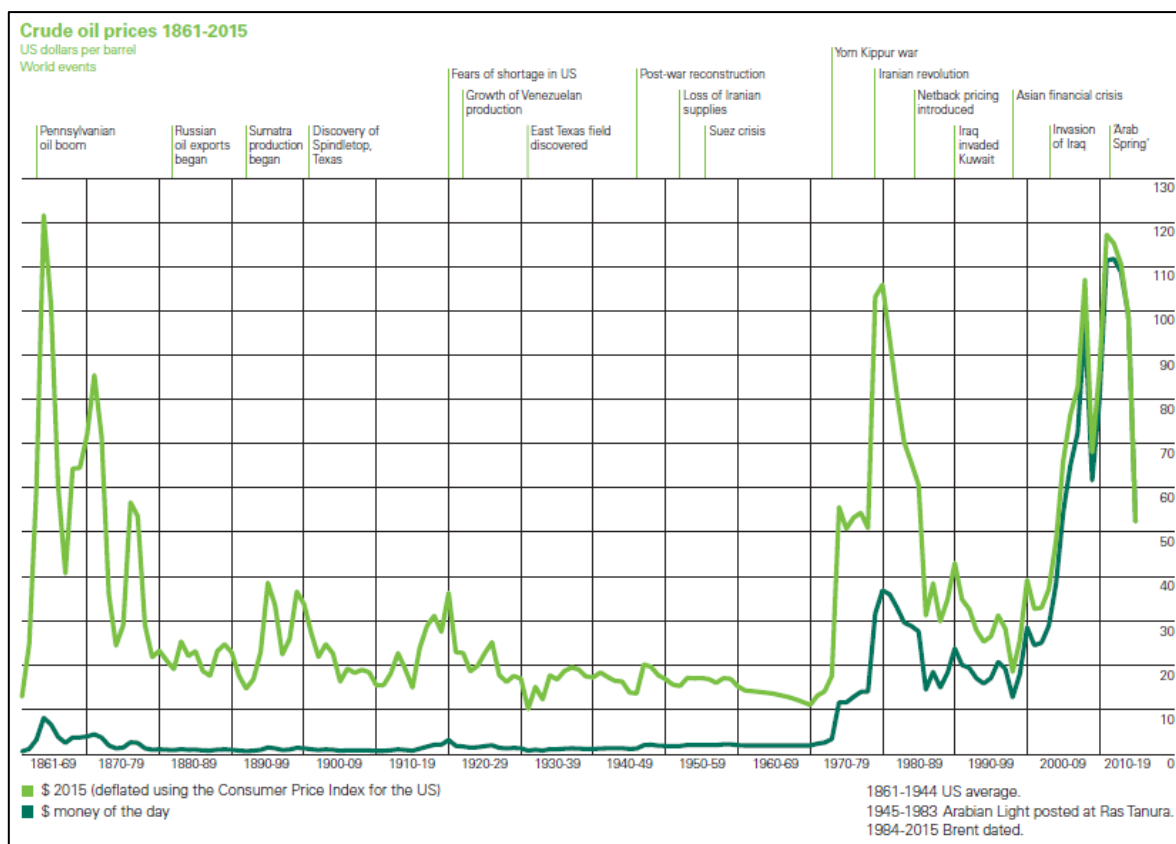


Figura 2.10-Histórico de precios del petróleo Tomada de BP Statical Review june 2016 ⁽¹⁹⁾.

2.4 Gas natural

La combinación de los elementos antes mencionados en conjunto con los grandes avances logrados en la explotación de yacimientos no convencionales, coloca al gas natural en general y al Shale Gas en particular, en una posición favorable y de gran potencial para las próximas décadas, debido principalmente a su naturaleza más amigable con el medio ambiente, por lo que puede establecerse una relación directa entre el aumento del consumo de este tipo de hidrocarburo y los objetivos planteados en las distintas políticas destinadas a lograr niveles de emisión de CO₂, que en el mediano plazo logre revertir la tendencia actual en cuanto al aumento global de la temperatura de 3°C a 2°C, en conjunto con algunas otras medidas.

La principal ventaja del gas es que se logra una combustión más limpia, emitiendo a la atmosfera casi la mitad de CO₂ de lo que emite el carbón. Debido a que el carbón y el aceite están compuestos de moléculas orgánicas más complejas que contienen grandes cantidades de nitrógeno y sulfuros, su combustión emite grandes cantidades de Bióxido de carbono, dióxido de azufre y partículas de ceniza (**Tabla 2.4**). De 1990 a 2011 las emisiones de CO₂

relacionadas con la producción de energía aumentaron 0.4 % cada año en EU, mientras que para 2012 las estimaciones del gobierno situaron a las emisiones de CO₂ relacionadas con los combustibles fósiles un 3.9% por debajo y volviendo a niveles registrados en 1990 ⁽²⁰⁾. El cambio de carbón a gas natural como combustible para la generación de energía eléctrica continuará disminuyendo las emisiones de este gas contaminante.

En general, el gas natural proveniente de yacimientos convencionales o no convencionales presenta ventajas adicionales sobre los restantes combustibles fósiles, ya que de acuerdo con las evaluaciones generalmente aceptadas, las reservas de este tipo de combustible se encuentran más ampliamente distribuidas sobre la superficie de nuestro planeta, por lo que se dispone de un amplio acceso a este recurso y las reservas totales de gas pueden ser equivalentes e incluso mayores a los recursos convencionales ⁽²¹⁾. Con base en un análisis de los diferentes factores que determinan el comportamiento tanto de la demanda como de los mercados del gas natural, se puede afirmar que este se convertirá en una de las principales fuentes de energía hacia 2040, nuevamente basados en el incremento de la demanda impulsada en gran medida gracias al crecimiento en las economías de La India y China en particular y de la región asiática en general, siendo necesario aumentar la producción actual a cerca del doble, y mantener los suministros aún más allá de esta cifra ⁽¹⁷⁾.

Tabla 2.3-Reservas probadas mundiales de aceite a Junio de 2015. (Modificada de BP Statistical Review of World Energy June 2015)⁽¹⁹⁾

RESERVAS PROBADAS DE ACEITE MMMb							
	Al finalizar 1994	Al finalizar 2004	Al finalizar 2013	Al finalizar 2014			
				MMMt	MMMb	% del Tot.	Relación res./prod.
USA	29.6	29.3	48.5	5.9	48.5	2.9	11.4
Canadá	48.1	179.6	172.9	27.9	172.9	10.2	*
México	49.8	14.8	11.1	1.5	11.1	0.7	10.9
Total Norteamérica	127.6	223.7	232.5	35.3	232.5	13.7	34.0
Argentina	2.3	2.5	2.3	0.3	2.3	0.1	10.1
Brasil	5.4	11.2	15.6	2.3	16.2	1.0	18.9
Colombia	3.1	1.5	2.4	0.4	2.4	0.1	6.8
Ecuador	3.5	5.1	8.2	1.2	8.0	0.5	39.4
Perú	0.8	1.1	1.6	0.2	1.6	0.1	40.2
Trinidad y Tobago	0.6	0.8	0.8	0.1	0.8		20.3
Venezuela	64.9	79.7	298.3	46.6	298.3	17.5	*
Resto de Centro y Sudamérica	1.0	1.5	0.5	0.1	0.5	∅	9.6
Total Centro y Sudamérica	81.5	103.4	329.8	51.2	330.2	19.4	*
Azerbaiyán	1.2	7.0	7.0	1.0	7.0	0.4	22.6
Dinamarca	0.8	1.3	0.7	0.1	0.6	∅	10.0
Italia	0.8	0.5	0.6	3.9	0.6	∅	145.5
Kazajistán	5.3	9.0	30.0	0.8	30.0	1.8	48.3
Noruega	9.7	9.7	7.0	0.1	6.5	0.4	9.5
Rumania	1.0	0.5	0.6	14.1	0.6	∅	19.4
Federación Rusa	115.1	105.5	105.0	0.1	103.2	6.1	26.1
Turkmenistán	0.5	0.5	0.6	0.1	0.6	∅	6.9
Reino Unido	4.3	4.0	3.0	0.4	3.0	0.2	9.8
Uzbekistán	0.3	0.6	0.6	0.1	0.6	∅	24.3
Otros Europa y Eurasia	2.3	2.2	2.0	0.3	2.0	0.1	14.0
Total Europa y Eurasia	141.2	140.8	157.2	20.9	154.8	9.1	24.7
Irán	94.3	132.7	157.8	21.7	157.8	9.3	*
Irak	100.0	115.0	150.0	20.2	150.0	8.8	*
Kuwait	96.5	101.5	101.5	14.0	101.5	6.0	89.0
Omán	5.1	5.6	5.0	0.7	5.2	0.3	15.0
Qatar	3.5	26.9	25.	2.7	25.7	1.5	35.5
Saudí Arabia	261.4	264.3	265.9	36.7	267.0	15.7	63.6
Siria	2.7	3.2	2.5	0.3	2.5	0.1	*
Emiratos Árabes Unidos	98.1	97.8	97.8	13.0	97.8	5.8	72.2

Continúa Tabla 2.3-Reservas probadas mundiales de aceite a Junio de 2015. (Modificada de BP Statistical Review of World Energy June 2015).

RESERVAS PROBADAS DE ACEITE MMMb							
	Al finalizar 1994	Al finalizar 2004	Al finalizar 2013	Al finalizar 2014			Relación res./prod.
				MMMt	MMMb	% del Tot.	
Yemen	2.0	3.0	3.0	0.4	3.0	0.2	56.7
Otros Oriente Medio	0.1	0.1	0.3	†	0.2	◇	3.1
Total Oriente Medio	663.6	750.1	808.7	109.7	810.7	47.7	77.8
Argelia	10.0	11.8	12.2	1.5	12.2	0.7	21.9
Angola	3.0	9.0	12.7	1.7	12.7	0.7	20.3
Chad		0.9	1.5	0.2	1.5	0.1	52.4
República del Congo	1.4	1.5	1.6	0.2	1.6	0.1	15.6
Egipto	3.9	3.6	3.9	0.5	3.6	0.2	13.8
Guinea Ecuatorial	0.3	1.8	1.7	0.1	1.1	0.1	10.7
Gabón	1.4	2.2	2.0	0.3	2.0	0.1	23.2
Libia	22.8	39.1	48.4	6.3	48.4	2.8	*
Nigeria	21.0	35.9	37.1	5.0	37.1	2.2	43
Sudán del sur			3.5	0.5	3.5	0.2	60.3
Sudan	0.3	0.6	1.5	0.1	1.5	0.1	37.7
Túnez	0.3	0.7	0.4	0.5	0.4	◇	22.1
Otros África	0.6	0.6	3.7	17.1	3.7	0.2	40.0
Total África	65.0	107.6	130.1	0.4	129.2	7.6	42.8
Australia	3.8	3.9	4.0	0.1	4.0	0.2	24.3
Brunei	1.2	1.1	1.1	2.5	1.1	0.1	23.8
China	16.3	15.5	18.5	0.8	18.5	1.1	11.9
India	5.8	5.6	5.7	0.5	5.7	0.3	17.6
Indonesia	5.0	4.3	3.7	0.5	3.7	.0.2	11.9
Malasia	5.2	5.2	3.8	0.1	3.8	0.2	15.4
Tailandia	0.2	0.5	0.5	0.6	0.5	◇	2.8
Vietnam	0.6	3.1	4.4	0.1	4.4	0.3	33.0
Otros Asia Pacifico	1.1	1.5	1.1	5.7	1.1	0.1	10.9
Total Asia Pacifico	39.2	40.6	42.7	239.8	42.7	2.5	14.1
Total Mundial	1118.0	1366.2	1701.0	5.7	1700.1	100.0	52.5
Delos cuales: OECD	148.4	244.4	249.1	37.3	248.6	14.6	30.3
No OECD	969.5	1121.8	1451.9	202.6	1451.5	85.4	60.1
OPEP ¥	778.9	918.8	1214.9	170.5	1216.5	71.6	91.1
No OPEP	216.0	324.1	342.4	50.0	341.7	20.1	24.5
Unión Europea #	8.0	7.3	5.8	0.8	5.8	0.3	11.2
Antigua Unión Soviética	123.1	123.3	143.8	19.3	141.9	8.3	28.2
Arenas petrolíferas Canadienses	41.3	174.0	167.1	27.2	167.1		
Delas cuales: desarrollándose actualmente	3.6	10.4	25.2	4.1	25.2		
Venezuela faja del Orinoco			220.5	35.4	220.5		

*Mas de 100 años. † Menos de 005 %. ◇ Menos de 005 %. ¥ excluye ex unión Soviética. #excluye Lituania, letonia y estonia en 1994.

Tabla 2.4-Emisiones por combustión, en libras por millón de BTU de energía obtenida (modificada de Modern Shale Gas Development in the United States: An Update) ⁽²⁰⁾.

Contaminantes del aire	Combustible Fósil		
	Gas	Aceite	Carbón
Bióxido de carbon(CO ₂)	117,000	164,000	208,000
Monóxido de Carbono (CO ₂)	40	33	208
Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	92	448	457
Dióxido de Azufre (SO ₂)	06	1,122	2,591
Partículas (PM)	7	84	2,744
Formaldehidos	0.750	0.220	0.221
Mercurio (HG)	0.00	0.007	0.016

Las estimaciones anteriores pueden sustentarse en gran medida gracias al gran éxito que ha tenido la explotación de los yacimientos no convencionales durante los años recientes, principalmente los llamados de Shale Gas, básicamente en EU. A pesar del nombre genérico y que de estos se obtiene principalmente gas, dichos yacimientos pueden contener grandes cantidades de aceite súper ligero de gran valor comercial. En conjunto con la producción de gas de otros yacimientos no convencionales tales como Tight Gas y Coalbed Methane, permiten pronosticar un aumento en la oferta de este combustible, suficiente para satisfacer la creciente demanda en el mediano y largo plazo. Las dificultades para el desarrollo y aprovechamiento de las reservas de gas surgen de factores económicos y político-sociales, tales como el diseño de políticas energéticas, de desarrollo y de aprovechamiento de los recursos naturales que involucran restricciones de tipo ambiental que es necesario solventar, con el objetivo de aprovechar todos los beneficios que la explotación del gas natural representa. Es precisamente la ausencia o el diseño deficiente de estos elementos lo que puede mantener en la incertidumbre los pronósticos del mercado de gas natural.

Es importante destacar que las fuentes de gas natural mencionadas anteriormente no son todas las que se encuentran en la naturaleza, existe una importante fuente de este recurso en los hidratos de metano, que son acumulaciones de gas entrampadas en una estructura cristalina (hielo), estos se forman en climas fríos tales como las regiones polares o los fondos marinos a gran profundidad, donde las moléculas de gas en combinación con el agua a baja temperatura dan origen a estos depósitos, que según algunas estimaciones su capacidad energética podría exceder a las reservas totales de hidrocarburos actuales ^{(22) (1)}, sin embargo, el aprovechamiento de este recurso implica un cambio enorme en cuanto a las técnicas y equipos necesarios para su explotación, por lo cual aún no se contempla como un elemento que contribuya a la producción de gas en el corto y mediano plazo.

2.4.1 Estados Unidos

Durante la última década, el fenómeno de la producción del Shale gas en EU, ha dado origen a un replanteamiento de las proyecciones del mercado energético a nivel mundial y a reconsiderar las políticas públicas destinadas a satisfacer las necesidades energéticas para

los próximos años de muchos países, dando origen a la llamada revolución del Shale Gas. No obstante la historia de producción de los yacimientos de Shale gas se remonta hasta fechas tan lejanas como 1694, año en que la corona Británica otorgó la primera patente para una manera de obtener brea, alquitrán y aceite de una roca; este es el primer reporte verificable de la producción de aceite de lutita. En 1821 se presenta la primera producción comercial de Shale Gas a partir de un pozo poco profundo en Fedonia, New York. A partir de la década de 1860 el gas natural tuvo un uso restringido a las ciudades cercanas a los pozos escavados. Posteriormente en 1874 se registró un reporte en una revista científica de EU, por parte de algunos trabajadores de la construcción de ferrocarriles, quienes afirmaron que al amontonar ciertas rocas cerca de una fogata para la cena, estas se incendiaron, lo que representa el primer descubrimiento de Shale Oil en Norteamérica ⁽²³⁾. El aprovechamiento de este recurso se realizó principalmente a través de la minería a cielo abierto desde donde se extraen las rocas y mediante ciertos procesos industriales es posible extraer el aceite impregnado en la misma. Si bien es cierto que el desarrollo de la tecnología de producción del Shale Gas/Oil dio inicio a partir de los primeros descubrimientos, ha sido durante las dos últimas décadas que el perfeccionamiento de las técnicas de FH y la perforación horizontal ha permitido potencializar la producción. Aunque se trata de un factor de otra índole, quien le diera el mayor impulso al desarrollo de las técnicas de extracción. Se trata de la llamada crisis del petróleo, que tuvo su momento más álgido en el año de 1973 con el embargo petrolero por parte de los países miembros de la OPEP, a quienes brindaron su apoyo abierto a Israel en la guerra del Yom Kippur y mediante el cual, los precios del petróleo pasaron de 4 a 12.5 *US\$/b* en el mismo año, lo que orilló a los miembros del gobierno de EU a elaborar un plan destinado a disminuir la dependencia de las importaciones de petróleo a través de medidas que incluían un fuerte impulso a la investigación de las técnicas de Recuperación Secundaria y Mejorada y para el aprovechamiento de los yacimientos no convencionales, en conjunto con las compañías de exploración y producción. Solo entre 1978 y 1992 el gobierno invirtió *MMUS\$* 137.0 en un programa que contribuyó a desarrollar y comprobar las técnicas de perforación horizontal y direccional ⁽²⁴⁾ que en conjunto con los avances en las técnicas de FH han logrado que la producción de Shale Gas sea económicamente rentable, convirtiendo las grandes reservas en recursos técnicamente recuperables. Fue en el año de 1975 cuando un consorcio formado por el Departamento de Energía (*DOE*) de EU y compañías operadoras, perforaron en la Cuenca de los Apalaches los primeros pozos horizontales con el objetivo de aprovechar el Shale Gas y poco tiempo después se terminó el primer pozo horizontal, empleando FH en siete intervalos independientes, correspondiendo al DOE la integración de los datos básicos para elaborar las primeras estimaciones públicamente disponibles de gas recuperable desde el punto de vista técnico. Pero no fue sino hasta 1981 que dio inicio la aplicación de ambas técnicas para obtener gas de la Lutita Barnett y se necesitaron 20 años de investigación y experimentación para lograr que la producción de gas fuese económicamente rentable. En 2008 la lutita Barnett contribuyó con el 7 % de todo el gas natural que se producía en EU,

lo que motivó a que las compañías operadoras buscaran ansiosamente replicar este éxito en cuencas similares, éxito que no tardó mucho en llegar pues solo tres años después la Lutita Haynesville-Bossier de Texas y Luisiana superó la producción de la anterior. En 2010 la producción de gas seco proveniente de yacimientos no convencionales representó el 23 % del total en EU. Durante la última década, la producción de gas en este mismo país aumentó más de 12 veces, las formaciones principales que han contribuido a este aumento son: Barnett en la Cuenca Fort Worth en el centro de Texas, Haynesville-Bossier en el este de Texas y el noroeste de Luisiana, Fayetteville en la cuenca Arkoma en Arkansas, y en menor medida Woodford en Anadarko y Arkoma en cuencas de Oklahoma. Después de 2009, las contribuciones de la Lutita Marcellus de la cuenca de los Apalaches e EF del sur de Texas, han crecido rápidamente para tener un impacto significativo en el total ⁽¹⁾ (**Figura 2.11**).

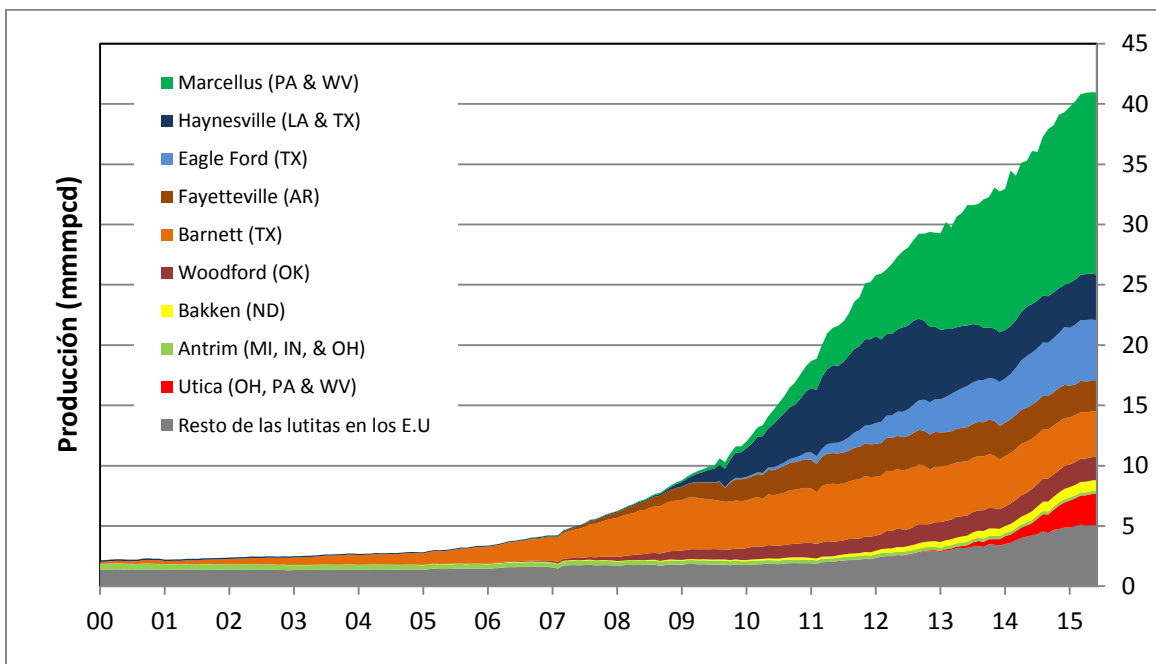


Figura 2.11-Comportamiento histórico de producción de las principales lutitas en desarrollo en EU hasta junio de 2015 (Modificada de U.S. Energy Information Administration **(1)**).

Se espera que la tendencia continúe por lo menos hasta 2035 lo que significaría que el Shale Gas llegue a constituir prácticamente el 50 % de la producción total de gas, esto aunado al acelerado crecimiento en la producción, convertirá a EU en un exportador neto de Gas.

Los datos más recientes publicados por la Agencia de Información de Energía (EIA) de EU, indican que las reservas técnicamente recuperables de gas, ascienden a 2,431 trillones de pies cúbicos (*Tcf*) de los cuales, el 27 % corresponde a Shale Gas. Es decir, no se esperan presiones relacionadas con la disponibilidad de este recurso durante el periodo esperado de crecimiento de la demanda.

Como resultado del éxito obtenido en la producción de Shale Gas/Oil, se han derivado una serie de beneficios económicos que se extienden a distintos sectores entre los que se pueden mencionar: una mayor capacidad de generación de energía eléctrica a base de gas natural como combustible; genera 35 % de las materias primas y de energía para la industria, da empleos directos a más de 2 millones de personas, que en conjunto obtienen más de *MMUS\$* 175,000.0 anuales por su trabajo, además de cerca de 600,000 empleos indirectos, *MMUS\$* 250,000.0 en ingresos para el gobierno a través de todo tipo de impuestos y contribuye con *MMUS\$* 118,000.0 al PIB; además de disminuir en un 70 % las emisiones de CO₂, a partir de 2012 gracias a la desincorporación de las plantas de generación de energía a base de carbón ⁽²⁵⁾ lo que ha ayudado a cumplir con los acuerdos establecidos por el protocolo de Kyoto.

Un caso especial se presenta en el desarrollo de la Lutita EF en el estado de Texas donde la producción se ha elevado a 3.5 *MMbd* (agosto 2015) ⁽¹⁵⁾ y la derrama económica producto de las actividades relacionadas, principalmente al sur del estado, ha convertido a la región compuesta por 20 condados que se encuentran directamente involucrados, en una de las más prosperas de EU, con un impacto de más de *MMUS\$* 60,000.0 a la economía local, la creación de 116,000 puestos de trabajo producto de una inversión de cerca de *MMUS\$* 30,000.0 solo en 2013 ⁽²⁶⁾.

2.4.2 El mundo

A escala global, los recursos de gas natural alcanzan 22,882 trillones de pies cúbicos (*Tcf*), de los cuales, el 32 % corresponde a Shale Gas ⁽²⁷⁾. Estos datos se obtienen a partir de estudios que contienen la suficiente información geológica para una evaluación de las reservas y cuentan con cierto grado de certeza de ser producidos a corto y mediano plazo, basado en la geología similar de las formaciones análogas y los volúmenes de producción Shale Gas/Oil obtenidos en EU. En la **Figura 2.12** se muestra la localización de las principales cuencas con formaciones de Shale Gas/Oil a nivel mundial se consideran con potencial productor y cuya información se encuentra disponible. Se pueden diferenciar en base a las tonalidades las cuencas que cuentan con estimaciones de recursos técnicamente recuperables, de aquellas que no cuentan con esta información. En color oscuro se indican las cuencas con formaciones para la cuales se tiene una estimación de los recursos, en color más claro se pueden identificar las cuencas en las que se encuentran formaciones de lutitas pero que no cuentan con estudios que arrojen una estimación de los recursos disponibles y en color blanco se encuentran las regiones que no han sido evaluadas o no se cuenta con información disponible.

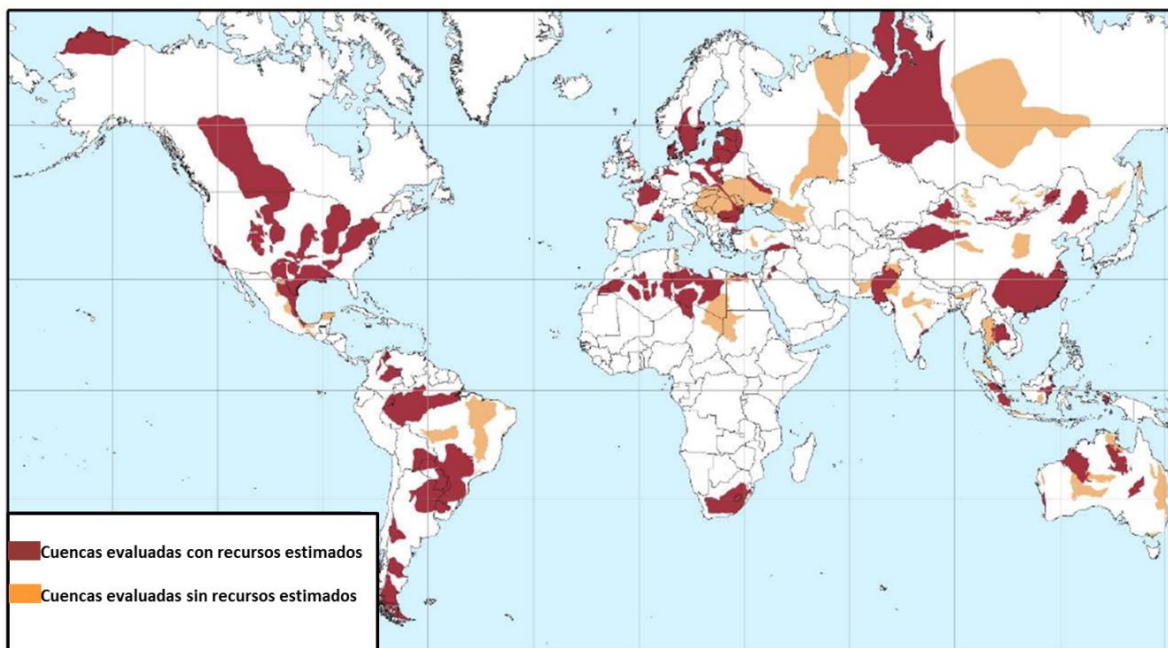


Figura 2.12-Mapa mundial de las cuencas con formaciones de lutitas. (Modificada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States) ⁽²⁷⁾.

Se puede observar que existen grandes regiones del mundo sin evaluar, entre las más importantes, se encuentran las cuencas asociadas a los grandes yacimientos de aceite convencional en el Medio Oriente y el Mar Caspio.

A manera de resumen en la **Tabla 2.5** se enlistan los 10 países con las mayores reservas técnicamente recuperables para Shale Gas y Shale Oil. Más de la mitad de los recursos de Shale Oil técnicamente recuperables se encuentran en 4 países Rusia, EU, China y Argentina. En contraste los recursos de Shale Gas se encuentran mejor distribuidos, ya que la mayor parte de los recursos se dividen en 7 países China, Argentina, Argelia, EU, Canadá, México y Australia ⁽²⁷⁾.

Varias naciones han comenzado a evaluar el potencial de producción de formaciones de lutitas. Polonia, por ejemplo, ha perforado y probado más de 40 pozos a partir de abril de 2013, Argentina, Australia, China, Inglaterra, México, Rusia, Arabia Saudita y Turquía han comenzado la exploración o expresado interés en este tipo de yacimientos ubicados dentro de su territorio. Actualmente solo EU y Canadá producen Shale Gas/Oil con fines comerciales.

2.4.3 México

Se estima que en el periodo 2015-2029 el crecimiento de la demanda nacional de gas natural alcance en promedio un 2.5 % anual, teniendo como los sectores económicos más demandantes de este combustible al sector eléctrico con 52.4 % del total de la demanda,

seguido del sector petrolero con 23.9 % y del sector industrial con 22.1 %, por lo que solo estos tres sectores de la economía representan el 98.4 % del total de la demanda⁽²⁸⁾.

Tabla 2.5- Países con las mayores reservas técnicamente recuperables para Shale Gas y Shale Oil (modificada de: Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States)⁽²⁷⁾.

Shale Gas		Shale Oil	
<i>Recursos técnicamente recuperables (Tcf)</i>		<i>Recursos técnicamente recuperables (MMMb)</i>	
1. China	115	1. Rusia	75
2. Argentina	802	2. EU	58
3. Argelia	707	3. China	32
4. EU	665	4. Argentina	27
5. Canadá	573	5. Libia	26
6. México	545	6. Australia	18
7. Australia	437	7. Venezuela	13
8. Sudáfrica	390	8. México	13
9. Rusia	285	9. Paquistán	9
10. Brasil	245	10. Canadá	9
11. Otros	1535	11. Otros	65
Total	7795	Total	345

De acuerdo con la Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2015-2029, publicada por la Secretaría de Energía (SENER), se presentan dos escenarios para la oferta, (mínimo y máximo) en ambos, se asume como premisa una oferta amplia de Gas Natural y precios bajos en la región (Norteamérica) ambos de acuerdo a la Estrategia Nacional de Energía (ENE), donde se adopta una estrategia a un plazo de 15 años de acuerdo con los cambios derivados de la implementación de la Reforma Energética de reciente aprobación en nuestro país. En el caso del escenario mínimo se espera que para el año 2029 la producción alcanzará 5,096.5 mmpcd, es decir se espera una disminución de 13.7 % en la producción en comparación con lo alcanzado en el año 2014. De acuerdo con lo anterior, se estaría generando un déficit que sería cubierto con importaciones para el mismo periodo y se esperaría una disminución a partir del año 2020 relacionado con un incremento en la producción por parte de las compañías privadas⁽²⁸⁾. (Figura 2.13).

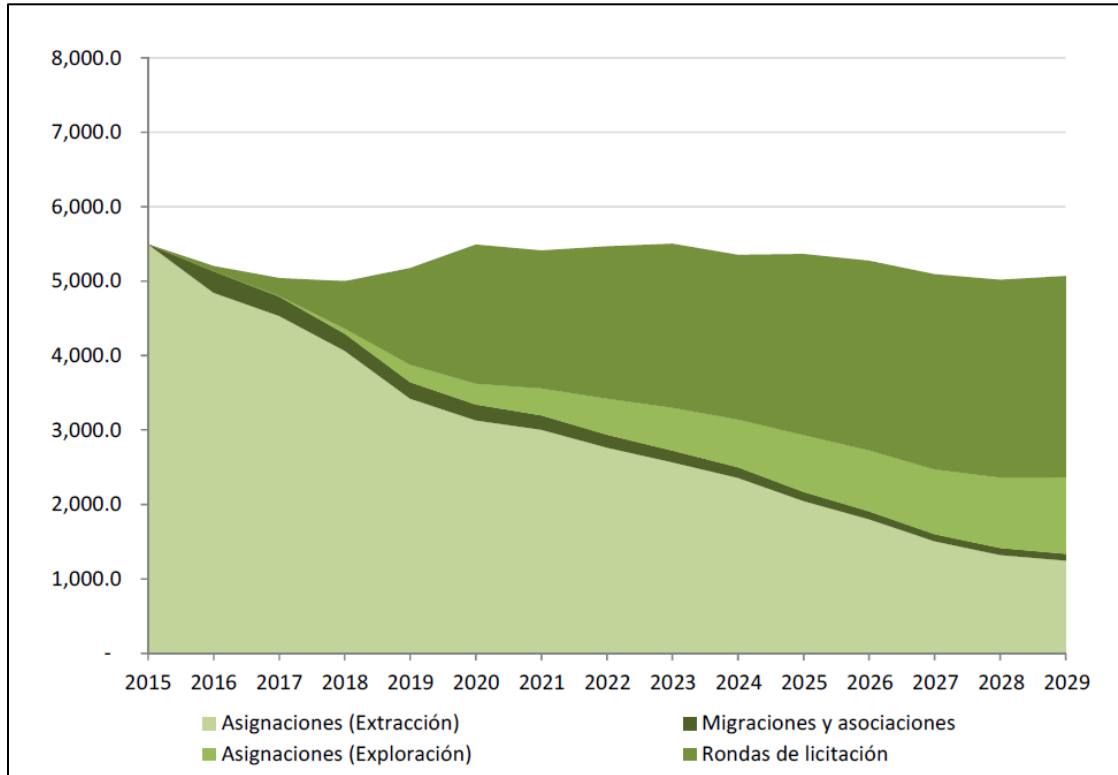


Figura 2.13- Estimación para el comportamiento de producción en mmpcd de gas en México. (Tomada de “Prospectiva del mercado del gas natural 2015-2029”) ⁽²⁸⁾

Para el caso del escenario de producción máxima la Comisión Nacional de Hidrocarburos estima que la demanda crecerá en 43.7 % con una tasa media anual de 3.1 % durante todo el periodo. No obstante en el documento fuente de estos datos no se encuentra una explicación detallada de los elementos usados para el establecimiento de cada uno de los escenarios anteriores.

Es importante resaltar que los pronósticos de la demanda de gas natural tienen su origen en las expectativas de crecimiento económico a través del PIB, por lo que las cifras anteriores no pueden estar desligadas de las expectativas de crecimiento de este indicador. Otro factor importante es el precio del gas, sujeto en gran medida a factores que escapan de lo puramente comercial.

En nuestro país se han identificado 5 provincias geológicas y 6 áreas con potencial para producir hidrocarburos contenidos en lutitas: 1) Chihuahua, 2) Sabinas-Burro-Picachos, 3) Burgos, 4) Tampico-Misantla, 5) Veracruz. Existen ciertas diferencias entre las estimaciones realizadas por algunos organismos internacionales en cuanto a la magnitud de los recursos de Shale Gas/Oil, con los que cuenta México, mientras que la EIA lo coloca en el sexto lugar, a nivel mundial (**Tabla 2.5**), en recursos de gas con 545 Tcf, las estimaciones de PEMEX sitúan estos recursos en un rango de entre 150 y 495 Tcf con una media de 297

Tcf, solo para las Cuencas Sabinas-Burros-Picachos y Tampico-Misantla ⁽²⁹⁾ por lo que si adoptamos esta última cifra, como la más realista, aun así México se mantendría dentro de la lista de los 10 países con el mayor volumen de reservas técnicamente recuperables, descendiendo del sexto al noveno lugar, aún más, si se tomara como buena la cifra inferior de 150 *Tcf*, estos representan más de 30 *MMMbpce*, es decir casi la totalidad de las reservas 3P al 1 de enero de 2015, las cuales ascienden a 37.4 *MMMbpce*, solo para el gas y al doble si consideramos el aceite. Está por demás decir que no se trata de un volumen despreciable ya que la cifra considerada como más realista de 297 *Tcf* equivale a 60 *MMMbpce* o 65 años de producción al ritmo de 2.5 *MMbd*. Aun sin contar con las estimaciones para las tres provincias restantes. Adicionalmente, según las mismas evaluaciones realizadas, se estima que más de la mitad de los potenciales recursos corresponden a Shale Oil de alto valor comercial.

Se ha demostrado la continuidad de la formación EF, productora de gas y aceite en EU mediante la perforación de los pozos Emergente 1 y Habano 1 resultando productores de gas seco y gas húmedo respectivamente. Si bien es cierto que los resultados de producción esperados para los pozos mencionados y algunos otros que ya han sido terminados y probados no han resultado como se esperaban, es necesario realizar todos los estudios pertinentes para poder definir con un grado aceptable de certeza el verdadero potencial de las formaciones de lutitas dentro de las provincias establecidas. Por otro lado, el esquema de operación destinado al desarrollo de estos recursos se modificará sustancialmente al entrar en vigor los lineamientos producto de las nuevas leyes emanadas del reciente marco regulatorio en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en México, con lo que se podrá acceder al esquema empleado por las compañías operadoras al otro lado de la frontera con EU el cual ha demostrado convincentemente su efectividad.

Capítulo 3

Conceptos básicos y principios fundamentales

Las acumulaciones de hidrocarburos en lutitas susceptibles de ser explotados con fines comerciales, pertenecen a una clasificación especial de yacimientos debido a diferencias sustanciales en cuanto al origen de los fluidos producidos y los métodos y técnicas de explotación empleados. No obstante, la característica fundamental que presentan los yacimientos en lutitas es su baja permeabilidad producto de su origen, que les confieren características particulares y hacen necesario el empleo de técnicas especiales para su aprovechamiento. En este sentido, un acercamiento a las particularidades de este tipo de yacimientos y de los principales indicadores de su potencial productor de hidrocarburos, es necesario para entender el origen de este recurso.

3.1 Yacimientos convencionales

Los elementos y procesos que se combinan en tiempo y forma para dar origen a las condiciones adecuadas para la generación y almacenamiento de los hidrocarburos en la corteza terrestre constituyen el denominado Sistema Petrolero. El Sistema Petrolero convencional se compone de la roca madre, la roca almacén, la roca sello, la columna de roca (que ejerce presión sobre el sistema), una trampa, los procesos (generación-migración-acumulación), y la preservación del hidrocarburo generado, migrado y acumulado en la roca almacén. Ya sea por la ausencia de alguno de estos elementos o porque alguno(s) de los procesos no se presentaron en la secuencia correcta (sincronía), puede ser que la generación de hidrocarburos no se complete, o bien, que estos no puedan acumularse en un yacimiento que pueda ser explotado. Si por el contrario, el hidrocarburo existe y se puede aprovechar, tenemos que hablar de un Yacimiento no Convencional, debido a que carece de alguno de los elementos anteriormente mencionados y por consiguiente debe ser explotado utilizando variantes de las técnicas aplicadas a los yacimientos convencionales o bien, se deben utilizar otras nuevas.

3.2 Yacimientos no convencionales

Los yacimientos convencionales tienen una historia de más de cien años de explotación mientras que la mayoría de los no convencionales iniciaron su explotación comercial hace menos de cincuenta años. No se trata de nuevos descubrimientos, se tiene conocimiento de ellos desde el inicio mismo de la producción de los hidrocarburos, sin embargo, se han tenido que realizar estudios y desarrollar técnicas para que su aprovechamiento resulte atractivo económicamente.

Como ejemplos de los yacimientos no convencionales se pueden mencionar los de Tight Gas (yacimientos de baja porosidad en arenas y carbonatos), Coalbed Methane (gas producido a partir de capas de carbón), Hidratos de Metano (gas atrapado en el fondo marino y en las regiones polares) y los de Shale Gas/Oil, objetivo de este trabajo, los cuales se componen básicamente de Metano atrapado en formaciones de lutitas, que se depositaron como finas partículas de limo y arcilla en el fondo de cuerpos de agua relativamente cerrados. Una parte del metano formado en la Lutita a partir de la materia orgánica sepultada junto con los sedimentos, migró hacia otro tipo de formaciones adyacentes, dando origen en muchos casos a yacimientos de tipo convencional, mientras que la parte restante se mantuvo en las capas inferiores de lutitas compactas de baja permeabilidad, convirtiéndose en lo que conocemos como yacimientos de Shale Gas/Oil. (Figura 3.1), en los cuales la roca generadora es a la vez la roca almacén. Las moléculas del gas natural o del aceite que se crearon a partir de la materia orgánica quedan atrapadas dentro de los numerosos microporos que están asociados a la materia orgánica mediante el proceso denominado absorción. La cantidad de espacio poroso dentro de las lutitas se encuentra en un rango que va de del 2 al 10 % permitiendo que un gran volumen de gas o aceite pueda almacenarse dentro de la roca.

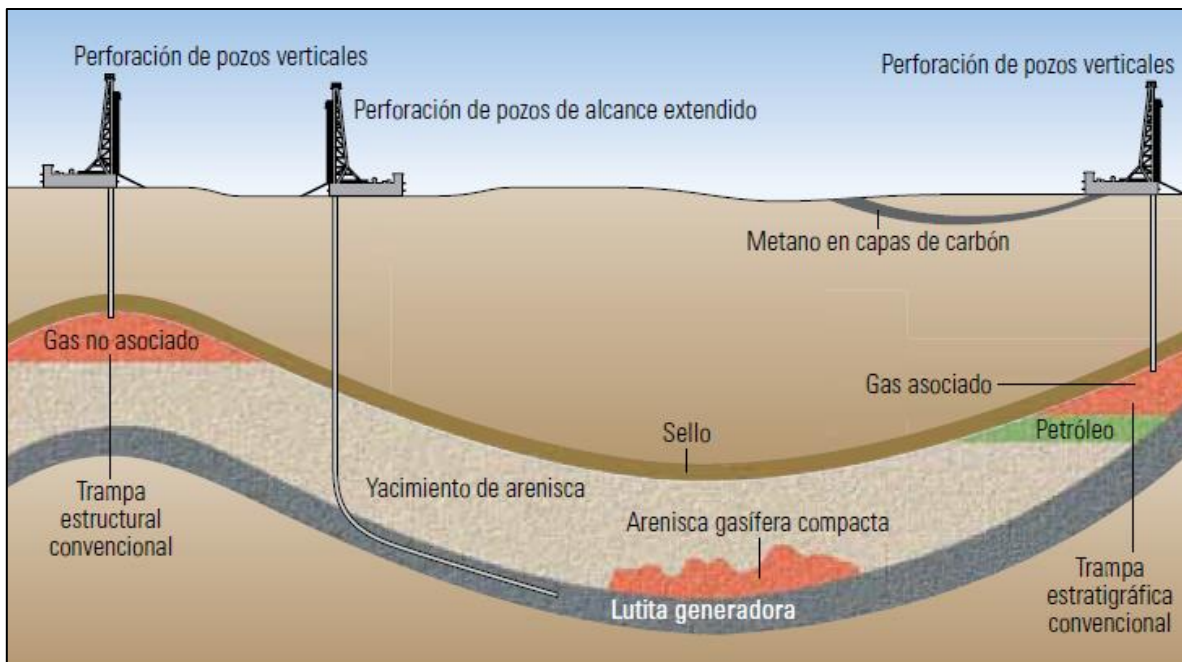


Figura 3.1- Yacimientos convencionales y no convencionales. (Modificada de EU Energy Information Administration) ⁽¹⁾.

3.3 Lutitas

Las lutitas son las rocas sedimentarias más abundantes en la corteza terrestre, cerca del 50 % del total pertenecen a este tipo de roca y se caracterizan por presentar laminaciones paralelas con espaciamientos menores a 1 mm, producto de la tendencia que presentan los minerales que contienen las arcillas a orientarse paralelamente durante la depositación y compactación en ambientes de baja energía, donde las partículas se depositan por suspensión, haciendo que la roca se divida en planos de muy estrecho espaciamiento. Las rocas que son soportadas por arcilla pero que no forman capas se denominan mudstone o claystone. Una definición estrictamente geológica se refiere a las lutitas como: “todas aquellas rocas laminadas y consolidadas con más del 67 % de material del tamaño de las arcillas”. Dentro de la industria petrolera una lutita se considera como cualquier roca de grano fino. Otra característica importante es su color, las arcillas de color rojo o verde indican un estado reductor y de oxidación de los minerales con contenido de hierro, las lutitas que presentan color negro indican presencia de materia orgánica con contenidos de Carbono Orgánico Total (*TOC*) de entre 1 y 25 % y cantidades relativamente altas de pirita y ácido sulfhídrico (*H₂S*) que indican un ambiente de depositación anóxico. La permeabilidad de la matriz que es función del tamaño de grano y de la porosidad, en las lutitas es extremadamente baja, se presenta en un rango que va desde los micro hasta los nano Darcys. La **Figura 3.2** muestra el rango de permeabilidades de diferente formaciones productoras.

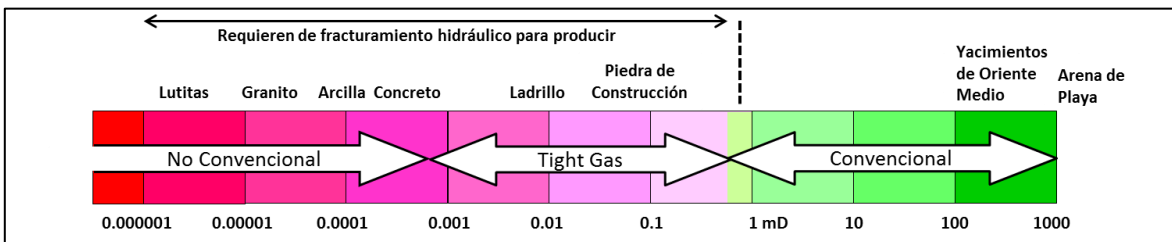


Figura 3.2-Rango de permeabilidades de las diferente formaciones productoras. (Modificada de Hydraulic Fracturing 101)⁽³⁰⁾.

Hasta hace pocos años, las lutitas se consideraban únicamente como una roca generadora o bien como una buena roca sello debido a su baja permeabilidad. Para que una Lutita rica en materia orgánica sea productora de hidrocarburos, debe ser poseedora de una adecuada madurez termal, al haber sido sometida a temperatura y presión suficiente por medio de la continua subsidencia y el incremento de la profundidad de sepultamiento, para romper la materia orgánica.

3.3.1 Yacimientos en lutitas

Los yacimientos en lutitas son un tipo de yacimiento continuo, que son a la vez roca generadora y almacén y carecen de contacto gas/aceite-agua. Estos yacimientos presentan significativa diferencia textural, composicional y de propiedades petrofísicas con los

yacimientos convencionales. También se caracterizan por presentar una gran heterogeneidad, una significativa baja permeabilidad, un gran contenido de materia orgánica y múltiples mecanismos de almacenamiento de hidrocarburos que controlan el flujo de fluidos.

En la mayoría de los yacimientos convencionales el principal mecanismo de almacenamiento es la porosidad de la matriz, en contraste, en las lutitas este mecanismo es solo uno de ellos. En estos yacimientos los mecanismos de almacenamiento primario comprenden a la porosidad de la matriz y la porosidad de la fractura que controlan el flujo inicial de aceite, de gas libre y la absorción del gas/aceite en la materia orgánica, el cual se libera al declinar la presión, y a continuación de la producción del gas/aceite libre. Los mecanismos secundarios incluyen la porosidad de la laminación y los microporos entre las laminaciones. La difusión controla el movimiento del fluido una vez que se ha iniciado la desabsorción. Otro mecanismo de almacenamiento es la imbibición de los fluidos en las fracturas, el cual puede incrementar la saturación de agua irreductible, reduciendo el flujo de los hidrocarburos (WANG AND REED, 2009).

La absorción es la adhesión en una sola o varias capas de las moléculas de los fluidos en la superficie de los minerales, comprimiendo la matriz o la materia orgánica dentro de la matriz de la misma. En algunas lutitas ricas en materia orgánica el fenómeno de la absorción es el mecanismo primario de almacenamiento de los hidrocarburos. La cantidad total y el tipo de materia orgánica ejercen una fuerte influencia en la permeabilidad y en la capacidad de absorción de la lutita, lo que puede representar más de la mitad del fluido almacenado (Faraj et al., 2004). La permeabilidad al gas en la materia orgánica, puede ser tan significativamente alta, como en la matriz inorgánica y tiende a mejorar en las lutitas gasíferas (Wang and Gale, 2009).

Como consecuencia de los diferentes mecanismos de almacenamiento involucrados, los perfiles de producción tienen altos gastos iniciales que declinan rápidamente (de 65 a 75% en el primer año) y corresponden a la producción del fluido libre, seguida de una suave declinación correspondiente al flujo dominado por la desabsorción y la tasa de difusión. La cantidad de fluido libre producido de la matriz, comparada con el producido por la desabsorción es función de las propiedades de la Lutita y presentan una variación significativa. La expectativa del periodo productivo para un pozo de Shale Gas puede exceder los 30 años.

Debido a los cambios que se presentan durante la depositación, las lutitas productoras normalmente se encuentran compactadas en capas delgadas o laminadas que pueden presentar diferentes litologías. La gran heterogeneidad hace que las propiedades petrofísicas, geoquímicas y geomecánicas de la lutita puedan cambiar vertical y lateralmente de manera abrupta. Esta variabilidad frecuentemente resulta en cambios

localizados de fragilidad y permeabilidad, los cuales pueden expresarse a nivel macro como pronunciadas diferencias en la producción de pozos adyacentes. Las variaciones en la distribución geográfica de la madurez termal (debidas a las diferencias en la historia geológica, por ejemplo, nivel de sepultamiento o gradiente geológico) pueden provocar que de una misma formación se produzca aceite, gas seco o gas húmedo, como ocurre con los yacimientos de Bakken, EF y Marcellus. Los atributos que controlan la productividad de los yacimientos en lutitas, particularmente la gran heterogeneidad y la baja permeabilidad, requieren de evaluaciones especializadas, técnicas de perforación y terminación especiales que permitan el éxito en el desarrollo y la producción. Basado en las litologías dominantes y los mecanismos de producción, las lutitas se pueden agrupar en 4 tipos (**Tabla 3.1**).

Tabla 3.1-Clasificación de los yacimientos en lutitas en base a su litología y mecanismos de producción (Modificada de Shale developments)⁽³¹⁾.

Clasificación de los yacimientos en lutitas. (Gieser et. al 2008)			
Clasificación	Descripción	Mecanismo de producción	Ejemplos
Tipo 1	Mudstone orgánico con alto contenido de carbonatos	Mezcla por partes iguales de producción de fracturas o microporosidad y desabsorción	Barnett Caney Woodford
Tipo 2	Grupos de arenas de láminas delgadas embebidas en lutitas ricas en materia orgánica.	Producción primaria de la matriz a través de arenas delgadas	Lewis
Tipo 3	Lutitas negras ricas en materia orgánica	Producción primaria de la matriz a través de la desabsorción	Antrim Marcellus
Tipo 4	Combinaciones de los tipos anteriores	Producción a través de desabsorción matriz y fracturas	Eastern Devonian Shale Monterey Forbes Niobara

3.4 Potencial generador.

Una vez que se ha definido la existencia de la potencial formación productora, se debe establecer con todos los elementos disponibles, en primer lugar, la existencia de un volumen atractivo de hidrocarburos susceptible de ser producido, a través de la determinación del TOC y en segundo lugar, se define el grado de madurez que la materia orgánica alcanzó a través de diversos procesos con el objetivo de establecer si mediante estos se generaron hidrocarburos, o si estos se vieron interrumpidos en alguna etapa previa

de la generación, o por el contrario, la materia orgánica fue sometida a procesos subsecuentes mediante los cuales los hidrocarburos ya generados se perdieron.

3.4.1 Propiedades geoquímicas

La determinación del contenido de TOC (carbono orgánico total), la madurez termal y el análisis del kerógeno se usan para estimar el potencial de la Lutita de producir volúmenes de hidrocarburos económicamente rentables y la determinación de estos parámetros es el principal elemento de la caracterización.

La cantidad de hidrocarburos almacenados dentro de la roca varía dependiendo del volumen de poros, de la cantidad de materia orgánica presente, la presión del yacimiento y de la madurez termal de la roca. La porosidad de la matriz depende del grado de compactación al que ha sido sometida la roca. La madurez termal es una medida de la presión y temperatura a la que se ha sometido la materia orgánica. También indica si durante el proceso se ha generado aceite o gas.

Para determinar la cantidad de materia orgánica presente, así como la madurez termal de la roca mediante pruebas de laboratorio, se obtienen muestras de núcleos. La caracterización de las lutitas involucra además la determinación de la composición mineralógica y geoquímica de la roca.

3.4.2 Carbono Orgánico Total

La cantidad de materia orgánica presente se determina mediante la obtención del contenido del TOC, que es la cantidad de carbono ligado a compuestos orgánicos en la roca y el cual se mide como un porcentaje del peso total de la roca. La cantidad de aceite y/o gas que la roca puede almacenar por absorción depende de la cantidad de TOC presente. Se considera que cualquier formación de lutitas con un porcentaje de TOC \geq a 2 % es un excelente prospecto para contener hidrocarburos (

Tabla 3.2). Este parámetro permite evaluar el potencial de la lutita en la etapa de exploración, sin embargo el TOC constituye un elemento necesario más no suficiente para determinar el volumen de hidrocarburos debido a que el carbono orgánico debe estar ligado al hidrógeno. Para estimar el contenido de hidrógeno presente en la materia orgánica se utiliza un procedimiento llamado pirolisis. Al combinar los resultados de este procedimiento con el TOC se puede estimar el volumen de materia orgánica presente y su volumen de hidrógeno asociado.

Tabla 3.2- Potencial de los recursos a obtener de un yacimiento en lutitas, en base a su Contenido Orgánico Total.

Contenido orgánico total (% en peso)	Potencial de los recursos (calidad del kerógeno)
<0.5	Muy pobre
0.5 a 1.0	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy buena
>12	Excelente

3.4.3 Madurez termal

La madurez termal se mide en una escala del porcentaje de la reflectancia de la vitrinita (% Ro), la cual es controlada por la presión y la temperatura, reflejando las condiciones de almacenamiento durante el tiempo. La vitrinita son restos carbonizados de material vegetal leñoso que se encuentran en la mayoría de las rocas sedimentarias formadas desde la evolución de las plantas terrestres vasculares. A medida que la temperatura a la cual está sometido el kerógeno se incrementa a lo largo del tiempo, la vitrinita presenta alteraciones irreversibles generando una mayor reflectancia. La cantidad de luz reflejada aumenta en relación directa con el aumento de la temperatura y el tiempo, por lo que se puede establecer como un indicativo de la cantidad y el tipo de hidrocarburos generados. Este método es clave para determinar la madurez térmica de la materia orgánica (kerógeno). En algunos casos es necesario determinar el índice de madurez del kerógeno por este medio, para estimar el TOC. La madurez termal es esencial para la generación y absorción del aceite y/o gas en las lutitas y hace referencia al grado de alteración térmica al que ha sido sometida la materia orgánica dentro de ellas, si esta es inmadura no tendrá la suficiente madurez termal para producir hidrocarburos. Un valor de $Ro < 0.5 \%$ indica que la materia orgánica presente no alcanzó la madurez necesaria para la generación de hidrocarburos, un valor de $0.6 \% \leq Ro \leq 1.0 \%$ indica que la madurez termal es suficiente para generar un aceite, para la generación de un gas húmedo son necesarios valores de $1.0 \% < Ro < 1.4 \%$, mientras que para la generación de gas seco se requieren valores de $1.4 \% \leq Ro \leq 3.0 \%$. Si el valor de $Ro > 3.0 \%$ la materia orgánica será sobremadura y no generará hidrocarburos. (

Tabla 3.3).

Tabla 3.3- Grado de madurez de la materia orgánica en función del Índice de Reflectancia de la vitrinita

		Ventana de aceite	Ventana gas húmedo	Ventana gas seco	Ventana gas seco
Reflectancia de la vitrinita	< 0.6	0.6-1.0 %	1.0-1.4 %	1.4-3.0 %	>3.0 %

Una lutita con un alto contenido de TOC pero termalmente inmadura no será productiva, como ejemplo de lo anterior se tienen las lutitas Sylvan en Oklahoma y la formación Green River en los estados de Colorado y Utah. La mayoría de las lutitas producen gas húmedo o seco (Pierre, Bakken), pero algunas producen aceite además de gas seco y/o húmedo (EF, Marcellus y Woodford). Las lutitas que producen aceite poseen un nivel de madurez termal menor a las que producen gas seco.

3.5 Potencial productor

Otro de los objetivos cuando se trata de determinar el potencial de una lutita, es encontrar las áreas del yacimiento que puedan producir hidrocarburos comercialmente y que esta sea factible de fracturar con la tecnología disponible, para así poder optimizar la producción. En estas áreas deben concurrir favorablemente una serie de factores de tipo geológico tales como el espesor, la porosidad, permeabilidad, mineralogía, fragilidad, fracturamiento natural, madurez termal y contenido de gas. Sin embargo, los tres parámetros críticos para determinar si una Lutita es capaz de producir hidrocarburos comercialmente son: el espesor mínimo, contenido de gas (como una función de la riqueza de material orgánico y su madurez termal) y su fragilidad (potencial de fracturamiento). Los cuales se encuentran directamente relacionados de tal forma que el gasto de producción se incrementa cuando los valores de madurez termal y la fragilidad presentan valores altos (**Figura 3.3**). Dado que se incrementa la relación gas-aceite (*RGA*).

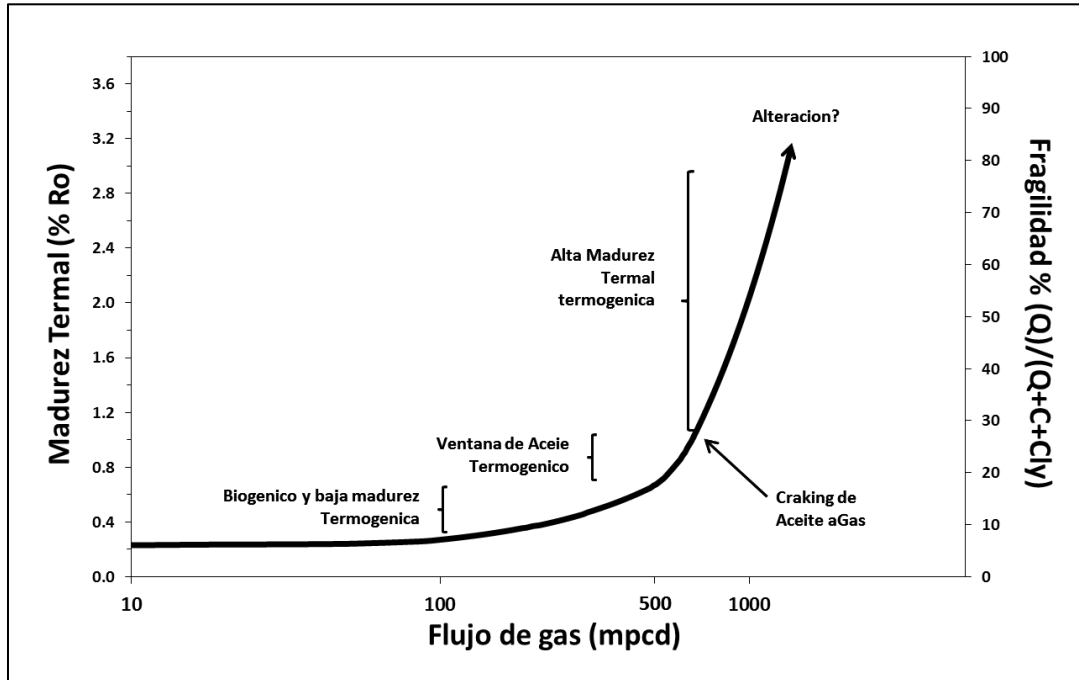


Figura 3.3-Relación entre el gasto de producción con la madurez termal y la fragilidad al fracturamiento de la formación (modificada de Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment) ⁽³²⁾.

La producción comercial de una lutita depende fuertemente además del contenido de gas/aceite y de la capacidad natural de almacenamiento, de la capacidad de la roca de desprenderse de los hidrocarburos. La cantidad de gas producido por desorción está relacionada directamente con el tamaño de la superficie expuesta en los pozos. En consecuencia los dos elementos críticos en el desarrollo de los yacimientos en lutitas son: (1) asegurar una exposición extensiva de la formación en cada pozo a través de una adecuada localización de los pozos horizontales y multilaterales y (2) inducir una red de fracturas hidráulicas de longitud suficiente para producir canales que mejoren el drenaje de los hidrocarburos.

Mientras que las diferentes lutitas comparten varias de sus características principales, la variabilidad en sus atributos petrofísicos, geológicos, geoquímicos y de ingeniería, es bastante amplia. Esto se ilustra en la

Tabla 3.4 en la que se enlistan los principales atributos de los yacimientos en lutitas activos en EU. Se puede notar el amplio rango de sus parámetros.

Tabla 3.4-Principales atributos de los yacimientos en lutitas productoras en EU. ⁽³¹⁾

lutita	Marcellus	Haynesville	Wodford	Fayetteville	Eagle Ford	Barnett	Antrim	New Abany
Cuenca	Apalachian	TX-LA Salt Basin	Arkoma	Arkoma	NA	Ft. Wort	Michigan	Illinois
Edad	Devónico	Jurásico	Missisipico	Misisipico	Cretácico	Misisipico	devónico	Devónico
Área (km ²)	246,048.8	23,309.9	28,489.9	23310.0	TBD	12,949.9	31,079.8	112,664.5
Profundidad (m)	1220-2591	3200-4115	1828-3353	305-2134	1524-4267	1646-2895	183-670.5	150-610
Espesor neto (ft)	15-91	18-107	36-67	9-61	30-76	30-183	21-37	15-30
Contenido de Sílice (%)	NA	<40	60-80	40-60	NA	40-60	NA	NA
TOC (%)	3-12	0.5-5.0	3-14	4.0-9.8	2-9	4-8	1-20	1-25
Madurez termal (% Ro)	0.8-0.3	1.7-2.5	NA	NA	1-1.45	0.8-2.0	NA	NA
Porosidad (%)	4-10	8-15	3-9	2-8	3.4-14.6	4-10	9	10-14
Temperatura °C	37.7-60.0	137.7-193.3	NA	NA	65.5-176.7	65.5	NA	NA
Grad. De Pres.	0.4-0.6	0.85-0.93	NA	NA	0.4-0.65	0.52	NA	NA
Cont. De gas (Scf/ton)	60-100	100-330	200-300	60-220	NA	300-350	40-100	40-80
Producción de agua (BW/D)	NA	NA	NA	NA	NA	NA	5-500	5-500
Espaciamiento entre pozos	40-160	40-560	640	80-160	NA	60-160	40-160	80
OIGP (Tcf)	1500	717	23	52	NA	327	76	160
OIGP/sección (Bcfe)	70-150	150-250	NA	NA	0-223	100-300	NA	NA
EUR (Tcf)	262	251	11.4	41.6	NA	44	20	19.2
EUR (Bcfe/pozo)	3-6	4-7.5	NA	NA	3-6	2.0-3.5	NA	NA

Incluso dentro de la misma lutita se presenta una gran variación de los parámetros, que resultan en pozos con una gran productividad situados a una corta distancia horizontal y/o vertical de un pozo con un muy bajo nivel de producción. De tal forma que en el desarrollo de los yacimientos en lutitas se puede establecer de mayor trascendencia definir e identificar sus diferencias que sus similitudes.

3.6 Origen de los hidrocarburos producidos

Los pozos pueden producir gas natural y/o aceite ya sea de origen biogénico o termogénico o bien, una mezcla de ambos. Para que se genere cada uno de estos tipos se requieren un conjunto de elementos específicos como el tipo de roca, espesor, cantidad de materia orgánica y cierto nivel de madurez termal.

En la generación de tipo termogénico, la materia orgánica primaria, lípidos de origen animal y vegetal o la lignina de las plantas, se transforma en primera instancia en kerógeno, a un alto grado de sepultamiento y calor, el kerógeno se transforma en bitumen y este en hidrocarburos líquidos y finalmente en gas termogénico empezando con gas húmedo y finalizando con gas seco. El nivel de madurez termal que es función del tiempo, la temperatura y la profundidad determinan el potencial y el tipo de hidrocarburos a producir.

En la generación de un gas de origen termogénico, la materia orgánica se transforma directamente en aceite o gas por medio de un crackeo primario, o a través de un crackeo secundario de los hidrocarburos líquidos o una mezcla de ambos. La madurez termal de los sistemas genera altos contenidos de gas derivados de la generación in situ a partir del kerógeno y el bitumen y también a través de un segundo crackeo de los hidrocarburos líquidos (**Figura 3.4**).

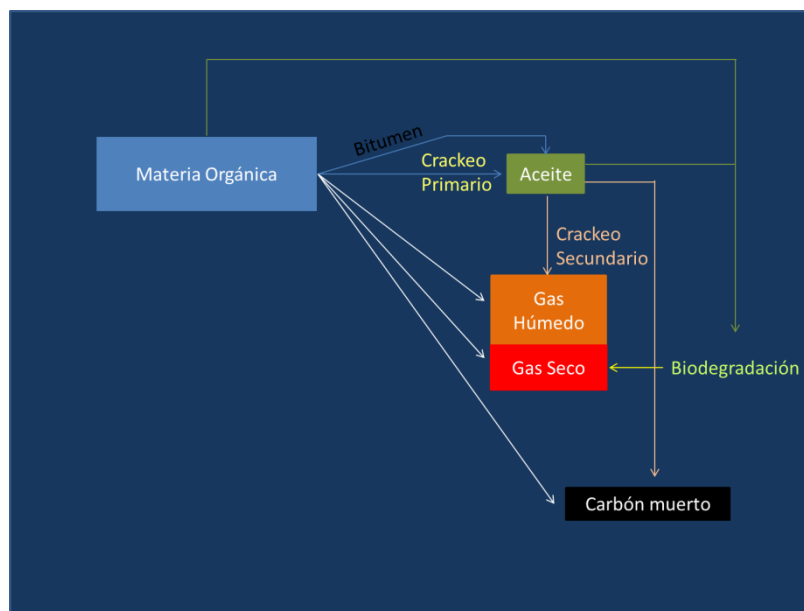


Figura 3.4- Generación termogénica del gas y/o aceite. ¹

El gas de origen biogénico es generado por biodegradación de la materia orgánica por microbios en áreas con recarga de agua dulce y se puede asociar a materia orgánica madura o inmadura. Junto con el gas de origen biogénico se producen grandes volúmenes de agua relativamente dulce, mientras que junto con el gas termogénico se producen cantidades mucho más pequeñas de agua salina.

3.7 Lecciones aprendidas

El éxito innegable que ha tenido el desarrollo de la Lutita Barnett ha generado un modelo de desarrollo basado en las lecciones aprendidas y en las mejores prácticas desarrolladas para la explotación de las reservas de hidrocarburos en esta formación. Algunos operadores simplemente han aplicado este modelo en otros yacimientos en lutitas. Sin embargo un concepto crítico y esencial en el desarrollo de estos yacimientos es que ninguna lutita es exactamente igual a otra y el éxito en un yacimiento de lutitas no garantiza que el mismo enfoque resultará en el éxito en el desarrollo de otro de estos yacimientos. Cada lutita requiere de un único conjunto de fuentes para su evaluación, perforación, terminación, métodos de producción y estrategias para asegurar la producción óptima. Si se aplican enfoques y/o tecnologías equivocadas pueden originar grandes volúmenes de hidrocarburos remanente en el yacimiento y con ello el fracaso económico del proyecto. El éxito en el desarrollo de un yacimiento en lutitas depende de un buen entendimiento de las diferencias geológicas y del yacimiento y cómo influyen en las operaciones de perforación, terminación y trabajos de estimulación. El conocimiento detallado de cada uno de los elementos que conforman el yacimiento es una parte fundamental y central en cualquier programa de desarrollo.

¹ Modificado de Jarvie (2008)

Capítulo 4

Potencial de México

4.1 Recursos

De acuerdo con reportes oficiales publicados por PEMEX en 2012 con base a sus propias evaluaciones internas, los potenciales recursos provenientes de lutitas fueron sobrevalorados al pasar de un total de 150 *Tcf* de gas (P90) y 495 *Tcf* de gas (P10) con una media de 297 *Tcf* publicados en 2011 cuando se dio inicio a las actividades exploratorias en este tipo de formaciones, a 141.5 *Tcf* de Shale Gas (104.7 *Tcf* de gas seco y 36.8 *Tcf* de gas húmedo) además de 31.9 *MMMb* de aceite y condensado o 60.2 *MMMbpc*.

En contraste, las evaluaciones realizadas por la Administración de Información de la Energía de EU (*EIA*), las cifras son mucho más optimistas, pues en el año 2011 se estimaron un total de 681 *Tcf* (136.2 *MMMbpc*), mientras que en la más reciente evaluación (2013) realizada por el mismo organismo dependiente del DOE, con sede en Washington D.C., se realizó un ajuste a la baja de los recursos potenciales técnicamente recuperables asignándoles un valor de 122.1 *MMMbpc*, sobre una base global de energía equivalente que comprende, 545 *Tcf* de gas y 13.1 *MMMb* de aceite y condensado; esto representa alrededor de un 10 % menos del total de este tipo de recursos, producto de una ligera disminución de las áreas potenciales de contener hidrocarburos principalmente en aquellas cuencas donde la geología se torna más compleja. Por otro lado, áreas que en un inicio se consideraron como potencialmente almacenadoras de gas seco, en la actualidad se encuentran clasificadas dentro de las ventanas de generación de aceite. Además el riesgo geológico se ha visto disminuido al demostrarse la existencia de lutitas productoras de hidrocarburos.

Si bien es cierto que ambos organismos coinciden en ajustar sus cifras a la baja, el contexto en el cual se realiza la evaluación y posterior publicación a nivel internacional de los resultados producto de los análisis realizados por el *EIA* sustentan el lugar asignado a México dentro de los 10 países con más recursos de Shale Gas/Oil técnicamente recuperables. La posición más conservadora adoptada por PEMEX puede estar inscrita dentro de la implementación de las políticas energéticas impulsadas por el gobierno Mexicano, producto de las recientes reformas a las leyes relacionadas con la industria petrolera, mientras que la posición de EU en relación con los recursos energéticos de este tipo que posee México puede ir en el sentido de imprimir el impulso necesario para conseguir una participación en el sector una vez que las mencionadas leyes en materia

energética entren en vigor. En cualquier caso, no se trata de posiciones diametralmente opuestas, que dificulten el estudio de las áreas potenciales que pueden contener un volumen de reservas incluso mayor al de las reservas convencionales, en base a los elementos técnicos disponibles a la fecha (**Tabla 4.1** y **Tabla 4.2**).

La totalidad de los recursos potenciales estimados para México hasta la fecha se encuentran distribuidos en 5 provincias y 6 áreas prospectivas ubicadas cinco a lo largo del arco costero de la Cuenca del Golfo de México (**Figura 4.1**) y una en la parte norte del estado de Chihuahua, con potencial de contener gas, sin que hasta ahora se haya realizado algún tipo de evaluación específica. Continuando hacia el sureste, en los estados de Coahuila y Nuevo León se ubican primero la Cuenca de Sabinas, una de las mayores cuencas de lutitas marinas y posteriormente la Cuenca de Burgos, en esta última se encuentran las áreas con mayor potencial productivo al tratarse de la continuación natural de la productiva lutita EF del Estado de Texas. Más hacia el sur se ubica la provincia Tampico-Misantla en la zona fronteriza de los estados de Tamaulipas y Veracruz donde pozos productores de hidrocarburos convencionales han comprobado la existencia de lutitas ricas en materia orgánica a profundidades que van de los 1000 a los 3000 *m*. En esta misma provincia se encuentra la plataforma de Tuxpan cercana a la ciudad de Poza Rica Veracruz, donde se existen una gran cantidad de campos de yacimientos convencionales, cuyas rocas generadoras son el objetivo de actividades exploratorias. Finalmente y en el mismo sentido encontramos la cuenca de Veracruz donde la madurez termal de la roca indica la presencia tanto de las ventanas de generación de gas como de aceite. Se presentan a continuación las principales características de las áreas anteriormente mencionadas. Se omite la provincia de chihuahua debido a que no se cuenta con estimaciones oficiales de potencial productor.

4.1.1 Cuenca de Sabinas

Ubicada dentro de la provincia petrolera Sabinas-Burro-Picachos, cubre un área total de 97,124.54 *km*² (**Figura 4.2**), estructuralmente compleja debido a la acción de la Orogenia Laramide conocida también con el nombre de Faja plegada de Sabinas, por lo que solo una pequeña área en el lado noreste de la cuenca tiene potencial petrolero debido a su plegamiento más suave. Las rocas generadoras incluyen a la Lutita EF (Turoniano) y la formación La Casita del Jurásico Tardío (Tithoniano), que contienen lutitas marinas con buenas características petrofísicas para su desarrollo.

La Lutita EF, principalmente en la parte norte y central de la cuenca, cuyo espesor bruto del intervalo rico en materia orgánica se estima en alrededor de 152 *m*, mientras que el espesor neto en 122 *m*. Se asignan valores de TOC de 4% y madurez termal de 1.5 % (*R_o*) así como de una porosidad de 5%. Se considera análoga de la lutita EF en la Cuenca Maverick del sur de Texas. La profundidad promedio del área potencial es de 2743 *m*.

Tabla 4.1-Propiedades de los yacimientos de Shale Gas en México y sus recursos ⁽²⁷⁾.

Datos Básicos	Cuenca/Área	Burgos (62677.7 km ²)				Sabinas (92462.57 km ²)			Tampico (69670.67 km ²)			Tuxpan (7277.87 km ²)		Veracruz (23387.59 km ²)	
	Formación	Eagle Ford			Lutitas Tithoniano	Eagle Ford	La Casita Tithoniano	Pimienta			Tamaulipas	Pimienta	Maltrata		
	Era geológica	Cretácico			Jurásico	cretácico	Jurásico	Jurásico			Cretácico	Jurásico	Cretácico		
	Ambiente de Deposito	Marino			Marino	Marino	Marino	Marino			Marino	Marino	Marino		
Extensión Física	Área Prospectiva (km ²)	1,554.0	25,899.8	17,352.9	17,352.9	24,604.8	24,604.8	23,309.9	7,899.4	4,014.5	2,590.0	2,590.0	1,450.4	1,036.0	
	Espesor (m)	Riqueza orgánica	61.0	61.0	91.4	152.4	152.4	243.8	152.4	152.4	152.4	91.4	152.4	91.4	91.4
		Neta	48.7	48.7	64	61	121.9	73.1	61	61	61	64	61	46	46
	Profundidad (m)	Intervalo	1000-1220	1220-5000	1981-5000	2286-5000	1524-3810	2987-3993	1006-2591	1219-2591	2134-2743	1829-2896	2012-3048	2987-3658	3048-3810
Promedio		1067	2286	3200	3505	2895	3505	1676.4	1890.0	2438.4	2407.9	2590.8	3353	3505	
Propiedades del Yacimiento	Presión del yacimiento	Sobrepresión	Sobrepresión	Sobrepresión	Sobrepresión	Depresionada	Depresionada	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	
	TOC Promedio (% peso)	5.0 %	5.0 %	5.0 %	3.0 %	4.0 %	2.0 %	3.0 %	3.0 %	3.0 %	3.0 %	3.0 %	3.0 %	3.0 %	
	Madurez Termal (% Ro)	0.85 %	1.15 %	1.6 %	1.7 %	1.5 %	2.5 %	0.85 %	1.15 %	1.4 %	0.85 %	0.90 %	0.85 %	1.4 %	
	Contenido de Arcillas	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo/Medio	Bajo/Medio
Recursos	Fase gas	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Seco	Gas Seco	Gas Seco	Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Asociado	Gas Asociado	Gas Asociado	Gas Asociado	
	Concentración de Gas (mmmpc/km ²)	8.46	29.01	74.45	39.11	51.44	26.94	7.25	17.43	32.37	9.94	10.6	8.73	27.3	
	Gas en sitio (mmmpc)	7.8	446.4	767.5	201.6	201.0	118.1	58.5	47.7	45.0	8.9	9.5	6.6	14.7	
	Gas recuperable (mmmpc)	0.9	11.6	230.2	50.4	100.2	23.6	4.7	9.5	9.0	0.7	0.8	0.5	2.9	

Tabla 4.2-Propiedades de los yacimientos de Shale Oil y sus recursos ⁽²⁷⁾.

Datos Básicos	Cuenca/Área	Burgos (69670.67 km ²)		Veracruz (69670.67 km ²)	Tuxpan (7277.87 km ²)		Tampico (23387.59 km ²)		
	Formación	Eagle Ford		Maltrata	Tamaulipas	Pimienta	Pimienta		
	Era geológica	Cretácico		Cretácico	Cretácico	Jurásico	Jurásico		
	Ambiente de Deposito	Marino		Marino	Marino	Marino	Marino		
Extensión Física	Área Prospectiva (km ²)	1,553.9	25,899.8	1,450.04	2,589.0	2,589.0	23,309.9	7,899.4	
	Espesor (m)	Riqueza orgánica	60.96	60.96	171	91.4	152.4	152.4	152.4
		Neta	48.7	48.7	45.7	64.0	60.9	60.9	60.9
	Profundidad (m)	Intervalo	1006-1219	1219-4998	2987-3658	1829-2895	2012-3048	1006-2591	1219-2591
Promedio		1067	2286	3353	2408	2591	1676	1890	
Propiedades del yacimiento	Presión del yacimiento	Sobrepresión	Sobrepresión	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	
	TOC Promedio (% peso)	5.0	5.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	
	Madurez Termal (% Ro)	0.85	1.15	0.85	0.85	0.90	0.85	1.15	
	Contenido de Arcillas	Bajo	Bajo	Bajo/Medio	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	
Recursos	Fase gas	Aceite	Condensado	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite	Condensado	
	Concentración de Gas (mmmpc/km ²)	17.12	5.85	9.16	14.19	12.87	14.78	6.74	
	Gas en sitio (mmmpc)	15.8	89.8	6.9	12.7	11.5	119.4	18.5	
	Gas recuperable (mmmpc)	0.95	5.39	0.28	0.51	0.46	4.78	0.74	

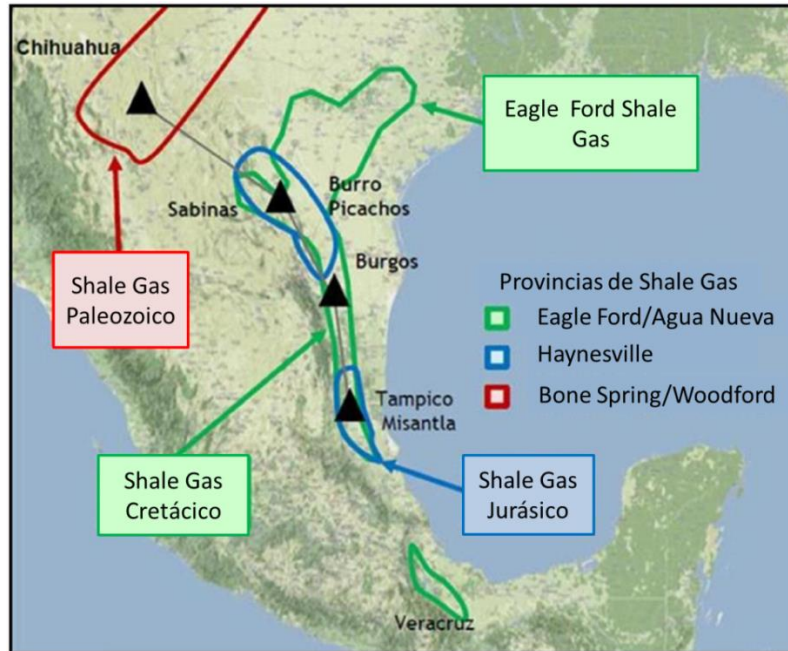


Figura 4.1- Áreas productoras potenciales de Shale Gas/Oil en México. (Modificada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States) ⁽²⁷⁾.

La formación la Casita es considerada la principal roca generadora de hidrocarburos en la Cuenca de Sabinas y consiste de lutitas ricas en materia orgánica depositadas en ambientes marinos; cuenta con numerosas subcuencas independientes. El espesor total va desde los 60 hasta los 800 m. Se tiene identificada un área potencial con un espesor de 300 m a profundidades que van desde los 2000 m hasta los 3000 m. Además de una secuencia más gruesa de entre 400 y 700 m de espesor, a profundidades de entre 3000 y 4000 m.

El área con mayor potencial se encuentra a una profundidad de 3500 m. El espesor neto promedio de esta formación es de 73 m dentro de un espesor total de 240 m de lutitas ricas en materia orgánica. El promedio de TOC es de 2 % y 2.5 % (R_o) por lo que se considera propenso al gas. La porosidad se estima en un 5 % correlacionando con la profundidad de la lutita análoga Haynesville de Texas.

A la Lutita EF en la Cuenca de Sabinas (**Figura 4.2**) se le ha asignado un volumen de 100 Tcf de gas técnicamente recuperable de un total de 501 Tcf de gas en sitio en el área potencial. El porcentaje de concentración es de 51 MMMpc/km², lo cual es considerado alto. Mientras que a la formación la Casita más profunda, se le han asignado 24 Tcf de gas técnicamente recuperable de un total de 118 Tcf de gas en sitio, con una concentración de 26.6 MMMpc/km².

4.1.2 Cuenca de Burgos

Ubicada al noreste de México, colindando con Texas, es donde se tienen los objetivos con mayor potencial se encuentran en esta estructura, la cual contiene dos lutitas potenciales, en primer lugar la EF y en segundo, la Lutita del Tithoniano. Comprende un área de aproximadamente 62,677.71 km² (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** 4.3). Esta área no incluye su extensión sobre la plataforma continental del Golfo de México. Se considera como la extensión de la Cuenca Maverick del estado de Texas, siendo la parte más al sur que contiene las lutitas productivas de los plays EF y Pearsall.

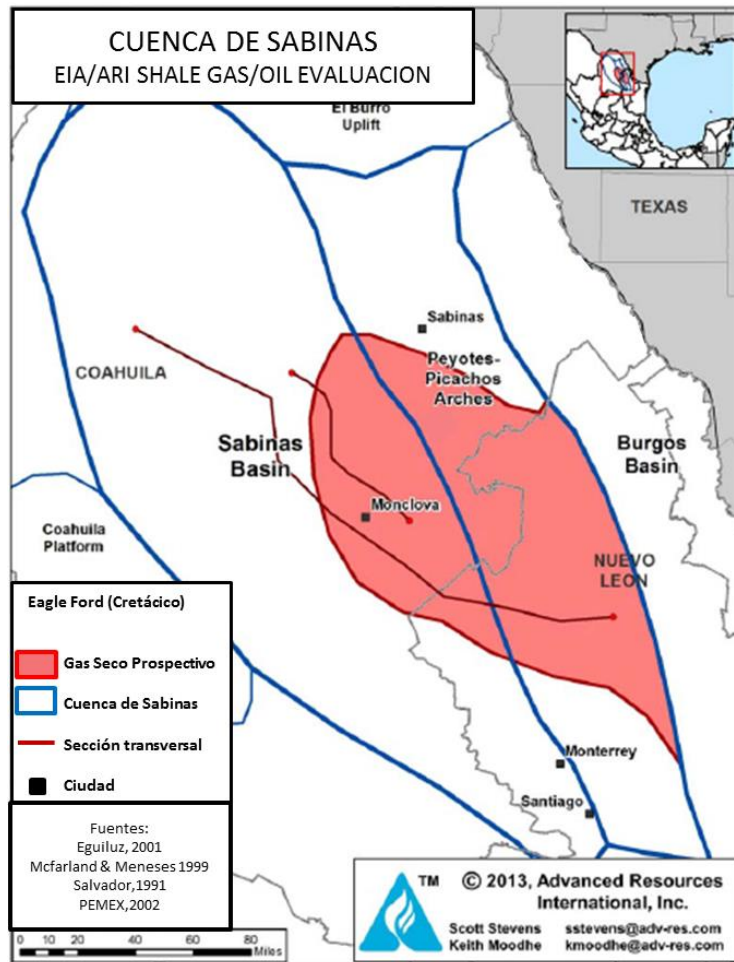


Figura 4.2- Límites de la Cuenca de Sabinas y área potencial de Shale Gas. (Modificada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States) ⁽²⁷⁾ .

La deformación estructural producto de la Orogenia Laramide provocó cierto grado de fallamiento e inclinación en su interior, sin embargo, este evento tectónico se concentró más en la Cuenca de Sabinas y en la Sierra Madre Oriental por lo que esta Cuenca se considera más simple estructuralmente y en consecuencia más favorable para su desarrollo.

En esta Cuenca, además de las lutitas EF y la formación La Casita se agrega la Formación Pimienta del Jurásico (Tithoniano) la cual se correlaciona con la lutita Haynesville del este de la Cuenca de Texas.

La lutita EF en esta cuenca presenta un espesor promedio de 200 m, que varía de los 100 hasta los 300 m. El área potencial estimada de 44,806.79 km² se basa en un mapa reciente de PEMEX que comprende tres áreas distintas, las cuales se encuentran dentro de un rango de profundidad de 1 a 5 km; se excluye la parte terrestre oriental de la Cuenca debido a su profundidad mayor a los 5 km.

El espesor neto del área potencial se encuentra entre los 70 y 91 m, el TOC se estima en un 5 % y la madurez termal se encuentra en un rango de 0.85% a 1.6% de R_o . debido a que no se tiene el dato de la porosidad se supone de alrededor de un 10% al correlacionar con la Lutita EF del estado de Texas.

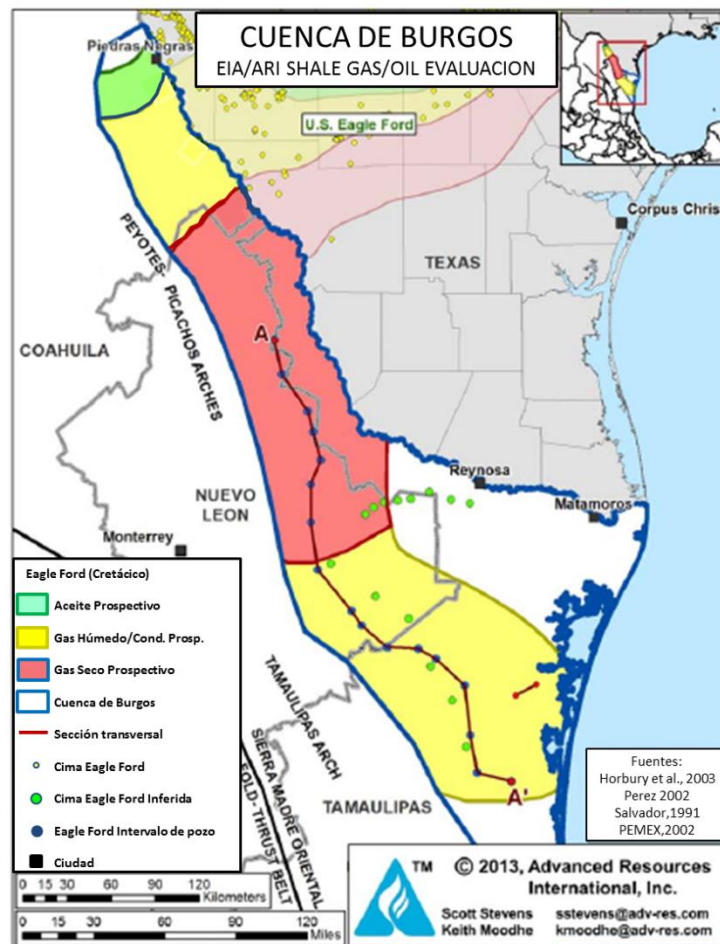


Figura 4.3- Límites de la Cuenca de Burgos y sus Áreas potenciales de Shale Gas/Oil. (Modificada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States)⁽²⁷⁾.

La Lutita EF contiene un total de 1,222 *Tcf* de Shale gas en sitio de los cuales 343 *Tcf* se consideran técnicamente recuperables y en lo que se refiere al Shale Oil se le han asignado 106 *MMMb* de aceite en sitio de los cuales 6.3 *MMMb* son técnicamente recuperables. La concentración se estima superior a los 73.7 miles de millones de pies cúbicos por kilómetro cuadrado (*MMMpc/km²*).

Las lutitas La Casita y Pimienta de esta cuenca se encuentran a una profundidad promedio de 3505 *m*, con intervalos potenciales entre los 1524 y 5000 *m*. El espesor neto rico en materia orgánica es de alrededor de 61 *m*, dentro de un espesor bruto que alcanza 427 *m* con 2.6 % a 4.0 % de TOC, 3.0 % en promedio, el cual se encuentra casi en su totalidad dentro de la ventana de gas seco.

Para ambas formaciones el volumen de gas en sitio se ha calculado en 202 *Tcf* de gas en sitio 50 *Tcf* son técnicamente recuperables y la concentración es de aproximadamente 38.6 *MMMpc/km²*.

4.1.3 Cuenca Tampico-Misantla

Ubicada en la provincia del mismo nombre, limita al oeste por la Sierra Madre Oriental y al este por la Plataforma de Tuxpan, se extiende al norte desde la elevación de Santa Ana, Hasta el arco norte de Tampico en Tamaulipas (**Figura 4.4**).

La principal roca generadora en la provincia Tampico-Misantla es la lutita Pimienta del Tithoniano. El área potencial alcanza profundidades que van desde los 1400 hasta los 3000 *m* en el sur, donde se encuentran tres estructuras levantadas, una que corresponde al anticlinal Piedra de Cal, con una profundidad máxima de 1,600 *m*, el área de bejuco contiene crestas a 1600 *m* de profundidad y al sinclinal La jabonera en la misma área de Bejuco que presenta profundidades máximas de 3000 *m* en la parte este y 2400 *m* en la parte oeste.

El área potencial de la lutita Pimienta es de aproximadamente 35,223.83 *km²* a profundidades promedio que van de 1,676.4 *m* a 2,438.4 *m*. El espesor neto promedio se estima en unos 61 *m*, dentro de un intervalo rico en materia orgánica de 152.4 *m*. El valor promedio de TOC se estima en 3 % con una madurez termal de entre 0.85 a 1.4 *R_o*.

La lutita Pimienta dentro de la Cuenca contiene un estimado recursos en sitio de 151 *Tcf* y 138 *MMMb*, respectivamente, de los cuales 23 *Tcf* de gas y 5.5 *MMMb* son técnicamente recuperables. La concentración varía de 7.3 a 32 *MMMpc/km²* para el Shale Gas y de 6.5 a 14.7 *MMMpc/km²*.

4.1.4 Plataforma de Tuxpan

La plataforma de Tuxpan se localiza en el oriente de la provincia Tampico-Misantla, misma que da nombre a esta provincia petrolera, se trata de una depresión poco profunda (**Figura**

4.5) en la cual se ha comprobado la presencia de lutitas ricas en materia orgánica a través de pozos de desarrollo de hidrocarburos convencionales.

Un depósito de lutitas gasíferas en particular prospectivo y relativamente bien definido se encuentra al sur de la Plataforma de Tuxpan.

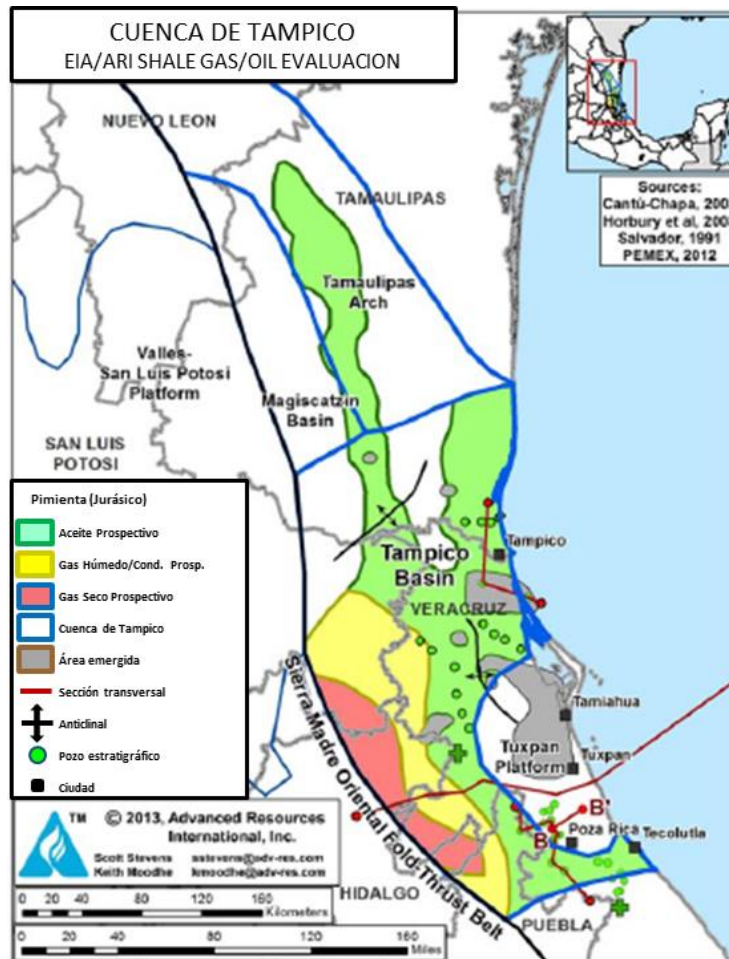


Figura 4.4- Formación Pimienta de la Provincia Tampico- Misantla. (Modificada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States).⁽²⁷⁾

La roca generadora de edad Cretácico Inferior y Jurásico Superior de las formaciones Tamaulipas y La Casita alcanzan 2500 m de profundidad en el área potencial. Su madurez termal indica presencia de hidrocarburos líquidos con tendencia a gas.

La porción rica en materia orgánica de la formación Pimienta en el área con mayor potencial, presenta espesores de hasta 150 m, con espesores netos de 61 m. En base a registros se han determinado valores de hasta 3.0 % de R_o y en promedio 0.9 lo que indica presencia de aceite.

Se estima que el área potencial de la formación Pimienta Contiene aproximadamente 10.0 Tcf de gas y 12 MMMb de aceite en sitio, de los cuales 1.0 Tcf de gas y 0.5 MMMb de aceite son técnicamente recuperables.

Otra unidad estratigráfica de interés es la formación Tamaulipas la que se presenta a profundidades que van de los 1,828.8 m a los 2,895.6 m, 2,407.92 m en promedio. Con intervalos ricos en materia orgánica de 91 m de espesor y 61 m de espesor neto. El TOC se estima en 3.0 % y la madurez termal es de 0.85 % R_o muy similar a la que presenta la formación pimienta más profunda. En un área potencial de 2,589.99 km².

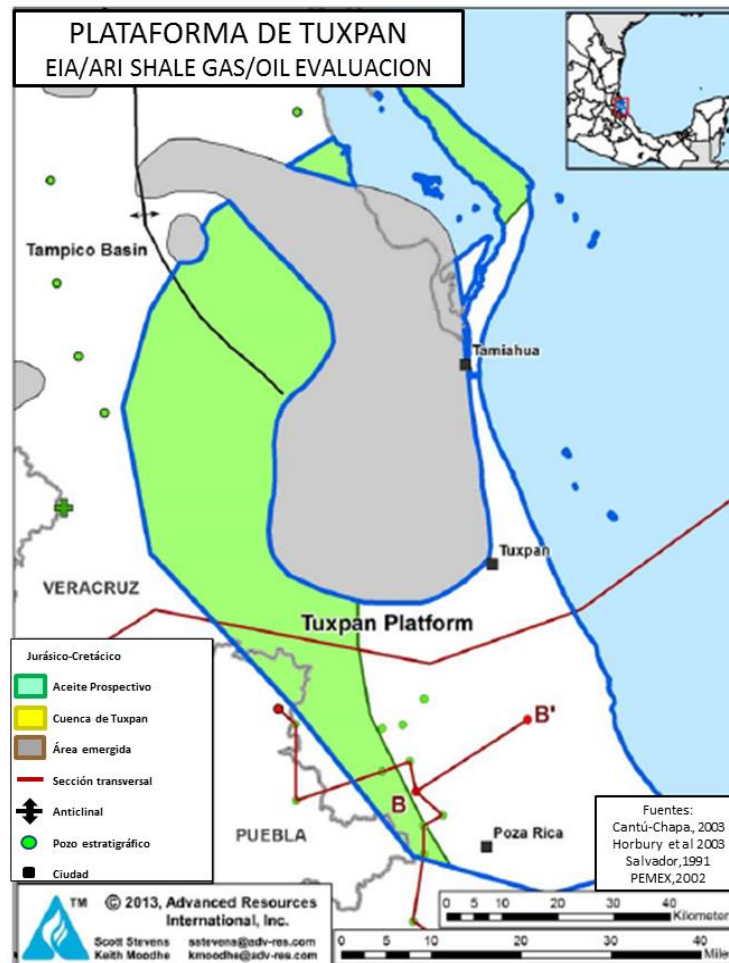


Figura 4.5- Áreas Potenciales de Shale Gas/Oil dentro de la Plataforma de Tuxpan. (Modificada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States) (27).

Debido a que se carece de la información necesaria para poder evaluar los recursos potenciales en la formación Tamaulipas, dentro de la plataforma de Tuxpan se asignan valores muy similares para los volúmenes de gas y aceite técnicamente recuperable (9 Tcf y 13 MMMb respectivamente) y el mismo para el área potencial.

4.1.5 Cuenca de Veracruz

La Cuenca de Veracruz se extiende sobre un área aproximada de 23,387.59 km^2 . Y forma parte de la provincia petrolera del mismo nombre (**Figura 4.6**). Del total de la superficie, solo 2,486.39 km^2 se consideran potenciales. La formación Maltrata del Cretácico Superior es una importante roca generadora en esta cuenca y presenta espesores de 90 m, se compone de calizas marinas lutíticas ricas en materia orgánica a profundidades promedio de 3500 m. Presenta valores de TOC que van de 0.5 % a 8 %, 3 % en promedio. Con una madurez termal de 0.85 % R_o , que se corresponde con hidrocarburos líquidos con tendencia a gas.

Se estima que el área potencial de contiene 21 Tcf y 7 $MMMb$ de gas y aceite en sitio, de los cuales 3 Tcf y 0.3 $MMMb$ son técnicamente recuperables.

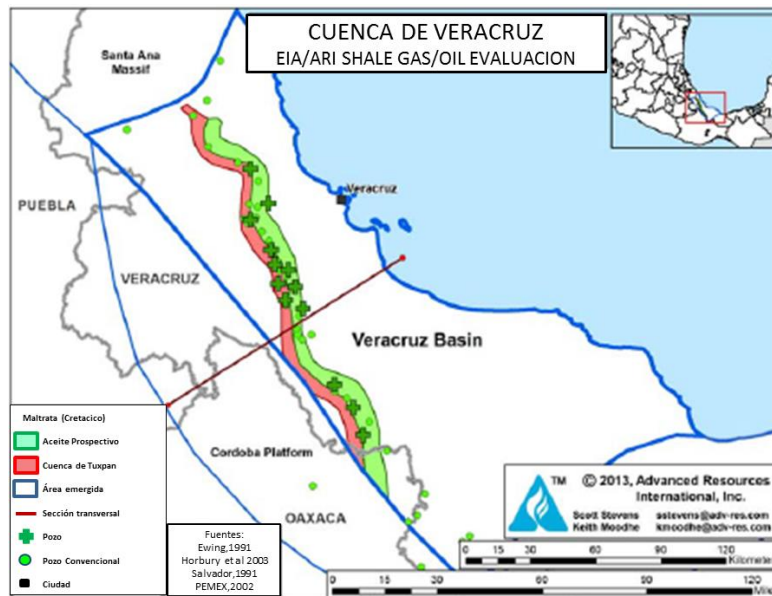


Figura 4.6- Límites de la Cuenca de Veracruz y áreas potenciales de Shale Gas/Oil. (Modificada de (Modificada de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States) (27).

4.2 Estatus actual

En México se iniciaron las actividades exploratorias en el año 2011 con la perforación de algunos pozos en la continuación dentro de nuestro territorio, de la Lutita EF. Si bien se comprobó la existencia de esta formación productora, los gastos iniciales de los pozos productores perforados fueron más bien modestos con una rápida declinación.

A partir de entonces se han seguido perforando pozos con objetivo exploratorio, que confirmen la presencia de las lutitas potenciales de producir hidrocarburos económicamente a partir de lutitas. Sin embargo, se trata de objetivos que no se encuentran inmersos dentro de una estrategia de exploración con objetivos definidos, que inicien con el proceso

productivo. Se han presentado estrategias exploratorias por parte tanto de PEMEX el IMP y la SENER, que hasta la fecha no se han concretado debido a diversas causas entre las que se puede considerar los bajos precios del gas que se presentan como un fuerte obstáculo si se considera como objetivo principal la producción de este tipo de recurso, la obtención de ingresos vía su comercialización, es decir, un objetivo puramente económico. Se pueden considerar algunos otros factores coyunturales ligados unos a la declinación de la producción base de nuestro país y su consiguiente reducción de recursos a los proyectos que no contribuyen de manera inmediata a revertir esta tendencia, y otros a la implementación de las nuevas políticas energéticas y su puesta en marcha.

4.3 La Reforma Energética

El indiscutible éxito en el desarrollo de este tipo de yacimientos no convencionales, principalmente en EU y Canadá, únicos países con producción comercial de Shale Gas/Oil, ha despertado el interés de la comunidad tradicionalmente productora de hidrocarburos convencionales, pero también de aquellos países que carecen de recursos convencionales o bien, estos no son suficientes para satisfacer su propio consumo y que sin embargo gracias a la mejor distribución de los recursos en yacimientos en lutitas, cuentan con volúmenes considerables a su disposición.

México pertenece al primer grupo, con una historia de producción de más de cien años, el boom de la producción de Shale Gas coincide con la recientemente aprobada Reforma Energética en nuestro país, cuyo objetivo es potencializar el aprovechamiento de los recursos energéticos que involucran la producción de hidrocarburos, en este caso, mediante el aumento de la producción, de manera eficiente y a menores costos, a partir de los recursos energéticos que actualmente se encuentran en producción pero también de aquellos que debido a la falta de capacidad operativa técnica o económica no han podido ser aprovechados con todos los beneficios sociales que esto implica y que se busca materializar con la puesta en marcha de la Reforma Energética. Dentro de estos Recursos que no han sido posible aprovechar, se encuentran en primera instancia los que se ubican en yacimientos convencionales en aguas profundas, pero también y debido al éxito mencionado en América del Norte, los recursos almacenados en yacimientos no convencionales, específicamente, los yacimientos de Shale Gas/Oil.

Dentro de los principales obstáculos, a los que nos enfrentamos en el reto de producir económicamente hidrocarburos provenientes de lutitas, se encuentran, la falta de capacidad operativa, debido a que la producción de Shale Gas/Oil requiere de operaciones que involucran la perforación horizontal de largo alcance y FH masivo, con la consiguiente demanda de equipos. Por otro lado se requiere asimilar por parte del personal técnico especializado la experiencia que personal las compañías de exploración y producción han adquirido durante todo el proceso que ha derivado en el nivel de producción actual, pero no solo eso, sino que se debe realizar de forma acelerada de tal forma que nuestros técnicos se

encuentren en condiciones similares una vez que los efectos en la industria petrolera, derivados de la implementación de la reforma energética se hagan presentes.

La implementación de la reforma energética debe actuar en dos sentidos en lo relacionado con la explotación de nuestros recursos de Shale Gas/Oil, y en ambos el objetivo debe ser en nuestro beneficio, por una parte debe ser el impulso que se materialice en la disminución de los costos operativos necesarios para lograr que esta actividad sea económicamente rentable con base a la capacidad mostrada por la compañías operadoras del otro lado de la frontera y por otro lado, en la capacitación necesaria del personal técnico destinado a este sector en las áreas reservadas para la explotación por parte de PEMEX, adicionalmente los organismos reguladores en la Materia energética (CNH, SENER, SHCP) deben estar en posición de aquilatar los efectos positivos y negativos derivados de las actividades productivas que las compañías operadoras realicen, lo cual solo será posible si se tienen amplios conocimientos técnicos sobre la materia.

4.4 ¿Puede México replicar el éxito de Estados Unidos?

El éxito innegable alcanzado por EU en la producción de hidrocarburos almacenados en lutitas y sus consecuentes beneficios económicos aparejados son el principal estímulo para dar inicio su producción en México, no obstante, el modelo organizacional de las actividades de explotación es sustancialmente distinto entre ambos países. Aunque lo anterior dificulta el poder reproducir las condiciones para alcanzar el objetivo, también existen las condiciones para que lo anterior se logre.

4.4.1 Similitudes y diferencias.

Mucho interés ha despertado el potencial productor de Shale Gas/Oil no solo en nuestro país, sino en aquellos que cuentan con cuencas sedimentarias con potencial de contener hidrocarburos almacenados en lutitas y es que aun cuando México junto con EU y Canadá Conforman Norteamérica, estos poseen ciertas circunstancias comunes y algunas otras de las que nuestro país carece. Se puede aspirar a condiciones operativas similares a las presentes del otro lado de la frontera en base a la nueva reglamentación derivada de las modificaciones recientemente aprobadas en materia energética. Se espera que un gran número de compañías que operan en el Estado de Texas lo hagan en nuestro país por lo que no sería necesario implementar nuevos procedimientos sino solamente un desplazamiento mínimo de maquinaria, equipo y personal especializado.

La principal diferencia que puede impedir alcanzar el nivel de éxito alcanzado por EU es la naturaleza de la tenencia de la tierra, mientras que en EU y Canadá la propiedad del subsuelo corresponde al poseedor del terreno superficial, esto genera el interés legítimo del dueño del terreno en el aprovechamiento de los mismos, ya que tanto los beneficios como las medidas para su obtención se aplican de manera directa e inmediata. En México como en el resto del mundo, la propiedad del terreno no se transfiere hacia el subsuelo sino que

este y todos sus recursos son propiedad del estado y es este el beneficiario directo de la producción.

4.4.2 Ventajas naturales de México

En principio, los tres países conforman Norteamérica, pero no solo comparten el nombre, lo cual carece de importancia en estos temas y que, por otra parte este nombre ha sido asignado de forma arbitraria. Lo realmente importante radica en la posición geográfica de manera, pero sobre todo en las características del territorio compartido. Derivado de lo anterior, las relaciones de todo tipo se facilitan con los vecinos más cercanos y si a eso se agrega que el territorio nos ayuda a este objetivo, tenemos mayores ventajas. Una relación entre cualquier país centroamericano que poseyera los recursos energéticos que estamos abordando se encontraría en evidente desventaja logística para el transporte de maquinaria y equipo, sin hablar de la extensión territorial, evidentemente favorable para nuestro país. Si se piensa en un país como Argentina, poseedor del mayor volumen de recursos de este tipo en el continente americano, que cuenta con una extensión territorial similar a la de México, nadie pondría en duda la capacidad de desarrollar sus hidrocarburos en lutitas con sus propios recursos, pero seguramente que les llevaría más tiempo, pues no hay que olvidar que no solo se requieren recursos técnicos sino económicos y en ese sentido México se encuentra en mejores condiciones. Las ventajas naturales sobre el resto de los países se hacen evidentes.

De la tendencia a la formación de bloques de diversa índole, en base principalmente de la posición geográfica y en algunos casos de cuestiones culturales derivadas de la misma, ya se ha hablado en la sección introductoria de este trabajo.

Capítulo 5

Tecnologías de explotación

En conjunto con las técnicas de FH, la perforación horizontal constituye la herramienta tecnológica capaz de darle viabilidad técnica y económica a la producción de Shale Gas/Oil. Aun cuando ambas han sido utilizadas prácticamente desde el inicio de la historia de producción de hidrocarburos, es en el desarrollo de yacimientos de baja permeabilidad no convencionales donde adquieren la condición de indispensables al proporcionar las condiciones mecánicas necesarias para la producción en volúmenes comerciales al lograr una mayor superficie de contacto con el yacimiento y lograr afectar un mayor volumen de roca del mismo con lo que se logra obtener acceso a un mayor volumen de hidrocarburos entrampados en la roca.

A diferencia de la polémica que generan las actividades de FH, las técnicas de perforación horizontal se desarrollan en un contexto apenas afectado por la propia naturaleza de las actividades de la industria de la extracción de los hidrocarburos. No obstante, el conocimiento de los aspectos técnicos propios de esta tecnología puede influir en éxito a fracaso económico de un proyecto.

5.1 Perforación horizontal

A pesar de que la industria de la explotación de los hidrocarburos inició con la perforación vertical, debido a las características estructurales de los yacimientos, los cuales en su mayoría presentan una mucho mayor extensión horizontal que vertical, se puede considerar a la perforación horizontal como la forma natural que los pozos deben tener para poder explotar los yacimientos de forma más eficiente. No obstante, la perforación direccional y/o horizontal requiere de mayores recursos técnicos, humanos y económicos para su desarrollo. Por lo anterior, en la mayor parte de su historia, solo se ha realizado como una alternativa para solventar una serie de dificultades presentes en el desarrollo de la perforación vertical.

Aunque la tecnología de perforación a un ángulo distinto de la vertical data del siglo XIX, concretamente del año 1891 cuando se otorga la primera patente, fue en el año 1929 cuando se perfora el primer pozo realmente desviado en el estado de Texas. Posteriormente durante las décadas de los 50's y 60's del pasado siglo fueron perforados una serie de pozos horizontales principalmente en Rusia y China con muy poco éxito. No fue sino hasta la década de los 80's cuando se empezaron a presentar los primeros éxitos en la búsqueda de maximizar la recuperación de hidrocarburos.

5.1.1 Generalidades

Existen diversas razones de tipo técnico que derivan en la necesidad de aplicar la técnica de perforación horizontal asumiendo los costos y dificultades técnicas que involucra. Por otro lado, a partir de la pasada década de los 90's, debido a los avances tecnológicos desarrollados en la materia, (desarrollo de motores de fondo y herramientas direccionales) la perforación direccional y horizontal alcanzó viabilidad económica. Las metas que se buscan al planear y ejecutar la perforación direccional y horizontal incluyen: alcanzar objetivos que no son factibles mediante el uso de la perforación vertical, mejorar la productividad de los pozos en yacimientos naturalmente fracturados, minimizar el impacto ambiental a través de la perforación de varios pozos a partir de una sola localización e incrementar el área de contacto del yacimiento al pozo. Esta última indispensable para la viabilidad económica de los proyectos de Shale Gas/Oil.

Aunque la tecnología de perforación a un ángulo distinto de la vertical data del siglo XIX, concretamente del año 1891 cuando se otorga la primera patente, fue en el año 1929 cuando se perfora el primer pozo realmente desviado en el estado de Texas. Posteriormente durante las décadas de los 50's y 60's del pasado siglo fueron perforados una serie de pozos horizontales principalmente en Rusia y China con muy poco éxito. Pero no fue sino hasta la década de los 80's cuando se empezaron a presentar los primeros éxitos en la búsqueda de maximizar la recuperación de hidrocarburos.

En el caso de yacimientos que se encuentran debajo de áreas pobladas, de áreas naturales protegidas o zonas de difícil acceso desde donde no es posible perforar pozos verticales para lograr alcanzar el objetivo (**Figura 5.1**). Se debe ubicar la localización del pozo a perforar a una cierta distancia del área restringida para alcanzar el objetivo mediante la perforación a un cierto ángulo que permita intersectar el objetivo.

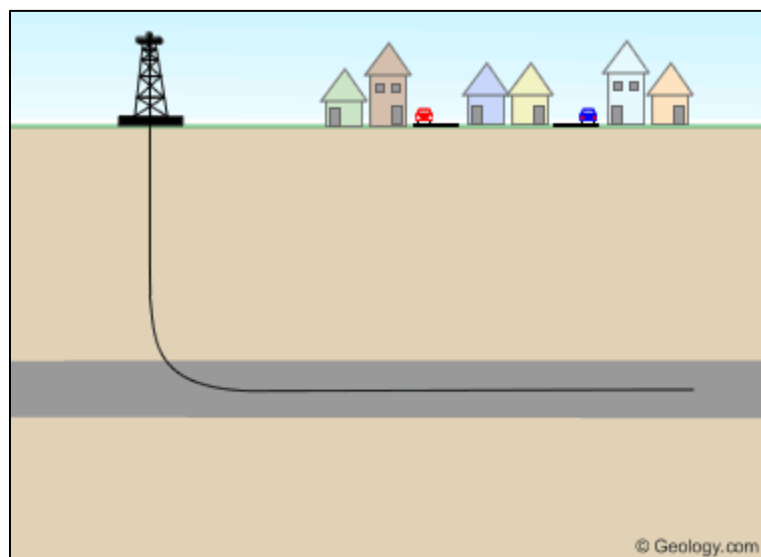


Figura 5.1- Localización inaccesible. ⁽³³⁾

Cuando se desea drenar una amplia área sin afectar significativamente la superficie con la construcción de varias localizaciones, se emplea una sola localización desde la cual se perforan una serie de pozos que se dirigen de forma horizontal o desviada hacia las zonas de interés.

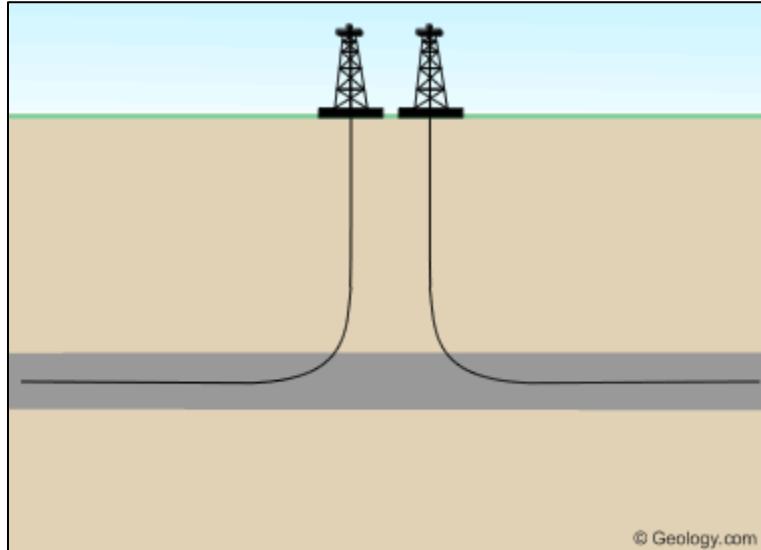


Figura 5.2- Perforación de varios pozos a partir de una sola localización. ⁽³³⁾

Para mejorar la productividad de un yacimiento naturalmente fracturado, se perforan pozos dirigidos buscando intersectar de forma perpendicular el mayor número de fracturas alineadas que aporten fluidos hacia el pozo.

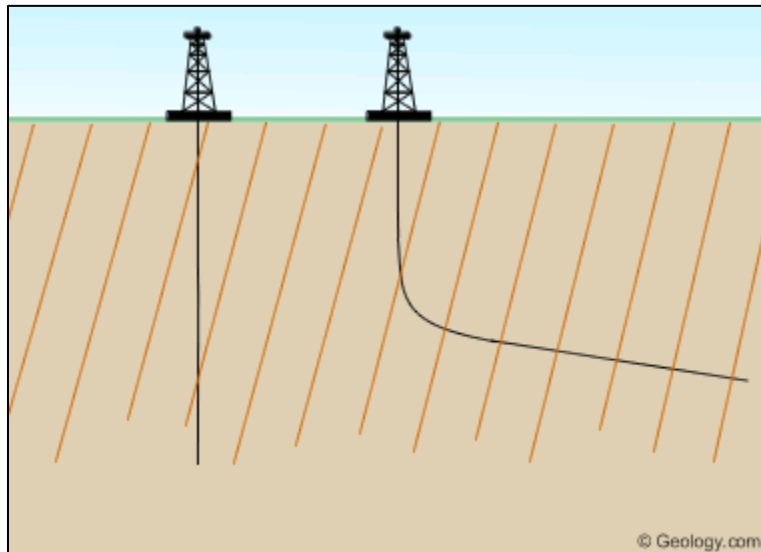


Figura 5.3- Intersectar las fracturas naturales. ⁽³³⁾

Cuando se tiene un pozo fuera de control, se perfora un pozo de alivio mediante el cual se disminuye la presión del pozo accidentado para posteriormente sellarlo.

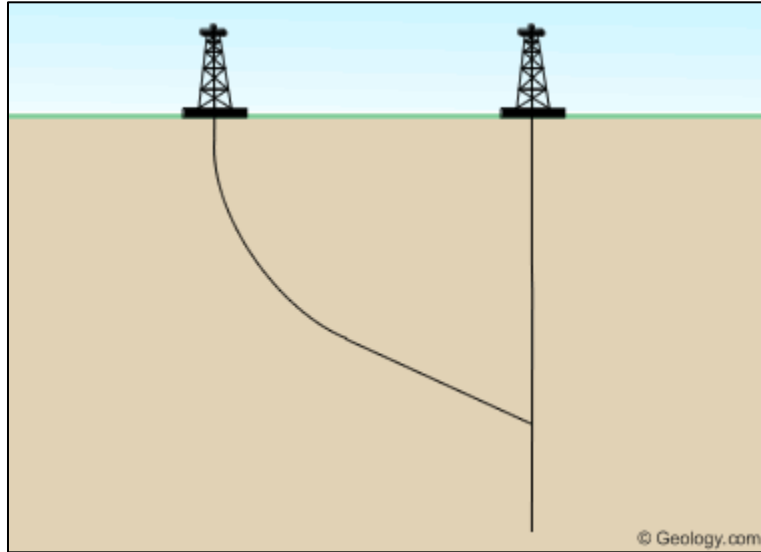


Figura 5.4- Pozo de alivio. ⁽³³⁾

Finalmente, en el caso de las lutitas se busca incrementar el área de contacto entre el yacimiento y el pozo que permita incrementar la zona productora hasta alcanzar los niveles de producción que hagan viable económicamente la perforación de los pozos.

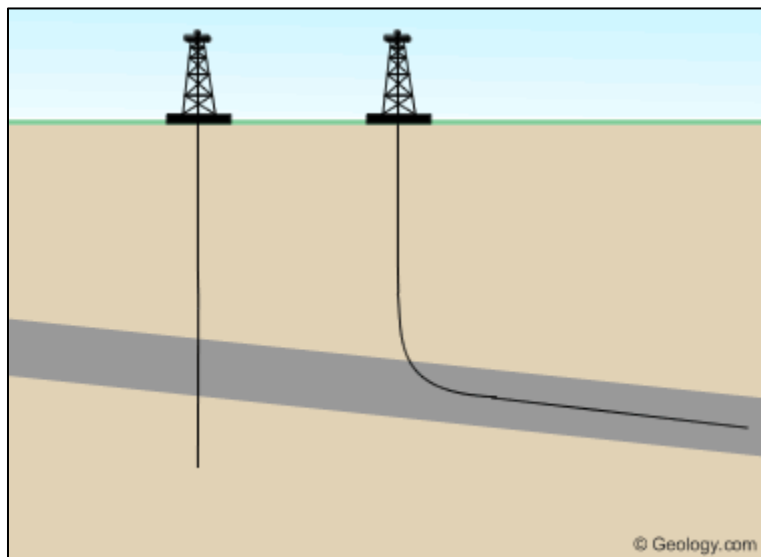


Figura 5.5- Incremento del área del yacimiento expuesta al pozo. ⁽³³⁾

El actual nivel de desarrollo de los proyectos de explotación de hidrocarburos en lutitas debe su éxito a la evolución que han presentado las diferentes técnicas de FH en conjunto con los avances en las tecnologías de perforación direccional y horizontal, ambas por las mismas razones, es decir, con ellas se busca tener una mayor área de contacto entre el pozo y la zona de interés, con todos los beneficios que esto representa. Dado que el principal objetivo de los pozos a perforar en las lutitas es incrementar los niveles de productividad, se busca en primera instancia la perforación horizontal aunque debido a las características

propias de las formaciones pueda requerirse de pozos direccionales. A diferencia del FH, la perforación horizontal y/o direccional se encuentra lejos de la polémica, más allá de su propia naturaleza como parte de una industria que desde sus inicios ha estado ligada potenciales riesgos ambientales, sobre lo cual también desde el inicio de la industria se han tomado medidas al respecto, mismas que han evolucionado a lo largo de más de cien años. Por esta razón no es necesario adoptar medidas extraordinarias en cuanto al desarrollo de las actividades de perforación en estos yacimientos. Sin embargo, debido a los beneficios que aporta al aprovechamiento de estos recursos, es necesario abordar los aspectos clave de esta técnica en la planeación de cada uno de los proyectos de exploración y producción hidrocarburos en lutitas, que permitan por un lado, obtener una mayor producción y por otro un mayor beneficio económico a través de la implementación de las mejores prácticas en la materia, que minimicen la disposición de recursos y maximicen el valor de las reservas.

5.1.2 Conceptos básicos

5.1.2.1 Incremento de la productividad

El área de contacto entre un pozo horizontal y el yacimiento es considerablemente mayor en relación con el área expuesta del yacimiento en un pozo vertical o multilateral en donde el flujo de fluidos hacia el pozo se ve limitado en mayor medida ya que la producción está fuertemente relacionada con el área de contacto con el yacimiento. El resultado en pozos horizontales es la mayor área de contacto con el yacimiento que permite producir mayores volúmenes de aceite y gas.

La mecánica de flujo en el yacimiento define el flujo de aceite y gas dentro del mismo. En el caso de los pozos verticales y/o direccionales, los fluidos invaden el pozo obedeciendo las reglas de la teoría de flujo radial, bajo la cual el área disponible para la entrada de los fluidos disminuye al aproximarse estos al pozo, lo que representa un mayor consumo de la energía del yacimiento al incrementarse la restricción al flujo para una unidad de volumen dado de fluidos producidos.

En el caso de los pozos horizontales, estos se encuentran más influenciados por la teoría de flujo lineal, principalmente en la zona cercana al pozo y durante la etapa temprana de producción. En este tipo de flujo se logra un uso más eficiente de la energía del yacimiento, lo que también influye de manera positiva en el factor de recuperación total.

5.1.2.2 Tipos de pozos horizontales

En muchos casos se considera a la perforación horizontal como un caso particular de la perforación direccional que se presenta cuando el ángulo que separa a la trayectoria del pozo de la vertical supera los 80°. No obstante, en el caso de la producción de hidrocarburos en lutitas, la perforación horizontal adquiere el carácter de esencial y no solo como una alternativa dada la necesidad de mejorar al máximo la productividad de los pozos.

Aunque no existe una definición formal para la perforación horizontal, esta se puede considerar como el proceso de perforar un pozo que se inicia desde la superficie como un pozo vertical o desviado, el cual se extiende desde la superficie hacia un objetivo en el subsuelo por encima del yacimiento llamado "kickoff Point" o punto de salida. A partir del cual se aleja en un arco para intersectar el yacimiento en un "entry point" o punto de entrada para después continuar en una tangente cercana a la horizontal manteniéndose parcial o totalmente dentro del yacimiento hasta que se alcanza una ubicación o longitud deseada⁽³⁴⁾.

Se ha desarrollado una clasificación de acuerdo al arco del radio descrito por el pozo a medida que pasa de la vertical a la horizontal. De acuerdo con lo anterior existen 5 tipos esenciales cada uno con pequeñas variantes. Los cuales son⁽³⁴⁾:

1. De radio ultra corto.
2. Radio corto.
3. Radio medio.
4. Radio largo.

A partir de las características se establecen términos que describen la construcción del pozo y por lo general se utilizan abreviaturas que describen las mismas y que son de uso común en la literatura así como en los documentos técnicos.

Tabla 5.1-

Abreviatura	Representa	Significa
TVD	Profundidad vertical total	Profundidad total alcanzada a lo largo del punto de inicio del agujero que es perpendicular a la línea de la superficie terrestre
MSD	Profundidad medida	Distancia total perforada a lo largo del agujero. En un pozo vertical, esta medida es igual a la TVD
HD	Desplazamiento horizontal	Distancia total perforada a partir del inicio de la porción horizontal del pozo.

5.1.2.2.1 Radio ultra corto

En este sistema el ángulo cercano a los 90° se construye en un intervalo de solo unos cuantos pies de desplazamiento horizontal en base a un arco de radio de uno a 3 pies. Una vez que se alcanza la profundidad deseada para desviar la trayectoria del pozo hacia la horizontal, se introduce una cuña desviadora hasta el fondo del pozo previamente ampliado, posteriormente se coloca un brazo hidráulico que guiará la punta de la tubería hacia la pared del pozo. La formación se perfora usando un jet a alta presión.

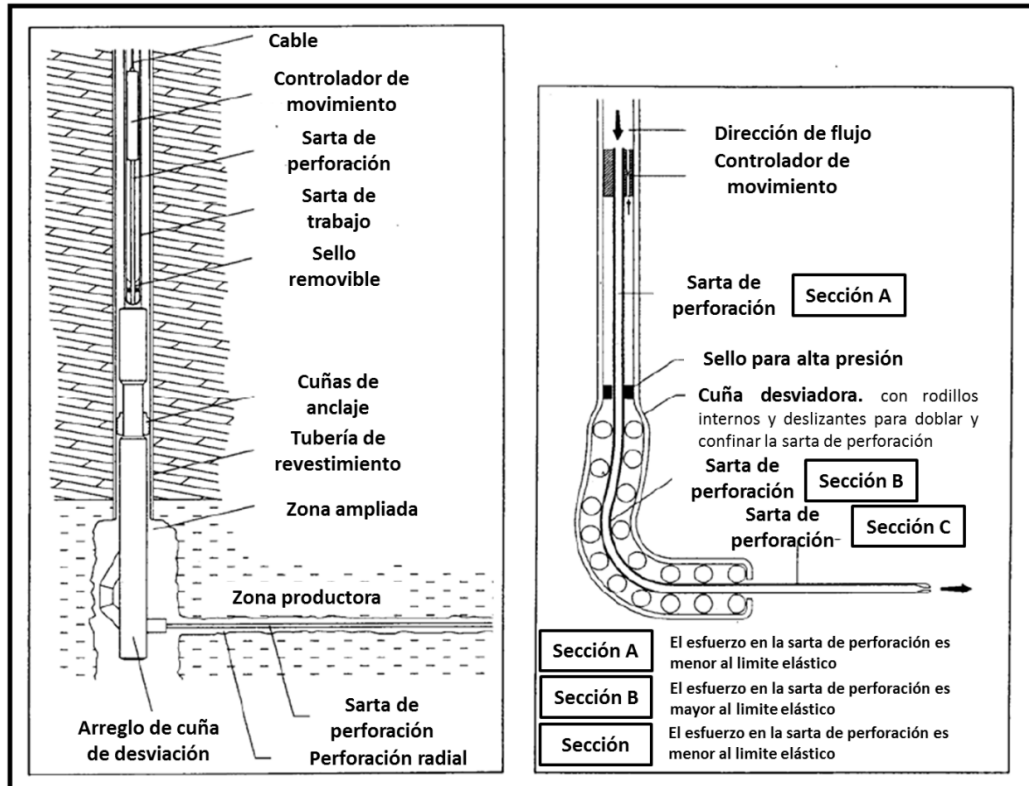


Figura 5.6- Esquema del sistema de perforación de radio ultra corto. (Modificado de Horizontal and Directional Drilling. Richard S. Carden, Robert D.) ⁽³⁵⁾

5.1.2.2.2 Radio corto

Un pozo de radio corto tiene un arco de radio que va desde los 3 hasta los 40 pies. Normalmente un pozo de este tipo se elige por 4 causas principales 1) cuando se necesita colocar la tubería de revestimiento muy cerca de la zona productora, 2) para colocar algún sistema de levantamiento artificial tan cerca como sea posible de la zona productora, 3) para minimizar la cantidad de metros a perforar en la construcción de la curva y 4) para minimizar el inicio de la sección horizontal, ya que el espacio dentro del yacimiento puede estar reducido. En este tipo de pozos por lo general el incremento del ángulo llamado “build rates” desde la vertical, es de 3 grados por cada pie perforado.

5.1.2.2.3 Radio medio

Los pozos de radio medio tienen arcos de entre 200 y 1000 pies con un incremento de 8° a 30° por cada 100 pies. Se trata de los pozos más comunes, especialmente en pozos terrestres, debido a que se puede alcanzar una mayor longitud horizontal y se tienen mayores alternativas de terminación.

5.1.2.2.4 Radio largo

Los pozos de radio largo tienen arcos de 1000 a 2500 pies con incrementos de hasta 6° por cada 100 pies. Estos pozos se pueden perforar usando cualquiera de las herramientas y métodos convencionales de perforación y/o los sistemas de orientación más nuevos. Estos

pozos no son adecuados para extensiones de menos de 160 acres debido a sus bajas tasas de construcción. En la **Figura 5.7**, se muestra un esquema de las características principales de estos pozos.

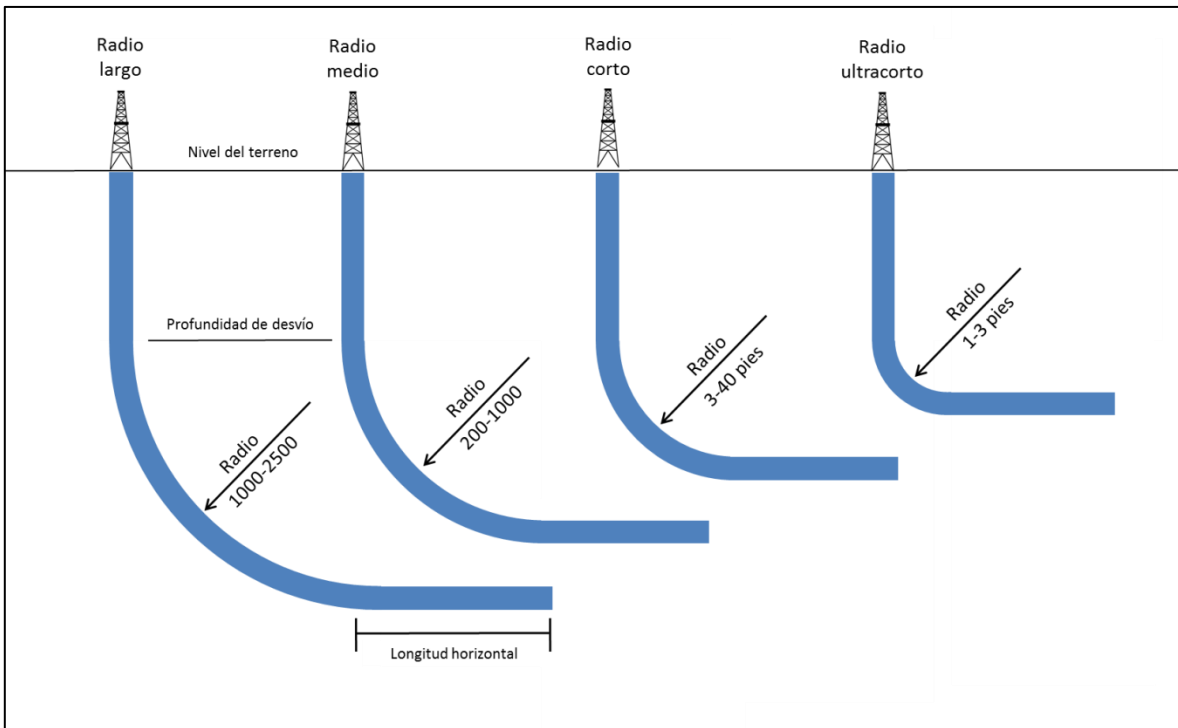


Figura 5.7- Forma de los pozos horizontales.

5.1.3 Diseño de los pozos horizontales.

La perforación horizontal es aplicable en una amplia gama de profundidades y espesores de la formación. Se han perforado secciones horizontales en formaciones con espesores que van desde los 2500 pies hasta menos de 15 pies. El procedimiento consiste en evaluar el estrato que contiene los hidrocarburos cuidadosamente para posteriormente seleccionar la longitud correcta de la sección horizontal y encontrar la mejor posición para la misma dentro del yacimiento, lo que incluye la localización areal dirección y la profundidad relativa a los límites de la formación. Uno de los objetivos que se persiguen cuando se perfora horizontalmente, es colocar la sección horizontal paralela a la interface de los fluidos en el yacimiento y perpendicular a la dirección preferente de fractura, con lo que se asegura la mayor eficiencia en los trabajos de fracturamiento y terminación.

El radio de giro adecuado se selecciona evaluando tanto la profundidad como la distancia horizontal hasta el objetivo. El perforar una sección vertical más larga resulta menos complicado pero origina la necesidad de realizar un radio de giro más corto y este es más complicado debido a la alta tasa de construcción del ángulo. Al igual que en los pozos de radio largo se incrementan los problemas de limpieza del pozo y de incremento en el torque

y resistencia conforme aumenta la profundidad. En consecuencia es necesario tener un buen conocimiento del diseño y uso de los ensambles de fondo.

La localización superficial así como el punto de inicio de giro, se deben ubicar en base al radio de giro del pozo, que establece la distancia vertical y horizontal a la que se encuentra el punto del yacimiento en el que se desea contactar el pozo considerando los pros y contras de la longitud del radio elegido. El diseño se completa con la selección de los límites de la forma y del objetivo, la selección de las profundidades de las tuberías de revestimiento y finalmente los procedimientos de terminación.

5.2 Fracturamiento hidráulico

El FH no es una herramienta nueva en la industria de la extracción de los hidrocarburos, la SPE (30) estima en más de 2.5 millones los trabajos de fracturamiento realizados hasta el año 2012 a nivel mundial, de estos, casi la mitad se encuentran en EU. Otras fuentes estiman en más de 2 millones el número de pozos que han sido sometidos a este tratamiento también en EU. Actualmente casi el 90% de los pozos terrestres terminados en este mismo país, son fracturados hidráulicamente.

Las primeras operaciones formales de FH se realizaron en el año de 1949 en campos de Oklahoma y Texas por parte de la compañía Halliburton, aunque sus primeros antecedentes se remontan hacia la década de 1860, cuando en base al simple principio de romper la roca que contiene a los hidrocarburos, se utilizó nitroglicerina para la estimulación de pozos poco profundos en los estados de Pensilvania, New York, Kentucky y West Virginia. No obstante su peligrosidad y que las operaciones se realizaban de manera ilegal, se demostró su efectividad, al lograr incrementar el flujo de aceite. No obstante, fue hasta la década de 1930 cuando se empezó a considerar la idea de inyectar un fluido no explosivo y al mismo tiempo se comprendió el concepto de “presión de separación” o de fractura y como se alcanza esta al inyectar un fluido a presión en la roca, generando una fractura que aumenta los canales de flujo que mejoran la productividad de los pozos. Sin embargo, no se tuvo un real entendimiento del fenómeno hasta que Floyd Farris de Stanolind Oil and Gas Corporation (Amoco) publicó un profundo estudio, donde se establece la relación que existe entre el comportamiento de producción de un pozo y las operaciones de cementación e inyección de agua, que producen rompimiento de la formación productora.

En 1947 se realizó la primera operación de FH de forma experimental, usando napalm (mezcla de gasolina y otros fluidos del petróleo con un agente espesante) como fluido fracturante, en el campo Hugoton en el estado de Kansas por parte de la compañía Amoco (**Figura 5.8**), sin que se apreciase beneficios significativos.



Figura 5.8- Primer FH experimental en el campo Hugoton, Kansas 1947. (Tomada de Hydraulic Fracturing Hystory of and enduring Technology)⁽³⁶⁾

En el año de 1949 se emite la primera patente y se otorga un permiso especial a la compañía Halliburton para realizar el nuevo procedimiento de FH. Las dos primeras operaciones de FH se realizaron de manera simultánea el 17 de marzo de 1949 en los condados de Stephens Oklahoma y Archer Texas respectivamente (**Figura 5.9**). Se usó una mezcla de gasolina y aceite crudo como fluido fracturante y arena. Para la primera mitad de la década de 1950 ya se realizaban alrededor de 3000 operaciones de FH solo en EU. Actualmente es muy común que se realicen fracturamientos múltiples que van de 8 hasta las 40 etapas en un solo pozo. Se estima que las operaciones de FH han incrementado las reservas recuperables en 30 y 90 % para el aceite y gas respectivamente solo en EU.

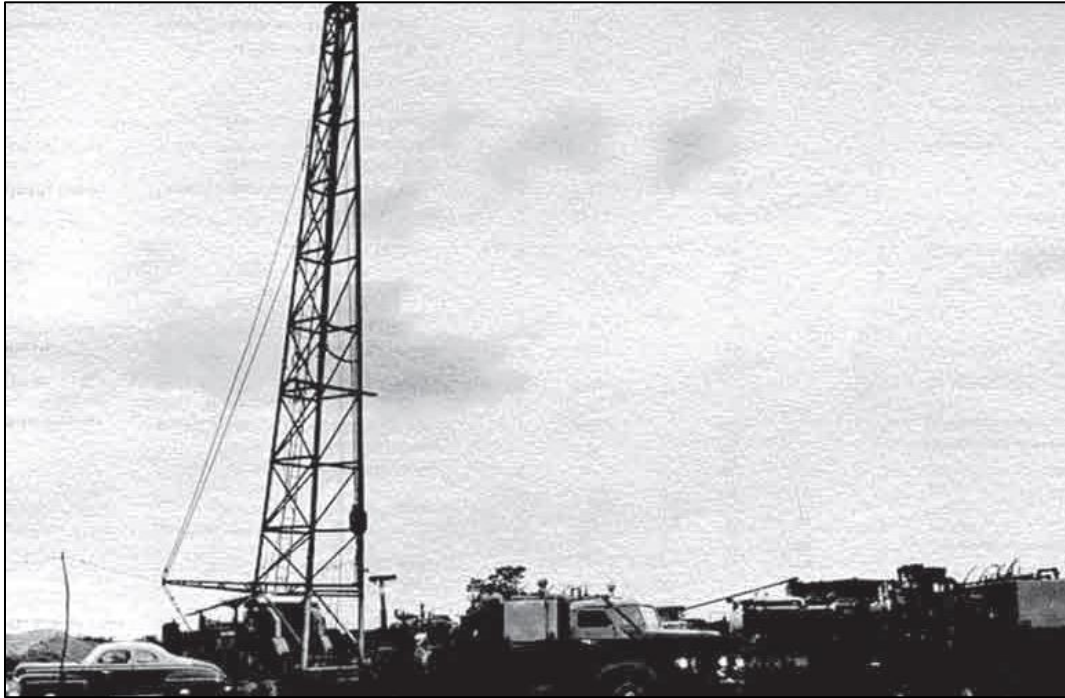


Figura 5.9- Primeras operaciones formales de FH en el año de 1949. (Tomada de Hydraulic Fracturing Hystory of an enduring Technology).⁽³⁶⁾

5.2.1 Conceptos básicos

La capacidad de un pozo para producir hidrocarburos o recibir fluidos de inyección está limitada por la permeabilidad natural del yacimiento, y por los cambios resultantes de la perforación terminación, y reparación de pozos cercanos. Para incrementar esta capacidad productiva del pozo se han desarrollado técnicas de estimulación, que al aplicarse, incrementan o restituyen las propiedades que contribuyen a la capacidad de flujo de las formaciones en la vecindad del pozo.

El FH consiste en agregar energía a la formación con el fin de crear, propagar y mantener fracturas abiertas que sirvan como canales preferenciales al flujo de los hidrocarburos del yacimiento. El proceso involucra la inyección de fluidos especiales dentro de la formación. El incremento en el gasto de inyección, genera un incremento en la presión diferencial y esta a su vez esfuerzos proporcionales dentro de la formación que aumentan en el mismo sentido. Si se mantiene el incremento en el gasto, eventualmente se alcanzará el esfuerzo máximo que puede soportar la formación antes de fracturarse y separarse físicamente. De lo anterior se concluye que es la presión y no el gasto lo que crea las fracturas, el gasto solo es un medio para la creación de la presión. Es decir, se puede alcanzar la presión de fractura a gasto constante de inyección, una vez que se alcance el volumen de fluido inyectado necesario para lograr el incremento de la presión.

El fluido se bombea en la formación hasta alcanzar presiones que exceden la presión de fractura a la que la roca se rompe. Para acceder a la zona a estimular, se perfora (dispara) la

tubería a través del intervalo y se utilizan tapones, para aislar el intervalo de otras zonas abiertas. Este intervalo es entonces presurizado hasta conseguir la ruptura de formación o presión de iniciación de la fractura.

5.2.1.1 Generación de la fractura

El tamaño, la orientación de una fractura y la magnitud de la presión necesaria para crearla, son dictados por el esfuerzo in situ de la formación. El campo de esfuerzos puede ser definido por tres tensiones compresivas principales, orientadas perpendicularmente entre sí, (**Figura 5.10**). Los tres principales esfuerzos de compresión (flechas azules) son: esfuerzo vertical (σ_V) y esfuerzos horizontales máximo y mínimo (σ_{Hmax} y σ_{Hmin}). Las fracturas hidráulicas se abren en la dirección del menor esfuerzo principal y se propagan en el plano de los esfuerzos mayores e intermedios.

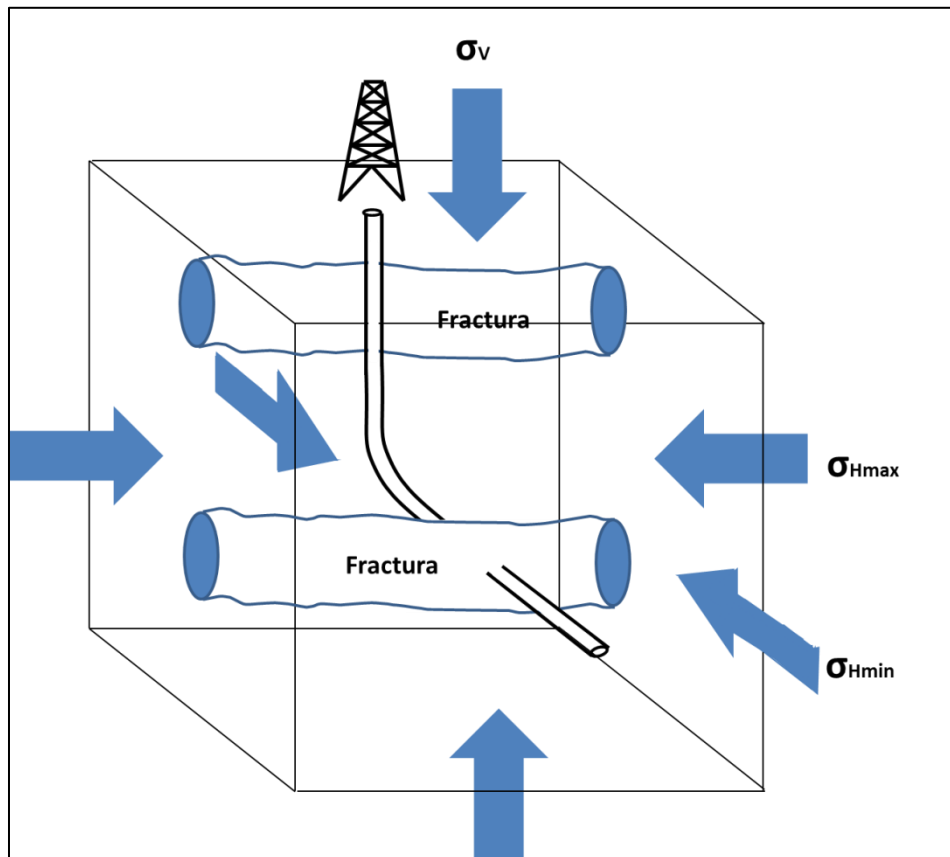


Figura 5.10- Esfuerzos in situ y propagación de la fractura hidráulica ⁽³⁷⁾.

Las magnitudes y orientaciones de estos tres esfuerzos principales se determinan por el régimen tectónico y la profundidad de la región, la presión de poro y propiedades de las rocas, que determinan cómo se transmite y distribuyen los esfuerzos entre formaciones.

La tensión in situ controla la orientación y dirección de la propagación de las fracturas hidráulicas. Las fracturas hidráulicas son fracturas de tensión, y se abren en la dirección de

menor resistencia. Si el esfuerzo compresivo máximo es la sobrecarga del suelo, entonces las fracturas son verticales, extendiéndose de forma paralela al esfuerzo máximo horizontal cuando la presión de fractura supera el esfuerzo horizontal mínimo.

Los tres esfuerzos principales aumentan con la profundidad. La tasa de aumento con la profundidad define el gradiente vertical. El esfuerzo vertical principal, comúnmente llamado esfuerzo de sobrecarga, es causado por el peso de la roca que cubre un punto de medición. Su gradiente vertical se conoce como gradiente litostático. Los esfuerzos horizontales mínimos y máximos son los otros dos esfuerzos principales. Sus gradientes verticales, los cuales varían de acuerdo con la cuenca y la litología, son controlados por los esfuerzos locales y regionales, sobre todo a través de la tectónica.

Durante un tratamiento de estimulación (**Figura 5.11**) se bombea un fluido dentro de la zona objetivo de estimulación a un gasto (cuadros azules), y presión Preestablecido (línea roja), en esta se forma un pico a la presión de fractura y posteriormente cae, esto es un indicativo de que la roca se ha fracturado. Se detiene el bombeo y la presión disminuye por debajo de la presión de cierre. Durante un segundo ciclo de bombeo, la fractura se abre nuevamente a una presión de reapertura la cual es mayor que la presión de cierre. Después del bombeo la fractura se cierra y la presión disminuye. La presión inicial de poro es la presión ambiente u original en la zona del yacimiento.

El peso del fluido encima del punto de medición en cuencas de presión normal origina la presión de poro in situ. El gradiente vertical de poro es el gradiente de presión hidrostática. Sin embargo, presiones de poro dentro de una cuenca puede ser menor o mayor que las presiones normales y se designan como bajo presión o sobrepresión, respectivamente.

En la superficie, una caída repentina en la presión indica el inicio de la fractura, ya que el fluido penetra dentro de la formación fracturada (a la cual, no podía ingresar a una presión menor). Para romper la roca en el intervalo objetivo, la presión de inicio de la fractura debe superar la suma del esfuerzo principal mínimo más la resistencia a la fractura de la roca.

Para encontrar la presión de cierre de la fractura, se permite que la presión disminuya hasta que se indica que la fractura se haya cerrado de nuevo (**Figura 5.11**). La presión de reapertura de la fractura represionando la zona hasta alcanzar el nivel de presión que indica que la fractura ha sido reabierta. Las presiones de cierre y de reapertura están controladas por el mínimo esfuerzo compresivo principal. Por lo tanto, las presiones de fondo de pozo inducido deben exceder el esfuerzo principal mínimo para extender la longitud de la fractura.

Una vez que se presenta el inicio de la fractura, se presuriza la zona para el tratamiento de estimulación planificado. Durante este tratamiento, la zona está presurizada a la presión de propagación de la fractura, que es mayor que la presión de cierre de la fractura. Su

diferencia es la presión neta, que representa la suma de la caída de presión por fricción y la resistencia a la fractura de punta a la propagación.

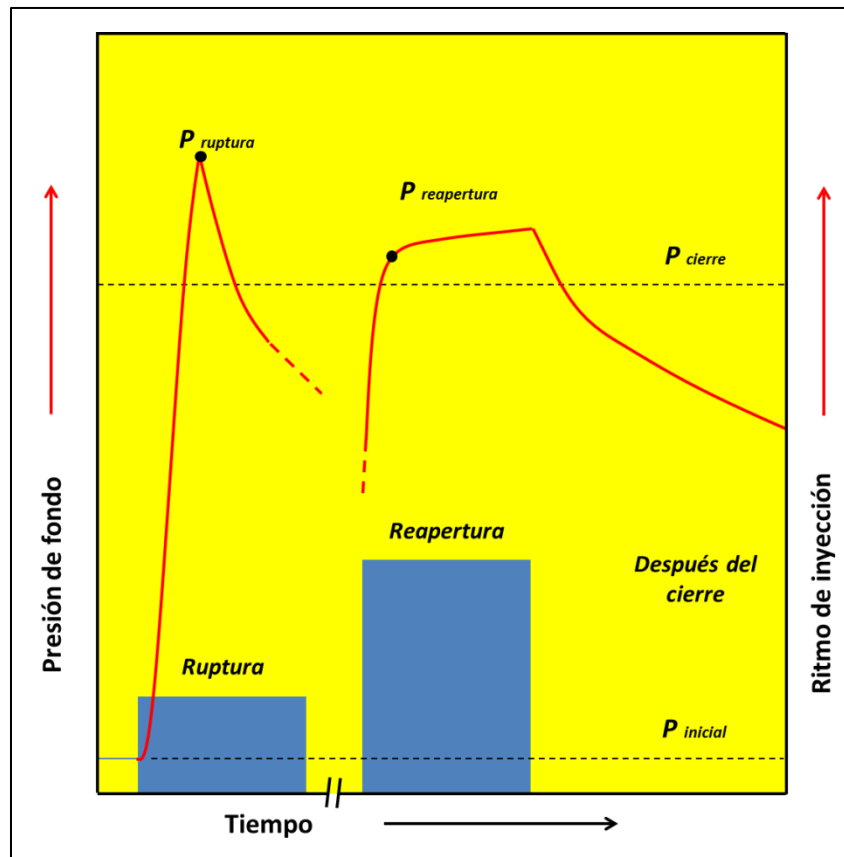


Figura 5.11- Presión de fractura ⁽³⁷⁾.

5.2.1.2 Apuntalantes

La presión neta impulsa el crecimiento de la fractura y obliga a las paredes de la fractura a separarse, creando un espacio suficiente para permitir la entrada del fluido fracturante compuesto de fluidos y apuntalantes sólidos que mantienen la fractura abierta después de detener el bombeo.

Una vez que se detiene el bombeo, la presión en el interior de una fractura disminuye conforme los líquidos fluyen ya sea nuevamente hacia el pozo o se pierda hacia la formación. Esta caída de presión ocasiona que la fractura se cierre nuevamente. Para asegurarse que las fracturas permanezcan abiertas, se inyectan materiales adicionales como apuntalantes, dependiendo de la litología de la formación. En arenisca o lutitas, se inyecta arena o partículas especialmente diseñadas para mantener las fracturas abiertas. Existen varios tipos de apuntalantes de acuerdo con su origen que les confieren características particulares. (Figura 5.12)

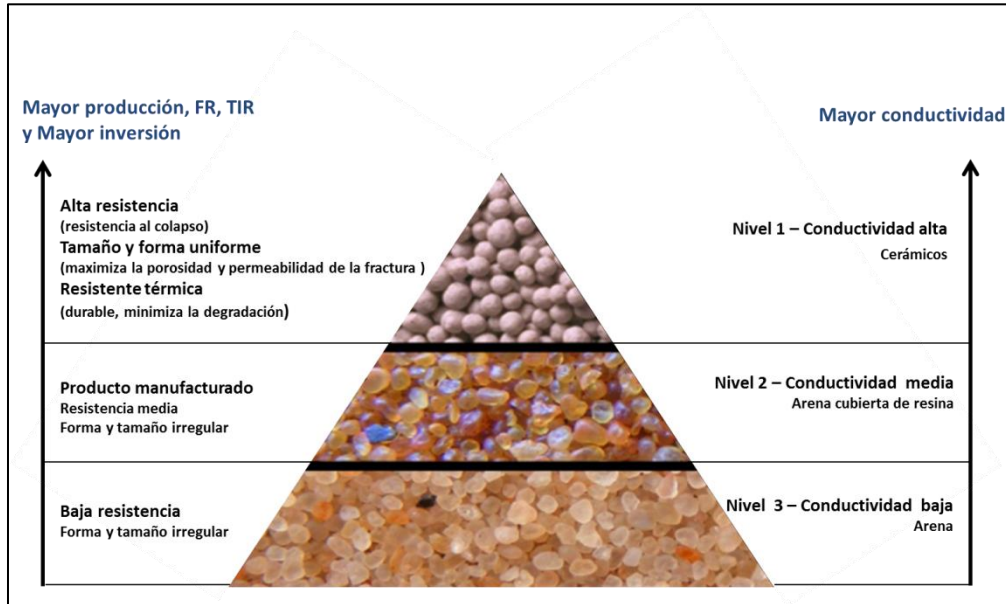


Figura 5.12- Jerarquización de algunos tipos de apuntalantes ⁽³⁸⁾.

En las formaciones de carbonato, se inyecta ácido en las fracturas que disuelve parte de las paredes de la formación, creando rugosidad artificial.

El tratamiento de estimulación termina cuando se ha completado el programa planificado de bombeo o cuando un aumento súbito de la presión indica que se ha presentado un arenamiento. Que consiste en un bloqueo causado por el aumento en la acumulación, la agrupación o el alojamiento de la agente de sostén en todo el ancho de la fractura lo que restringe el flujo de líquido en la fractura hidráulica.

5.2.1.3 Control de las operaciones

Durante la estimulación se mantiene una tasa constante de inyección de fluido. El volumen inyectado incluye el volumen adicional creado durante la fractura y la pérdida de fluido a la formación por la filtración del fluido a través de la pared permeable de la formación. Sin embargo, la tasa de pérdida de fluido en la punta de la creciente fractura es extremadamente alta. Por lo tanto, no es posible iniciar una fractura con apuntalante en el fluido de fracturamiento debido a que la alta pérdida de líquidos haría que el agente de sostén en la punta de la fractura adquiriera la consistencia de un sólido seco, haciendo de puente y condiciones arenamiento. En consecuencia, se debe bombear algo de volumen de fluido limpio-como colchón o bache antes de que cualquier apuntalante sea bombeado.

Cuando se diseña un tratamiento de fracturas hidráulicas, se deben establecer el ritmo de pérdida del fluido fracturante y el volumen del bache en relación con el momento de la suspensión y la inyección de agente de sostén para que cuando la fractura alcanza su longitud diseñado, altura y anchura, la primera partícula de agente de sostén alcanza el punta de la fractura. Para diseñar un buen trabajo de FH, se debe entender cómo el ritmo de

bombeo y las propiedades del fluido afectan geometría de la fractura hidráulica y la propagación dentro del campo de esfuerzos in situ para lograr una longitud de fractura apuntalada adecuada.

Las compañías Operadoras diseñan tratamientos de estimulación para controlar la propagación de fracturas y para asegurar que la fractura hidráulica se mantenga dentro del yacimiento y no se propague hacia formación adyacente. Para reducir este riesgo, se debe vigilar y controlar el crecimiento de la fractura. Ya que el fluido fracturante ocasiona el rompimiento de la roca y el crecimiento de la fractura, se desprenden pequeños fragmentos de causando pequeños emisiones sísmicas, llamada microsismos. Con métodos geofísicos es posible ubicar los microsismos superficie. El análisis de los datos microsísmicos proporciona a los operadores información sobre la eficacia de los tratamientos de estimulación hidráulica. El Monitoreo de microsismos en tiempo real puede permitir ajustar las operaciones durante la ejecución para mejorar la eficacia del tratamiento. Los datos de laboratorio y de campo han demostrado que estos microsismos mantienen la tendencia del crecimiento de las fracturas. En base al conocimiento de la dirección en que la fractura crece, se pueden tomar medidas para dirigir la fractura en zonas preferidas o para detener el tratamiento antes de la fractura crezca fuera de la zona prevista.

La propagación de las fracturas hidráulicas obedece a las leyes de la física. Los esfuerzos in situ controlan la presión, la dirección de inicio de la fractura y el crecimiento. Se debe monitorear cuidadosamente el proceso de estimulación para asegurarse de que se realiza con seguridad y como estaba previsto.

El proceso de FH incrementa el área expuesta de la formación productora en contacto con el pozo mediante la creación de vías de alta permeabilidad que van desde el pozo hacia la formación a una distancia significativa, de esta manera los hidrocarburos y otros fluidos pueden fluir más fácilmente a través de la roca, de la fractura y finalmente hacia el pozo.

En un pozo no fracturado hidráulicamente, el flujo de fluidos hacia el pozo se presenta de manera radial y a través de un área pequeña, mientras que un pozo que si ha sido fracturado, presenta una mayor área de drene a través de las fracturas creadas que representan vías de flujo de alta permeabilidad (**Figura 5.13**).

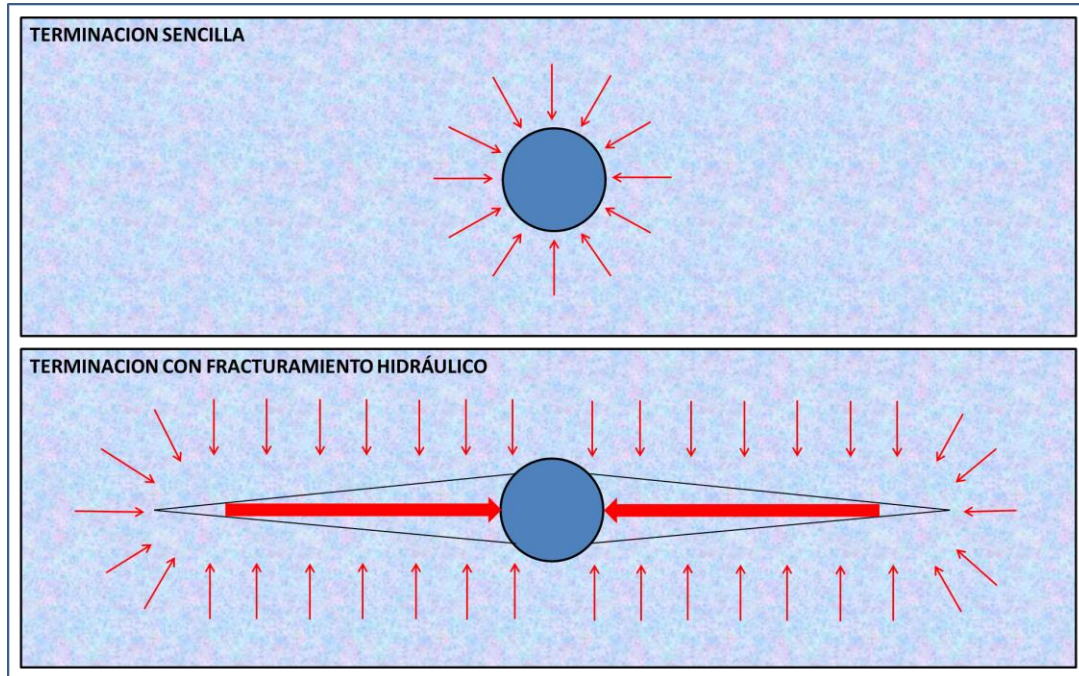


Figura 5.13- Ilustración de un pozo fracturado y no fracturado ⁽³⁹⁾

Con el fin de llevar a cabo una operación de fracturación hidráulica, se debe bombear dentro de tubería de revestimiento un fluido a alta presión. Es necesario que la TR de producción se haya instalado y cementado y que sea capaz de resistir la presión a la que será sometida durante las operaciones de fractura hidráulica. En algunos casos, la TR de producción nunca estará expuesta a alta presión, excepto durante el FH. En estos casos, se puede usar una "sarta de fracturamiento" para alta presión, para aislar la TR de producción y así poder bombear los fluidos dentro del pozo, una vez que la operación ha concluido, se retira la sarta de fracturamiento. Antes de comenzar el tratamiento de la fractura hidráulica, todo el equipo debe ser probado para asegurarse de que está en buenas condiciones de funcionamiento. Todas las líneas de alta presión que conducen de los camiones bomba a la cabeza del pozo deben ser pruebas de presión a la presión de tratamiento máximo. Cualquier fuga debe ser eliminada antes de iniciar el tratamiento de la fractura hidráulica.

Cuando se cumplen estas condiciones, el pozo está listo para el proceso de fracturación hidráulica. El proceso se lleva a cabo en fases predeterminadas que se pueden modificar en función de las condiciones específicas del lugar o si es necesario durante el tratamiento. En general, estas etapas se pueden describir de la siguiente forma:

- **Colchón:** Es la primera etapa del trabajo. La fractura se inicia en la formación específica durante el bombeo inicial del colchón. Desde este punto en adelante, la fractura se propaga en la formación. Por lo general, no se bombea apuntalante durante esta etapa; sin embargo, en algunos casos, se pueden añadir cantidades muy pequeñas de arena en ráfagas cortas con el fin de abrazar o abrir las perforaciones

totalmente. Otro propósito del colchón es proporcionar suficiente volumen de fluido dentro de la fractura para alertar de fugas de fluido hacia las formaciones objetivo, que podrían ocurrir durante el tratamiento.

- Etapas de apuntalante: Después de bombear el colchón, las próximas etapas contendrán concentraciones variables de agente de sostén. El agente de sostén más común es arena ordinaria que ha sido tamizada hasta un tamaño particular. Otros agentes de sostén especializados incluyen bauxita sintetizada, que tiene un grado extremadamente alto de trituración, y agente de sostén de cerámica, que es una apuntalante de fuerza intermedia.
- Desplazamiento: El propósito del desplazamiento es limpiar la etapa anterior cargada de arena a una profundidad justo por encima de las perforaciones. Esto se hace para que la tubería no se quede llena de arena, por lo que la mayor parte del agente de sostén bombeado terminarán en las fracturas creadas en la formación específica. La etapa de desplazamiento es donde el último fluido se bombea en el pozo. A veces, este fluido es agua pura sin aditivos, o puede ser el mismo fluido que se ha bombeado en el pozo hasta ese punto en el tiempo.

En pozos con grandes intervalos productores tales como los pozos horizontales, este proceso se puede realizar en múltiples etapas o ciclos, trabajando desde la parte inferior a la parte superior del intervalo productivo. Esto permite un mejor control y seguimiento del proceso de fractura.

5.3 Fracturamiento hidráulico en yacimientos de Shale Gas/Oil

Mientras que en un yacimiento convencional el objetivo de un tratamiento de FH consiste en incrementar la conductividad de la fractura al generar fracturas de dos alas, en un yacimiento de Shale Gas/Oil, el objetivo es incrementar el área de la superficie de contacto con el área productora a través de la creación de una densa red de fracturas o una extensa ramificación de las mismas.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la gran heterogeneidad que presentan las lutitas en cuanto a sus propiedades petrofísicas puede significar una marcada diferencia en el comportamiento de producción incluso entre pozos vecinos, debido a las diferencias, en su contenido de TOC, fragilidad y permeabilidad. Debido a lo anterior puede no ser posible extrapolar la técnica de terminación de un área, a otra e incluso de un pozo a otro. Entre los efectos derivados de la heterogeneidad de las formaciones en estos yacimientos se encuentra la baja productividad de los pozos e incluso que el pozo una vez terminado resulte seco. Para minimizar estos riesgos, se recurre a la perforación horizontal y a las técnicas de fracturamiento multietapas. Para poder identificar los intervalos con el mayor potencial productivo y focalizar el fracturamiento en los mismos, se realiza una caracterización detallada antes de realizar el trabajo de fracturamiento. Cada una de las

etapas puede presentar un diseño particular dependiendo de sus características propias derivadas de la heterogeneidad propia de la formación.

Algunos yacimientos en lutitas presentan fracturamiento natural que puede contribuir a mejorar el flujo de fluidos mientras que en otros, carecen de estas fracturas. Un indicio que nos puede ayudar a identificar estos últimos es la presencia de presiones anormales. Otro punto de interés es determinar si las pequeñas fracturas naturales y los planos de debilidad en la matriz de la lutita contribuyen a mejorar la permeabilidad y ayudan a crear fracturas hidráulicas de ramas ortogonales múltiples. Por otra parte, las fracturas naturales a gran escala y las fallas son perjudiciales en la mayoría de los casos ya que pueden limitar el crecimiento lateral efectivo de la fractura absorbiendo energía del FH e incluso en ocasiones pueden servir como canales preferentes al agua.

Al realizar un tratamiento de FH en un yacimiento de Shale Gas/Oil se busca generar tanto una red de fracturas y una densidad de las mismas, que sean tan grandes como sea posible, para lograr la máxima área de contacto con el yacimiento y la mayor recuperación, lo que debe contribuir a incrementar la rentabilidad de las operaciones. Mediante el mínimo espaciamiento entre los pozos se contribuye a mejorar el drenaje de los fluidos del yacimiento. Para lograr este objetivo se diseñan y ejecutan operaciones de FH multietapas de corto espaciamiento en pozos horizontales lo más cercanos posible, hasta 120 m.

Prácticamente todos los pozos de Shale Gas/Oil son sometidos a FH multietapas en durante su terminación, esta consiste en:

1. Aislamiento del intervalo para separar cada intervalo a tratar.
2. Inicio del método de perforación/fractura.
3. Tratamiento de fracturamiento.

Los métodos primarios de aislamiento usados en los pozos fracturados son:

- Agujero abierto (sin aislamiento, en una sola etapa).
- Entubado y cementado.
- Entubado, sin cementar con aislamiento mecánico (empacadores hinchables o mecánicos) o camisas deslizables utilizando empacadores inflables.

Los beneficios del fracturamiento multietapas incluyen reducción de la pérdida de fluidos y su posible daño a la formación debido al uso de geles y fluidos reactivos, además de la pérdida de los agentes de sostén hacia intervalos que no son de interés, aumento del volumen de contacto y disminución de costos.

La terminación en pozos entubados y cementados proporcionan un alto grado de control sobre la exactitud del fracturamiento en el intervalo deseado, mientras que una terminación

en agujero descubierto ofrece una mayor oportunidad de acceso a una área mayor a estimular en el intervalo elegido. Se pueden utilizar empacadores de tipo mecánico o inflables para aislar el intervalo de interés, siendo los primeros más utilizados en terminaciones de pozo entubado y cementado mientras que los empacadores del segundo tipo se recomiendan para formaciones mal consolidadas y/o en agujero descubierto debido a que ejercen menos presión sobre las paredes de la formación. El flujo restringido cerca del pozo que se presenta a lo largo del perímetro del espacio anular cementado antes de que el plano de fractura sea intersectado, se puede evitar completamente con terminaciones en agujero descubierto y en pozos cementado puede ser minimizado con el uso de cemento soluble en ácido.

5.3.1 Métodos de colocación de la fractura

Dadas las características que presentan los yacimientos en lutitas, la selección del método adecuado para la colocación de las fracturas adquiere una importancia tal que puede determinar el éxito o el fracaso económico del pozo perforado debido a que influyen parámetros tales como el ancho de las laminaciones, el TOC y la fragilidad y la técnica de aislamiento del intervalo que se va a emplear, los cuales se dividen en los siguientes grupos que son usados de manera habitual.

5.3.2 Perf-and-Plug Process

Se trata de una técnica utilizada en pozos entubados y cementados. Consiste en el bombeo y colocación en una zona cercana al fondo del pozo de un tapón y las pistolas de perforación, el tapón se fija, se disparan las pistolas y las herramientas se retiran del pozo. Se coloca otro tapón más arriba para aislar la zona y se realiza el tratamiento de estimulación. El tapón inferior desvía los fluidos inyectados hacia las perforaciones. Una vez completada la etapa se inicia con la siguiente moviéndose hacia arriba a la siguiente zona de interés y se repite el mismo procedimiento. Una vez que se han realizado todas las etapas de tratamiento, los tapones son perforados. Debido todos los pasos a seguir en una terminación de este tipo, este método es el que consume más tiempo, con todos los inconvenientes que esto puede acarrear. Sin embargo es un método altamente flexible y es la de más amplio uso en el desarrollo de los yacimientos de shale Gas/Oil.

5.3.3 Coiled Tubing Process

Este proceso se realiza con tubería flexible que permite controlar con precisión el proceso de fracturamiento mediante una corriente de alta presión de agua y arena (sustentante) que se utiliza para perforar la TR y el pozo hacia el yacimiento (Perforación Jet). La fractura se inicia en el sitio de la inyección y se extiende hasta la formación. Los fluidos inyectados a alta velocidad ayudan a remover minerales solubles al ácido en la mayor parte de la lutita así como las fracturas rellenas de mineral, mejorando la difusividad del gas en la red de fracturas. Esta técnica elimina la necesidad de utilizar línea de acero para las perforaciones y la colocación de tapones convencionales. Esto reduce considerablemente el tiempo de

terminación o reduciendo los tiempos muertos o no productivos asociados a las operaciones necesarias para la bajada de las pistolas y su accionamiento, la colocación de los tapones y el cierre de las bombas. La exactitud de este método puede ayudar en la respuesta de producción del pozo.

5.3.4 Sliding-Sleeve Processes

Este tipo de terminación representa una alternativa a la cementación y perforación convencional. El sistema Sliding-Sleeve se despliega como una parte de la TR de producción, un colgador de liner puede asegurar un sello adecuado. La sarta incluye puertos de fracturamiento y empacadores de agujero abierto espaciados según las especificaciones. Los empacadores se accionan por medio de mecanismos hidráulicos, químicos o mecánicos. Los empacadores aíslan las diferentes secciones del pozo a estimular y se coloca una camisa de circulación entre cada par de empacadores y esta se abre inyectando pelotas de tamaño adecuado. Junto con el fluido fracturante, las pelotas para cada etapa tienen un diámetro menor que la apertura de todas las camisas anteriores pero más grande que el orificio de la camisa que se pretende abrir. El asiento de la pelota ejerce presión en el extremo del ensamble de la camisa de circulación haciendo que se deslice y se abran los puertos de fracturamiento y una vez abierto el fluido se desvía hacia el espacio abierto del conjunto de terminación causando la formación de la fractura.

5.3.5 Ball Sealer Process

Las bolas selladoras representan una tecnología bien establecida para la desviación del fluido durante el tratamiento de estimulación. El proceso diseñado para usar bolas selladoras usa pistolas convencionales de acción selectiva que se mantienen en el pozo durante las operaciones de fracturamiento. A medida que se completa cada una de las etapas de fracturamiento, se bombean bolas selladoras para tapar temporalmente las perforaciones abiertas. Una sola operación de bombeo permite a través de un proceso ininterrumpido y presión positiva en las bolas selladoras lograr un sello efectivo.

5.3.6 Jointed-Tubing Processes

Se trata de una técnica para pozos, entubados y cementados, en la cual se utiliza la Perforación Jet con tapones puente recuperable. Una vez que se ha realizado la perforación de la tubería y el pozo se bombea el tratamiento de fracturamiento por el espacio anular. A continuación, el tapón puente recuperable se mueve hacia arriba hasta justo debajo del siguiente intervalo, y el proceso se repite. Esta variante utiliza tubería enroscada en lugar de tubería flexible. Lo anterior permite colocar tratamientos agresivos mediante barreras inducidas para lograr la más alta conductividad posible cerca del pozo mientras se administra la eficiencia total del proceso. Para realizar la operación se utiliza un arreglo de empacador especial, el cual inicia en el intervalo perforado más profundo, cada intervalo se arma primero con arreglo del empacador montable, lo que elimina las limitaciones de

presión y profundidad. El Tratamiento de fracturación es bombeado a través del diseño de tubo articulado.

5.4 Fluido fracturante

La elección del fluido de fractura está determinada en gran parte en base a los objetivos que se persiguen durante el tratamiento de estimulación, mientras que un fluido a base de agua proporciona una mayor longitud de la fractura y evita potenciales daños a la formación, un gel reticulado o lineal incrementa considerablemente la conductividad de la fractura y el transporte del agente sustentante. Para satisfacer los objetivos antes mencionados se debe considerar la compatibilidad del fluido con la formación, la capacidad de incrementar la conductividad de la fractura por el apropiado transporte del agente sustentante que establezca la apropiada conductividad y finalmente, que evite el daño a la formación. Por otra parte, se debe considerar el aspecto económico, de tal forma que la elección cumpla con el objetivo de rentabilidad y que además sea compatible con la formación. Por ejemplo, en lutitas frágiles y heterogéneas lo más adecuado es generar la mayor complejidad en las fracturas como sea posible, usando agua a un alto gasto como fluido fracturante y por otro lado, en lutitas dúctiles es más importante la colocación de las fracturas lo más cercanas posibles para establecer permeabilidad vertical usando gel a bajo gasto como fluido fracturante. Actualmente se realizan esfuerzos que puedan conducir hacia el uso de fluidos híbridos con el objetivo de obtener los beneficios de ambos fluidos.

5.4.1 Waterfracs

En yacimientos donde el aumento de la longitud de la fractura es el principal objetivo, los fluidos fracturantes a base de agua, también conocidos como slickwater, representan una buena alternativa que permite disminuir los costos económicos de los tratamientos de estimulación debido a que poseen una cantidad considerablemente menor de aditivos, lo que disminuye el riesgo de disminución de la conductividad de las fracturas, debido a que los geles dejan residuos a lo largo de la fractura. Si se maximiza la longitud de la fractura Recientemente se han desarrollado técnicas en las cuales, al inicio del tratamiento se bombean mínimas cantidades de apuntalante con el fluido, esto permite alcanzar mayores longitudes de fracturamiento y solo al final de la operación se añade la mayor parte de la cantidad requerida para mantener abiertas las fracturas. Se ha descubierto además que las formaciones frágiles al ser fracturadas generan escombros o partículas microscópicas como producto de la roca fracturada lo que se convierte en un autoapuntalamiento que mejora la conductividad. Además se ha descubierto que las operaciones de estimulación que usan este tipo de fluidos pueden disminuir la extensión vertical de las fracturas mientras que se maximiza su extensión horizontal, dado que la altura de la fractura es función del ancho de la misma y esta a su vez es función de la cantidad de agente de sostén que se inyecta. Esto se debe considerar en aquellos yacimientos frágiles en los cuales la extensión vertical de la fractura se extiende más allá de los límites del yacimiento y por lo tanto se desaprovecha energía que puede contribuir a generar un mayor volumen de roca objetivo fracturado.

5.4.2 Linear Gel

Un gel lineal está constituido de agua a la que se agrega algún agente gelificante con lo que se mejora el transporte del agente sustentante que cubra la totalidad de la longitud de la fractura evitando que esta se cierre una vez que suspende el bombeo del fluido fracturante y se da por terminada la operación de estimulación. En su diseño se busca que posea una viscosidad media de entre 10 y 30 cP con lo que se mejora la cantidad de sustentante transportado y la amplitud de las fracturas en comparación de un Waterfrac. Sin embargo, este tipo de fluidos puede generar un mayor daño a la formación. Estos fluidos presentan valores de fricción similares a los de un Waterfrac.

5.4.3 Crosslinked gel

Este es un fluido de alta viscosidad a base de agua y un agente reticulante por el cual se maximiza el transporte del agente de sostén. Puede resultar particularmente útil cuando se estimulan pozos en formaciones que son considerablemente sensibles al agua ya que poseen una menor cantidad en comparación con los geles lineales y los waterfracs y permite el bombeo a un menor ritmo con lo que se puede controlar de manera precisa la presión de ruptura de la formación. Aunque por otro lado su costo se incrementa considerablemente debido a la cantidad de aditivos que contiene. Posee valores de viscosidad de entre 100 y 1000 cP.

5.4.4 Hybrid frac

En busca de obtener los beneficios que cada uno de los diferentes fluidos fracturantes proporcionan de acuerdo con sus características, se diseñan operaciones híbridas en las que se bombean dos o más tipos de fluidos que puede iniciar con una etapa de bombeo de wáter frac que proporcione una mayor longitud y complejidad del sistema de fracturas y posteriormente ser desplazado por un sistema gelificado que proporcione las ventajas de una mayor concentración de apuntalante. En algunas formaciones las condiciones de inyección pueden ser extremas debido a las altas temperaturas, que pueden generar rompimiento de la estructura del fluido, por lo que se requieren diseños especiales de los mismos.

Capítulo 6

Manejo del Agua

6.1 Uso del agua

Como hemos visto, el uso de técnicas de FH se ha empleado desde hace casi 70 años sin embargo, en años recientes, tales actividades se han incrementado considerablemente a partir de la necesidad de realizar FH de forma intensiva en pozos horizontales perforados en yacimientos no convencionales tanto de Tight Gas como de Shale Gas/Oil, generando un marcado interés en las posibles consecuencias ambientales y de salud pública que pudiesen derivarse de estas actividades.

El agua es una parte integral de las operaciones de fractura miento hidráulico, sin las cuales no es posible obtener producciones comercialmente aprovechables de hidrocarburos a partir de las lutitas que los contienen. De esta forma es indispensable contar con las fuentes de abastecimiento que garanticen la disponibilidad de la suficiente agua de calidad ya que de esta depende el desarrollo de los recursos de Shale Gas/Oil de los que disponemos. La calidad del agua cobra una mayor importancia debido a que de esta depende, que los diferentes aditivos actúen de la manera deseada en la producción de hidrocarburos en la superficie.

Durante tratamiento de estimulación se completan una serie de etapas que constituyen lo que se ha dado en llamar el ciclo del agua (**Figura 6.1**). En el FH, durante su desarrollo se han identificado potenciales riesgos a continuación se enumeran estas etapas y se puntualizan sus riesgos.

Etapas 1. Donde grandes cantidades de agua se recolectan de las diferentes fuentes de abastecimiento y sus potenciales impactos consisten en la disminución de la cantidad de agua disponible para el consumo humano así como la disminución de la calidad de la misma.

Etapas 2. Una vez que se entrega el agua en la localización, el agua se combina con químicos y el agente sustentante que en conjunto constituyen el fluido fracturante. Durante esta etapa es posible la ocurrencia de derrames y fugas que pueden contaminar las fuentes de agua superficiales y subterráneas si se presentan filtraciones.

Etapas 3. El fluido fracturante se inyecta a la formación a través del pozo generando su rompimiento lo que permite que los fluidos que contiene escapen hacia el pozo y sean

colectados en la superficie. Debido a que el fluido fracturante se bombea a la presión necesaria para alcanzar el rompimiento de la formación, es posible la filtración de este a través de anomalías en el pozo que también pueden alcanzar conductos naturales como fallas y/o conductos artificiales como pozos abandonados. Los mismos conductos a través de los cuales fluyen los fluidos de fractura pueden también servir como vías de migración de sustancias tales como metales o materiales radioactivos originalmente presentes en la formación.

Durante esta etapa se pueden presentar riesgos adicionales debido a un mal diseño y/o ejecución de las operaciones de fracturamiento que pueden dar lugar a uno o varios de los riesgos ya mencionados.

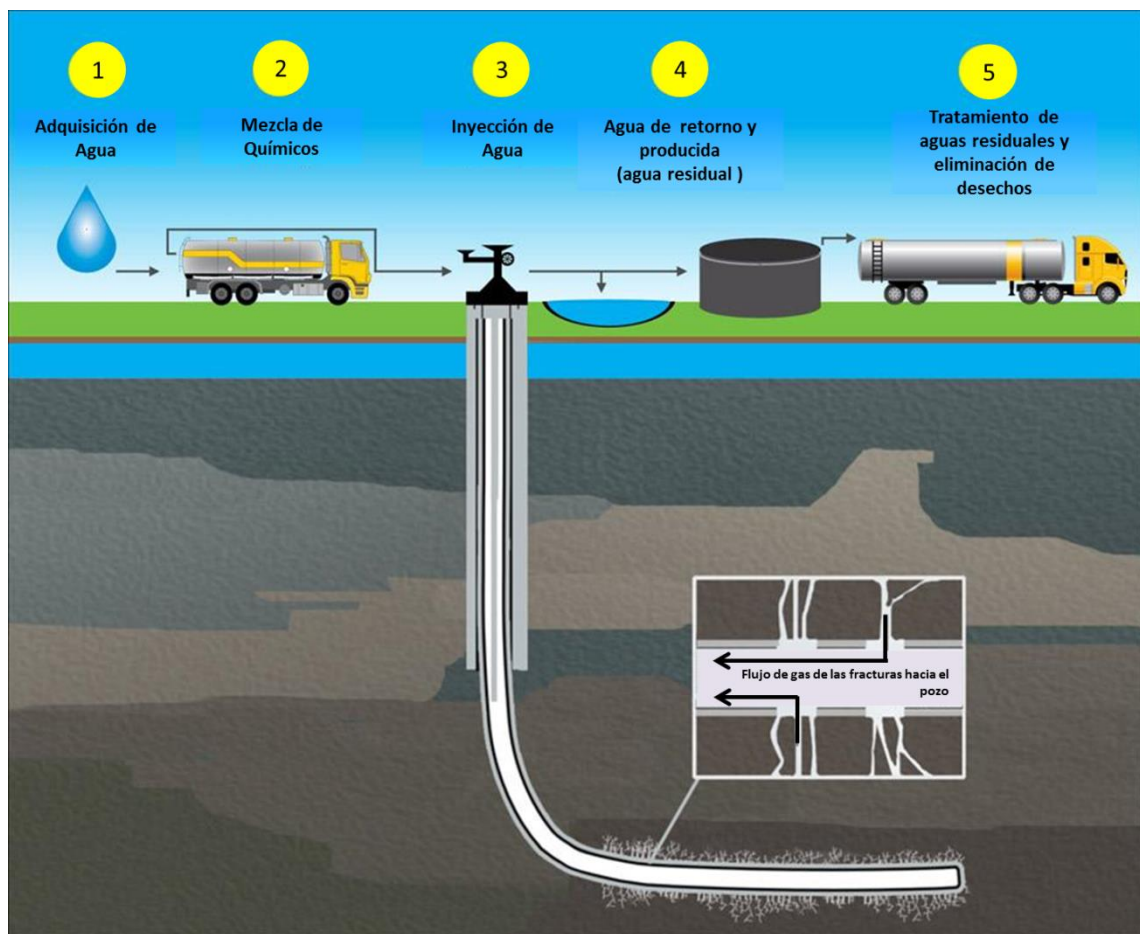


Figura 6.1- Diferentes etapas durante el ciclo del agua en una operación de FH. Modificado EPA's Study of Hydraulic Fracturing and Its Potential Impact on Drinking Water Resources). ⁽⁴⁰⁾

Etapa 4. Cuando se libera la presión en el pozo, el fluido fracturante, el agua de formación y los hidrocarburos presentes comienzan a fluir hacia el pozo. Estos fluidos que contienen aditivos químicos en combinación con sustancias naturales se deben almacenar en un

contenedor apropiado antes de su eliminación o su tratamiento para ser reutilizados. Previene posibles derrames o fugas que podrían contaminar las fuentes de aguas superficiales o subterráneas.

Etapa 5. El agua residual es tratada en una de varias maneras que incluyen pero no se limitan a: inyección en pozos de desecho, tratamiento seguido de su eliminación hacia cuerpos de agua superficiales o su reciclaje con y sin tratamiento para ser usada en futuras operaciones de FH.

6.1.1 Fuentes de agua.

La mayor parte del agua para las operaciones de FH proviene de fuentes superficiales, tales como lagos, ríos y suministros municipales, pero pueden existir fuentes alternativas tales como las aguas subterráneas, recolectadas, recicladas e incluso aguas transportadas al sitio procedente de otras regiones.

Las opciones de suministro de agua dependerán de la cantidad total de agua que se requiere a largo plazo, en base al programa de desarrollo de previsto para la totalidad del área.

La elección dependerá de los requisitos de volumen y la calidad del agua, disponibilidad reglamentaria y física, usos en competencia, y las características de la formación que se va a fracturar (incluyendo la calidad del agua y su compatibilidad con la formación). Es deseable considerar, en primer lugar las aguas residuales de otras instalaciones industriales, seguido por las fuentes de agua subterráneas y superficiales (siempre considerando en primer lugar las aguas no aptas para consumo humano y como última opción las fuentes de agua potable) y siempre al final (por lo menos en los desarrollos a largo plazo y gran escala) los suministros municipales de agua municipal. Sin embargo, esto dependerá de las condiciones locales y la disponibilidad de los recursos hídricos superficiales y subterráneos y en la proximidad de las operaciones previstas. Es importante destacar que no todas las opciones pueden estar disponibles para todas las situaciones, y el orden de las preferencias puede variar de una zona a otra.

Por otra parte, para las fuentes de agua, como las aguas residuales industriales, agua de refrigeración de la planta de energía, o el flujo de reciclado de nuevo de agua y / o agua producida, el tratamiento adicional puede ser necesario antes de su uso para el fracturamiento, que puede no ser posible o factible y puede no dar los resultados necesarios para asegurar el éxito del proyecto.

6.5.1.1 Aguas superficiales

Muchas áreas en desarrollo obtienen sus recursos de agua de las fuentes superficiales, por lo que un desarrollo a gran escala que implica operaciones de FH masivo implica presiones adicionales a las autoridades encargadas de administrar el recurso, teniendo que analizar la conveniencia de aprovechar estas fuentes de abastecimiento en detrimento de otros usos de

mayor impacto directo en las poblaciones como pueden ser la agricultura y el uso doméstico. En todo caso es necesario identificar las fuentes de agua que sean capaces de soportar las actividades de extracción de los hidrocarburos.

En ciertos casos el acceso al agua necesaria requiere de ciertas modificaciones a la estructura de los cuerpos que suministren el recurso, como puede ser el cambio del curso de algún río o la modificación del contorno de algún lago ya sea artificial y/o natural. Lo que requiere de la obtención de permisos y normas establecidas. En ciertos casos puede aprovecharse las crecidas naturales de los ríos y lagos especialmente en épocas de caídas adicionales de lluvia. En muchas ocasiones esta opción podría ser una causa de alivio a problemas de inundaciones en regiones en donde este fenómeno es común y para este objetivo se deben crear depósitos adecuados para su almacenaje en zonas cercanas al área de desarrollo. En todo caso se debe considerar la contraparte a esta situación, es decir, tener en cuenta la disponibilidad de agua en temporada de sequía.

6.5.1.2 Aguas subterráneas

Las fuentes de agua subterráneas pueden contener tanto aguas aptas para el consumo humano como aguas que por su alto contenido de partículas sólidas totales son consideradas de baja calidad así como las aguas salinas que pueden representar un alivio a las necesidades del recuso y no representan presión alguna sobre la disponibilidad de agua disponible para el consumo habitual de las comunidades y de los estados. Por supuesto, esto requiere la perforación de pozos mediante los cuales se extraiga esta agua. Es necesario considerar además que existen zonas en las que estas aguas no son aprovechadas para el consumo humano por lo que ciertos cuerpos de agua podrían ser utilizados sin que se afecte en modo alguno su disponibilidad.

6.5.1.3 Suministros de agua municipales

La obtención de los suministros de agua de los proveedores municipales de agua puede ser considerada, pero siempre en base al análisis, de las necesidades para otros usos de la comunidad que se encuentren por encima de las necesidades de agua para la fracturación. Esta opción podría ser limitado, ya que algunas zonas pueden estar sufriendo de restricciones de suministro de agua corriente, especialmente durante los períodos de sequía, por lo que la fiabilidad a largo plazo de los suministros de los proveedores municipales de agua no está garantizada por lo que necesita ser evaluado cuidadosamente.

6.5.1.4 Aguas residuales y agua de refrigeración en centrales eléctricas

Otras opciones posibles para las fuentes de agua que pueden apoyar las operaciones de FH son las aguas residuales municipales, las aguas residuales industriales y/o planta de energía de agua de refrigeración. Claramente, las especificaciones de esta fuente de agua tienen que ser compatibles con la formación objetivo y el plan para la fractura, así como si es posible tratarlas adecuadamente y si es técnicamente posible y si el resultado puede proporcionar

agua de localidad suficiente para una operación exitosa. En algunos casos, las especificaciones de agua necesaria se podrían lograr con la mezcla adecuada de los suministros de estas fuentes con suministros de fuentes de aguas superficiales o subterráneas. Nuevamente en este caso, se pueden considerar el uso de estas aguas como una alternativa en la solución de un problema cotidiano en ciertas ciudades como es el manejo de las aguas de desecho.

6.5.1.5 Agua del yacimiento y reciclado del agua de retorno

Ambos pueden ser tratados y reutilizados para la fracturación, dependiendo de la calidad del agua. El agua de formación ha estado en contacto con la roca del yacimiento durante millones de años y por lo tanto contiene minerales nativos de la roca del yacimiento. Parte de esta agua de formación se recupera con el flujo de retorno de fluido fracturante una vez terminada la operación, de modo que ambos contribuyen a las características del flujo de retorno de agua. La salinidad del agua puede variar desde salobres (5,000 partes por millón (*ppm*) a 35,000 *ppm* del total de sólidos disueltos (*TSD*), a la solución salina (35,000 a 50.000 *ppm TDS*), a salmuera sobresaturada (50,000 *ppm* > 200,000 *ppm* de *TDS*), lo que determina el tipo de tratamiento y su posible reutilización. Otras características de calidad del agua que pueden influir en las opciones para su manejo, incluyen concentraciones de hidrocarburos (analizados como aceite y grasa), sólidos suspendidos, compuestos orgánicos solubles, hierro, calcio, magnesio, y trazas de constituyentes tales como benceno, boro, silicatos, y posiblemente otros constituyentes.

6.1.2 Manejo y eliminación del agua

Actualmente el manejo del agua producto de las operaciones de FH incluye alguno de los tres procesos siguientes:

1. Inyección en pozos de desecho.
2. Entregada en plantas de tratamiento, donde se remueven los contaminantes hasta conseguir las especificaciones que marca la ley para poder liberarla en la superficie.
3. Reusada o reciclada en futuras operaciones de fracturamiento y/o en algunos otros procesos industriales.

Las opciones de eliminación dependen de una variedad de factores, que incluyen la disponibilidad de zonas de inyección adecuadas y la obtención de permisos correspondientes; la capacidad de las instalaciones de tratamiento de agua comerciales y/o municipales; y la capacidad de cualquiera de los operadores o de las plantas de tratamiento para obtener los permisos de descarga en superficie.

6.2 Químicos usados

El uso de químicos agregados en el fluido fracturante tiene una serie de funciones que van desde la prevención de la corrosión en las tuberías de revestimiento, hasta el transporte de los agentes de sostén que mantienen abiertas las fracturas una vez que se ha terminado la estimulación. El número y la cantidad de químicos agregados en el fluido de fractura dependerán de las características de la formación, del agua y el objetivo principal de la fractura. Cada uno de estos químicos cumple una función específica e incluyen reductores de fricción inhibidores de corrosión y agentes reticulantes entre otros (¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.). Estos aditivos representan porcentajes que se encuentran entre el 0.5 y 2 % del total de la mezcla del fluido.

Debido a que la preparación de cada fluido de fracturamiento varía para satisfacer las necesidades específicas de cada área, no existe una fórmula con una misma cantidad de aditivos en casos similares. En la clasificación de los fluidos de fracturamiento y sus aditivos, es importante darse cuenta de que las empresas de servicios que proporcionan estos aditivos han desarrollado una serie de compuestos con propiedades funcionales similares para ser utilizados con el mismo propósito en diferentes ambientes. La diferencia entre las formulaciones de aditivos puede ser tan pequeña como un cambio en la concentración de un compuesto específico.

En la **Tabla 6.1** se presentan los nombres genéricos de los químicos utilizados por tipo de producto sus diferentes usos en el proceso y los resultados que se obtienen al emplearlos.

El uso de múltiples nombres para la misma sustancia química puede crear la impresión de que se usan más productos químicos de los que en realidad, lo que representa problemas asociados con la identificación de los productos químicos. Por ejemplo etilenglicol (anticongelante) es también conocido por el alcohol nombres de etileno; glicol; glicol alcohol.

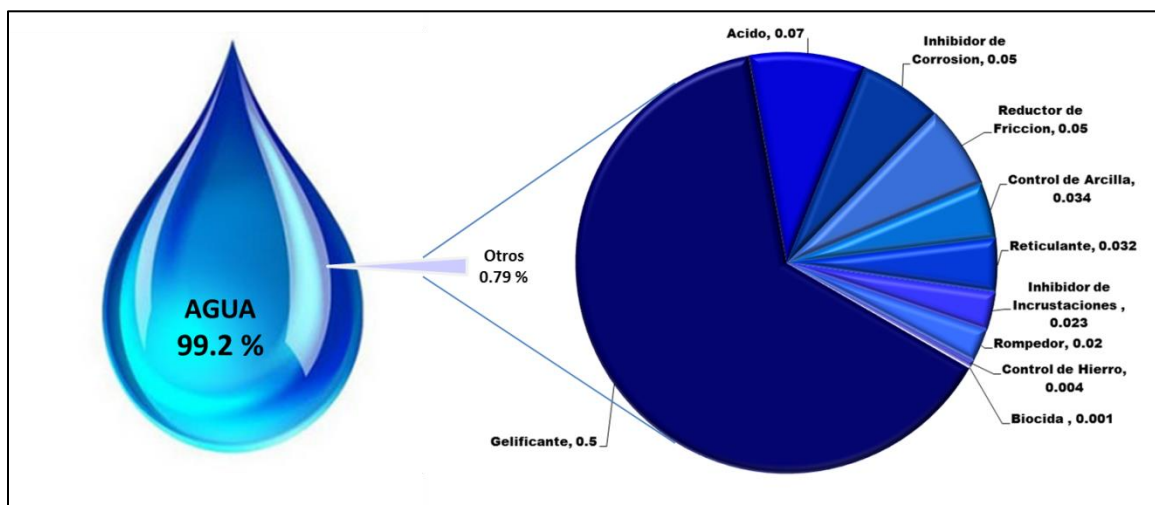


Figura 6.2- Composición promedio de los fluidos fracturantes usados en las lutitas de EU. (modificado de Chemical Use In Hydraulic Fracturing) ⁽⁴¹⁾

6.3 Leyes en la materia

Debido al papel central que en las actividades de exploración y producción de los yacimientos de Shale Gas/Oil en particular y de los hidrocarburos en general, juega la disponibilidad del agua y su correcto manejo y disposición, se debe desarrollar con un marco regulatorio en la materia acorde a la creciente preocupación manifiesta en una gran cantidad de organizaciones que se oponen de manera activa a la aplicación de las técnicas de FH, que satisfaga las principales exigencias en materia de seguridad y protección ambiental, que permitan el desarrollo de las áreas potenciales y contribuyan a la disminución del riesgo operacional y legal evitando contratiempos que dificulten la puesta en marcha de los proyectos destinados al aprovechamiento de este recurso o incluso su cancelación definitiva antes o después del inicio de los trabajos con la consecuente pérdida de recursos invertidos.

Actualmente nuestro país no cuenta con este marco disponible para su aplicación. Se encuentra en fase de discusión la aprobación de una nueva ley general de aguas, misma que ha suscitado una gran controversia en cuestiones no necesariamente relacionadas con la industria, sin embargo, la propuesta presentada por el gobierno contiene las disposiciones que regirán estas actividades en base a su aplicación general y que en función de las necesidades habrá de modificarse. Para este propósito se debe analizar y tomar como marco de referencia lo que establecen las leyes aplicables en la materia en los diferentes desarrollos activos en EU, y en la medida de lo posible adecuar a nuestra propia realidad lo que en ellas se establece, en el ánimo de dar celeridad al desarrollo sustentable de nuestros recursos en estos yacimientos. En los estados estas actividades se encuentran reguladas por una o varias de las principales leyes ambientales federales, siendo la más importante de todas ellas La ley de Agua Potable segura debido a la relación directa con estas actividades. Siendo la Agencia de Protección Ambiental la encargada de su aplicación.

Dichas leyes deben regular dos aspectos principales de las técnicas de exploración y producción. Primero; la obtención del agua para los trabajos de estimulación y segundo; su posterior manejo y disposición.

Cada Estado o Municipio debe adaptar los reglamentos de acuerdo a las características particulares de sus recursos hídricos, sin embargo algunas de las políticas más amplias que todos los reguladores deben tener en cuenta para proteger mejor las fuentes de agua de los impactos negativos incluyen:

6.3.1 Transparencia pública

Las comisiones locales de aguas deben transparentar al público la disposición y manejo de sus recursos hídricos y la divulgación de datos, mapas que muestren la ubicación, el volumen a sustraer permitido y su destino propuesto, el ritmo máximo de extracción instantáneo, el volumen total diario a extraer. Una vez que se ha autorizado la extracción, se deben presentar datos diarios de seguimiento y cumplimiento. Por otra parte se deben hacer públicos las asignaciones y volúmenes aprovechados y devueltos. Se deben publicar además mapas que ilustren claramente las cuencas que presentan mayor riesgo de captación de agua que presenten altos porcentajes de usos ya asignados en otras actividades.

6.3.2 Identificación de las fuentes de agua

El uso de agua dulce y reciclada requiere la notificación de los datos de la fuente propuesta ya sea superficial y/o subterránea que será utilizada así como de la posterior notificación de los volúmenes de agua que han sido reutilizados.

6.3.3 Mejorar el uso de las aguas residuales recicladas

Se deben establecer las condiciones necesarias para aprovechar al máximo los volúmenes de agua reciclados que involucren facilidades y eliminación de permisos para reciclar el agua y se puedan incluso aceptar el agua de otras áreas o empresas, siempre y cuando el reciclaje se lleva a cabo en la misma localización, de modo que la supervisión se puede mantener. De esta forma, también se permite a los operadores a dar la vuelta al fluido y vender el agua a otros operadores.

Tabla 6.1- Aditivos usados en el fluido fracturante y sus efectos. (Modificado de Chemical Use In Hydraulic Fracturing.) (41)

ADITIVO	FUNCIÓN	RESULTADO EN EL FONDO DEL POZO
Ácido	Ayuda a disolver minerales e inicia el rompimiento de la roca	Reacciona con los minerales presentes en la formación para crear, sales, agua y bióxido de carbono (neutrallizado).
Acido/inhibidor de corrosión.	Protege las TR's de la corrosión	Se une a la superficie de la tubería en el fondo del pozo. Cualquier resto del producto que no se una, se descompone por la acción de microorganismos o se devuelve a la superficie con el agua producida.
Biocida	Elimina las bacterias en el agua que pueden causar corrosión	Reacciona con los microorganismos organismos que pueden estar presentes en el fluido fracturante y en la formación. Estos microorganismos descomponen el producto y solo una pequeña cantidad regresa a la superficie en el agua producida.
Fluido base	Crea la geometría de las fracturas y mantiene los sustentantes en suspensión	Algunas permanecen en la formación mientras que las restantes retornan con el agua natural de la formación como agua producida, las cantidades que retornan varían de pozo a pozo.
Rompedor	Permite una descomposición retardada de los geles cuando es necesario.	Reaccionan con el reticulante y con el gel y una vez que se encuentran en la formación facilitan el flujo del fluido hacia el pozo. La reacción produce sales de amonio y sulfatos, mismos que retornan a la superficie con el agua producida.
Estabilizador/Controlador de Arcilla y Lutita	Estabilizador de arcillas temporal o permanente para bloquear las arcillas en la estructura de la Lutita.	Reacciona con la arcilla de la formación a través de intercambio de iones sodio-potasio. La reacción genera cloruro de sodio (sal de mesa) que retorna a la superficie con el agua producida. Sustituye también sales aglutinantes como el cloruro de calcio que ayuda a mantener intacta la formación como se disuelve el cloruro de calcio.
Reticulante	Mantiene la viscosidad cuando se incrementa la temperatura	Se combina en la formación con el rompedor para generar sales que son producidas con el agua.
Reductor de fricción.	Reduce los efectos de la fricción sobre la base agua en la tubería.	Permanece en las formaciones donde la temperatura y la exposición al rompedor permiten que se descompongan y sean consumidos por los microorganismos de origen natural. Se producen pequeñas cantidades junto con el agua.
Gel	Generar espesor en el agua con el fin de mantener en suspensión el agente sustentante	Se combina con el rompedor en la formación y así se logra que el flujo del fluido hacia el pozo sea mucho más fácil y retorne a la superficie con el agua producida.
Controlador de Hierro	Agente que ayuda a prevenir la precipitación de los óxidos de hierro	Reacciona con los minerales en la formación para producir sales simples, dióxido de carbono y agua y todo esto sea producido junto con el agua.
No emulsionante	Usado para separar o romper las emulsiones aceite-agua	Generalmente retorna a la superficie con el agua producida, pero en algunos casos puede incorporarse a la corriente de gas y retornar con el mismo gas natural producido.
Agente de ajuste de Ph	Mantiene la efectividad de otros aditivos tales como lo reticulantes	Reacciona con los agentes ácidos en el fluido fracturante para mantener un pH neutro. la reacción genera sales minerales dióxido de carbono y agua y todos retornan a la superficie con el agua producida.
Agente sustentante	Mantiene abiertas las fracturas permitiendo la producción de los hidrocarburos.	Se mantiene adherido a la formación en las fracturas (se usa para mantener las fracturas abiertas)
Inhibidor de incrustaciones	Previene las incrustaciones en la tubería y en la formación.	Se mantiene adherido a la formación en el fondo del pozo. La mayor parte del producto retorna a la superficie con el agua producida, mientras que el restante reacciona con los microorganismos que pueden descomponerlo y consumirlo.
Surfactante	Reduce la tensión superficial del fluido fracturante en la formación y ayuda a mejorar la recuperación del pozo después de que se termina la estimulación.	Algunos surfactantes son fabricados para reaccionar con la formación, otros están diseñados para retornar a la superficie con el agua producida y en algunas formaciones se integran a la corriente de gas y son producidos junto con el gas natural.

6.3.4 Reportes detallados del uso del agua

En un plazo razonable, el operador debe enviar un reporte completo a la autoridad regulatoria en la materia sobre el uso de y manejo del agua en la operaciones realizadas por su equipo, este reporte debe incluir el registro de la estimulación que incluya la técnica empleada y una lista de las fuentes de agua empleadas y sus respectivos volúmenes para cada actividad bajo un programa autorizado de manejo de agua, así como el volumen de agua reciclada que fue utilizada. Estos deben ser revisados por la autoridad y aprobados siempre y cuando no exista una afectación negativa en cuanto a la cantidad y la calidad de la fuente de agua disponible para otros usos a partir de la misma fuente, se hayan mantenido los usos designados previamente para cada una de las fuentes, no se haya causado un daño a la fuente de agua dentro de la cuenca en su conjunto y mediante un plan de reutilización del agua se mitiguen los efectos de la extracción.

6.3.5 Análisis del ciclo de vida del agua

Se debe realizar un estudio completo del ciclo de vida del agua para la fracturación hidráulica que permita determinar con la mayor precisión las cantidades de agua necesarias y sus patrones de uso así como el consumo promedio directo e indirecto de agua por pozo través de toda la cadena de suministro.

6.3.6 Directrices generales para establecer una reglamentación líder en el uso de las fuentes de agua

- Catalogar el uso del agua incluyendo sus respectivas fuentes y la cantidad de agua que se recicla.
- Exigir información sobre el plan para administrar el flujo de agua residual incluyendo su disposición final.
- Crear estructuras integradas de gestión de la supervisión conjunta de aguas superficiales y subterráneas.
- Crear conciencia de que mayores requerimientos de información por sí solos no resuelven los impactos de abastecimiento de agua y sus riesgos, estos deben ir acompañadas de planes de gestión del agua proactivas que incluyen componentes de vigilancia y aplicación.
- Asegurarse de que la supervisión de la fuente de agua es independiente del departamento que otorga los permisos de explotación de petróleo y gas para reducir al mínimo los "mandatos y objetivos" contradictorios.
- Crear sistemas de incentivos y / o mandatos para fomentar el uso de reciclaje y no de agua dulce.

-
- Implementar medidas para prevenir las transferencias de especies invasoras.
 - Proporcionar más recursos para mapear y monitorear los recursos de aguas subterráneas, incluyendo los acuíferos remotos y los recursos de agua salobre.

Evitar las exenciones que permitan el uso de los acuíferos y crear incentivos para reducir al mínimo el uso de los sitios de inyección en pozos profundos.

Las aguas residuales asociados con la extracción de Shale Gas/Oil pueden contener altos niveles de TSD, aditivos químicos para el fluido fracturante, metales y materiales radiactivos naturales. En colaboración con los estados, la Agencia de Protección ambiental de EU ha examinado los diferentes métodos de eliminación utilizados por la industria para asegurar que existen marcos regulatorios y de permisos a fin de proporcionar opciones seguras y legales de disposición del flujo de retorno y el agua producida. Estas opciones incluyen:

6.3.7 La eliminación de los residuos de fluidos mediante la inyección en el subsuelo a través de pozos de desecho

En muchas regiones de EU, este es el método más común de eliminación de líquidos u otras sustancias provenientes de las operaciones de exploración y producción de Shale Gas/Oil. Eliminación de flujo de retorno y el agua producida a través de la inyección subterránea está regulada bajo el Programa de Control de la Inyección Subterránea de la Ley de Agua Potable Segura.

6.3.8 Descargas de aguas residuales a las instalaciones de tratamiento

La misma Ley de Agua Potable Segura proporciona los lineamientos y establece estándares nacionales para los vertidos de aguas residuales industriales basadas en las mejores tecnologías disponibles que sean económicamente alcanzables. Excepto en circunstancias limitadas, estas guías prohíben la descarga directa en el lugar, de las aguas residuales en las aguas superficiales. Si bien algunas de las aguas residuales se reutiliza o reinyectado, una cantidad significativa todavía requiere ser eliminada. Sin embargo, no existe un conjunto de normas nacionales en este momento para la evacuación de aguas residuales. Como resultado, algunas de las aguas residuales se transportan a las plantas de tratamiento públicas o instalaciones de tratamiento de residuos centralizados privados, muchos de los cuales no están debidamente equipados para tratar este tipo de aguas residuales.

6.4 La ley de agua potable segura

La ley se centra en todas las aguas, ya sea superficiales o de fuentes subterráneas, que son real o potencialmente aptas para el consumo Humano. Como la mayoría de las leyes ambientales federales en EU, la Agencia de Protección Ambiental (*EPA*) es responsable de la aplicación de la Ley. La ley de Agua Potable requiere que la *EPA* establezca reglas mínimas para el Programa de Control de la Inyección Subterránea (*UIC*). Este reglamento

debe "contener los requisitos mínimos de un programas eficaz para prevenir la inyección subterránea que ponga en peligro las fuentes de agua potable," obliga a que los programas estatales requieran un permiso para cualquier inyección subterránea, ordena la inspección, control, registro y los requisitos de presentación, y desautoriza expresamente la promulgación de cualquier norma", que autoriza a cualquier inyección subterránea que pone en peligro las fuentes de agua potable". Un estado debe cumplir estos requisitos mínimos a fin de obtener la ejecución primaria y la responsabilidad de regular las actividades de inyección subterránea dentro del mismo. En un principio, la Ley de Agua Potable define "inyección subterránea", como "el emplazamiento del subsuelo de los fluidos de pozo de inyección", sin ninguna excepción. Curiosamente, en esta definición, la EPA consideró el FH como exento en 1997, sin embargo, una Corte de Apelaciones dictaminó que "las actividades de fracturación hidráulica constituyen 'inyección subterránea' bajo la Parte C de la Ley de Agua Potable." Por lo tanto, los programas de la UIC, EPA y estatales estaban obligados a regular el FH bajo la Ley de Agua Potable. En respuesta, la EPA inició un estudio de la potencial contaminación de los suministros públicos de agua del FH de las vetas de carbón para la producción de metano, 33 y concluyó en 2004 que el FH "plantea poca o ninguna amenaza para las fuentes subterráneas de agua potable".

6.5 Riesgos geológicos asociados a las actividades de exploración y producción

Las zonas de mayor desarrollo de las reservas de Shale Gas/Oil en EU se encuentran en zonas consideradas de baja actividad sísmica y por lo tanto de bajo riesgo asociado a un posible terremoto y sus consecuencias. Bajo esta premisa, los recientes movimientos sísmicos detectados en o cerca de varias de estas áreas de desarrollo han despertado un justificado interés de diversas organizaciones ambientalistas así como de diversos organismos gubernamentales y no gubernamentales y de centros de estudio, interesados en determinar el posible efecto que tienen estas actividades en el desarrollo y generación de movimientos telúricos que pudiesen afectar al medio ambiente y la población que vive en él.

No existe ninguna controversia en cuanto a la relación existente entre las operaciones de FH y la generación de microsismos en la zona estimulada. El monitoreo de estos microsismos y sus datos generados constituyen una herramienta habitual para el dimensionamiento del volumen de roca que se ha estimulado así como para el mejoramiento de la longitud de la fractura que contribuya a incrementar la productividad del pozo. Tal monitoreo se lleva cabo con personal y equipo especializado para este propósito. La magnitud de tales movimientos se encuentra entre -4° y -1° en la escala de Richther (M), por lo que se encuentran lejos de representar un peligro o siquiera una molestia para la población. Sin embargo, en las mismas áreas de desarrollo se han registrado más de 300 movimientos con magnitudes mayores a $3^{\circ} M$, en un periodo de dos años (2010-2012) en áreas donde en un periodo de 33 años solo se tienen registrados 27 de

igual o mayor magnitud, por lo que este fenómeno no puede ser ignorado por las autoridades. Dichos eventos se encuentran más relacionados con las actividades inyección de aguas residuales producto de las operaciones de FH a través de pozos letrina y su cercanía a fallas naturales existentes. Dicha conclusión se desprende del análisis histórico de los terremotos ocurridos a partir de 1970, realizado por científicos de Servicio Geológico de EU, donde se observa una clara coincidencia entre el aumento del número de temblores de magnitud mayor a $3^{\circ} M$, y el inicio de las actividades de fracturamiento a gran escala y la inyección de sus aguas residuales en la corteza terrestre (**Figura 6.3**). Aun cuando los sismos mayores a 1° se presentan en menos del 1% de los pozos tratados. En las áreas de mayor desarrollo de las reservas de hidrocarburos en lutitas que comprende los estados de Colorado, Arkansas, Oklahoma, Ohio y Texas. Aunque aún no se puede establecer una relación directa entre estas actividades y temblores de magnitud mayor a $6^{\circ} M$ tampoco se puede descartar debido a la importancia que representa componente ecológico para toda la sociedad y la magnitud de las consecuencias que esto podría desencadenar en el ámbito de la industria energética de EU dado el papel fundamental que en todos los aspectos de la economía juega el aprovechamiento de esta fuente de recursos energéticos si se comprueba la existencia de daño ecológico producto de estas actividades.

Existen ya varios esfuerzos encaminados a descartar un posible riesgo que permitan aprovechar el recurso de manera sustentable a través de diferentes proyectos enfocados a investigar la inyección del agua residual y sus posibles efectos. En el mismo sentido se trabaja en el desarrollo de un modelo que pueda predecir la variación de los esfuerzos a lo largo de la falla debido a la inyección mediante la conjunción de un modelo de flujo y un modelo geomecánico que permita establecer la distancia apropiada a las fallas existentes de los pozos inyectoras con el objetivo de minimizar los riesgos de la interacción entre los esfuerzos producto de la inyección y los esfuerzos que dan estabilidad a las fallas cercanas. En este sentido, es necesario contar con un mayor conocimiento del área a desarrollar a través de un modelo geológico confiable que contenga las fallas presentes y la posible alteración de los esfuerzos y su deformación asociada a través de estudio microsísmico. En conjunto, ambos estudios deben de proporcionar los elementos necesarios para el diseño de un apropiado programa de extracción de los recursos. En el mismo sentido, un manejo de agua alternativo de las aguas residuales cobra una relevancia fundamental para el desarrollo y aprovechamiento en México de este importante recurso. Existen ya varios de estos en práctica, si bien no son exclusivos del FH se puede encontrar literatura que da cuenta de casos exitosos de manejo alternativo del agua.

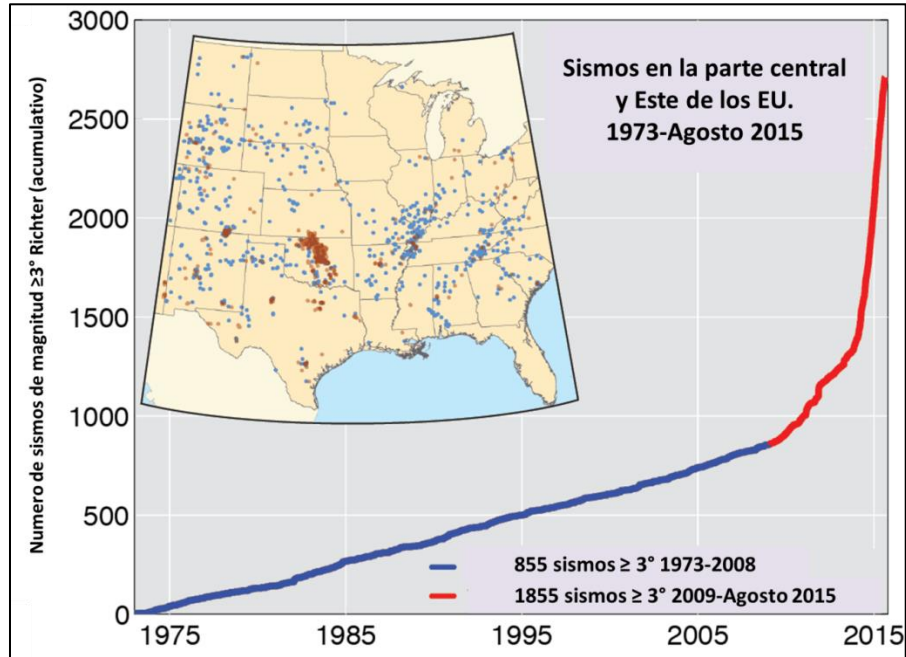


Figura 6.3- Gráfica acumulativa del número de temblores mayores o iguales a 3° ⁽⁴²⁾

Capítulo 7

Estrategia de desarrollo

PEMEX inició trabajos de exploración en lutitas con potencial petrolero en el año 2011, con la perforación del pozo Emergente 1, ubicado a 63 *km* al Noroeste de la ciudad de Nuevo Laredo, Tamaulipas, con base en una prueba tecnológica que buscó comprobar el concepto de Shale gas, en rocas sedimentarias arcillosas de la formación EF y con la cual se comprobó su continuidad en su sector de gas seco. Geológicamente se encuentra ubicado dentro de la cuenca de Sabinas en sus límites con la cuenca de Burgos. Posteriormente con la perforación del pozo Habano 1 se comprobó la continuidad del sector de gas húmedo del mismo play y su extensión hacia el área de Sabinas con el pozo Percutor 1, al resultar productor de gas seco. En el área de gas húmedo y aceite se han perforado los pozos Montañez 1 y Nómada 1 respectivamente, resultando productor no comercial de gas seco el primero y no productor el segundo.

Hasta el mes de mayo de 2015, la estrategia de explotación de los recursos energéticos en lutitas en México ha consistido en comprobar y evaluar el potencial de los recursos en las diferentes áreas identificadas. Con 18 pozos exploratorios perforados en solo 3 de las zonas con potencial (Sabinas, Tampico-Misantla, Burgos), se ha obtenido un porcentaje de éxito cercano al 70% (**Tabla 7.1**). Se han realizado diversos estudios con el objetivo de identificar las áreas que presenten las mejores oportunidades de desarrollo, así como generar las mejores ubicaciones de los pozos exploratorios que permitan detonar el desarrollo de los recursos con base en las pruebas de productividad de los distintos plays y sus áreas asociadas. A partir de dicha estrategia se ha logrado además obtener producción Shale Oil con el pozo Anhelido 1.

7.1 Definición de la estrategia de desarrollo

Mediante el análisis de las condiciones actuales de explotación de hidrocarburos en lutitas, principalmente en EU, de las condiciones actuales del mercado y de sus proyecciones para los próximos 30 años a nivel mundial, se ha definido la estrategia sugerida para PEMEX, con el objetivo de dar inicio, a la explotación de este recurso, con base a cuatro ejes fundamentales íntimamente relacionados entre sí, 3 son: Área de Estudio, Perforación de Pozos con Espaciamiento Mínimo, Aseguramiento de Recursos humanos y Técnicos y Cambio de Paradigmas (**Figura 7.1**) y mediante los cuales se establecen las condiciones necesarias para el inicio de la producción de hidrocarburos almacenados en lutitas, añadiendo el aspecto de oportunidad del negocio dadas las condiciones actuales del mercado de hidrocarburos.

Tabla 7.1- Pozos Exploratorios perforados en lutitas en México².

Pozo	Profundidad total (m)	Intervalo (m)	Resultado
EMERGENTE 1	4071	3618-3670	Productor comercial de gas seco
PERCUTOR 1	3136	3330-3390	Productor comercial de gas seco
HABANO 1	3770	3643-3703	Productor comercial de gas y condensado
MONTAÑEZ	3200	3080-3155	Productor no comercial de gas y condensado
NOMADA 1	2850	2737-2806	Improductivo, seco
ARBOLERO 1	4007	3825-3878	Productor comercial de gas seco
ANHÉLIDO 1	3945	2847-2922	Productor comercial de aceite y gas
CHUCLA 1	3705	3560-3645	Productor comercial de gas y condensado
DURIAN 1	4250	4155-4215	Productor comercial de gas seco
NUNCIO 1	4900	4821-4865	Productor comercial de gas seco
TANGRAM 1	4426	4320-4400	Productor comercial de gas seco
GAMMA 1	3793	3690-3740	Productor no comercial de gas y condensado
KERNEL 1	4404	4292-4364	Productor comercial de gas seco
BATIAL 1	4199	4110-4160	Productor no comercial de gas seco
MOSQUETE 1	4145	4030-4094	Improductivo, seco
NERITA 1	4100	3922-4013	Productor no comercial de gas seco
CEFIRO 1	4598	4502-4560	Productor comercial de gas seco
SERBAL 1	4750	4620-4715	Productor no comercial de gas humedo



Figura 7.1- Ejes fundamentales para el desarrollo de los recursos energéticos en lutitas.

² *Elaboración propia con información de PEMEX y CNH a Mayo de 2015.*

7.1.1 Área de estudio.

La perforación de pozos se encuentra concentrada en 3 de las áreas con potencial identificado, todas estas pertenecientes a la Región Norte de PEMEX, realizados durante un periodo de 5 años, con resultados en general alentadores si consideran las características particulares de este tipo de yacimientos. El área de estudio comprende 3 estados (Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila), abarcando un área aproximada de 65,000 km² (Figura 7.2), lo que representa una densidad de perforación extremadamente baja, pues la separación mínima existente entre los 18 pozos exploratorios perforados es cercana a los 12 km, debido a que se ha buscado perforar en cada una de los diferentes sectores con potencial definido. Las áreas pertenecientes a las cuencas de Veracruz y Chihuahua permanecen no se han explorado desde el punto de vista no convencional.



Figura 7.2-Pozos exploratorios en lutitas, perforados en México³.

Si bien es cierto que las zonas en estudio comprenden las áreas con un mayor potencial productor, hasta la fecha solo se ha buscado comprobar su potencial tomando como referencia lo propuesto por las diferentes organizaciones internacionales especializadas en

³ Elaboración propia con datos de PEMEX

materia energética han establecido para nuestro país, y publicado en distintos informes y estudios regionales, como los de la Agencia de Información de Energía de EU (*EIA*) y la agencia Internacional de Energía (*IEA*). Con los resultados obtenidos en diversos estudios y los pozos perforados hasta la fecha, las expectativas de éxito de producción se han visto disminuidas considerablemente tanto por parte de PEMEX como de los organismos reguladores y el gobierno mexicano, debido a que mientras los niveles de productividad por pozo son sustancialmente menores a los que presentan los plays en EU y por otra parte, los costos de perforación y terminación en México son a su vez muy superiores. Sin embargo, las mencionadas agencias mantienen el mismo potencial asignado a nuestro país.

No obstante, como ya se ha visto en capítulos anteriores, el desarrollo de este tipo de yacimientos no convencionales, conlleva el establecimiento de objetivos distintos a los que se plantean durante las actividades exploratorias cuando se trata de un yacimiento de tipo convencional. Se debe mencionar también que aun en los mayores desarrollos de Shale Gas/Oil, en EU y Canadá aún se encuentran en etapa de establecer los mejores parámetros para el máximo aprovechamiento del recurso, tales como delimitación del yacimiento, cálculos de los volúmenes originales, delimitación de las áreas con las mejores propiedades de *COT*, *Ro* y *fragilidad* que permitan obtener los mayores beneficios de las actividades de FH y en especial del espaciamiento óptimo entre pozos.

Apoyados en los estudios realizados en áreas tales como Galaxia en la zona de gas y condensado y aceite del play EF se ha logrado establecer una jerarquización de las áreas con mayor potencial en base a su *COT*, *madurez termal* y *complejidad* estructural (**Figura 7.3**); se han establecido dos áreas con mayor potencial, Burro Picachos y Tampico-Misantla. En general, cada una de las 6 áreas presenta muy buenas características, solo dos de ellas (Veracruz y Chihuahua), se observan ligeramente disminuidas en su potencial, debido a la complejidad estructural de las formaciones. En cuatro de ellas se establece un *COT* con valores altos, Sabinas, Burro-Picachos, Tampico-Misantla y Burgos, también poseen buen potencial, Veracruz y de regular a pobre en Chihuahua. Con grados de madurez que abarcan desde gas seco hasta aceite en todas ellas.

Por lo anterior, el área Burro-Picachos, se presenta de forma natural como la indicada para dar inicio con el desarrollo a gran escala, por presentar las mejores características, pertenecer al play EF y por ubicarse a muy corta distancia del desarrollo al otro lado de la frontera, la cual presenta el mayor crecimiento en el aprovechamiento de este recurso a nivel mundial.

Se debe avanzar en la implementación de las acciones necesarias para el inicio de la producción en esta área, aprovechar los estudios realizados y concentrar esfuerzos en la misma, con el objetivo de evitar prolongar de manera indefinida la etapa de prueba del concepto de aceite y gas en lutitas, por lo menos en el play EF, cercano a la frontera con EU, mismo que ha sido probado de manera indiscutible. Sin que esto signifique como

condición necesaria para su implementación, la obtención de los mismos niveles de productividad que presentan los pozos en el estado de Texas. Se debe esperar un incremento gradual en estos niveles derivados de la experiencia adquirida y de la implementación de las mejores prácticas en las técnicas que hasta la fecha se han desarrollado para este tipo de recursos.

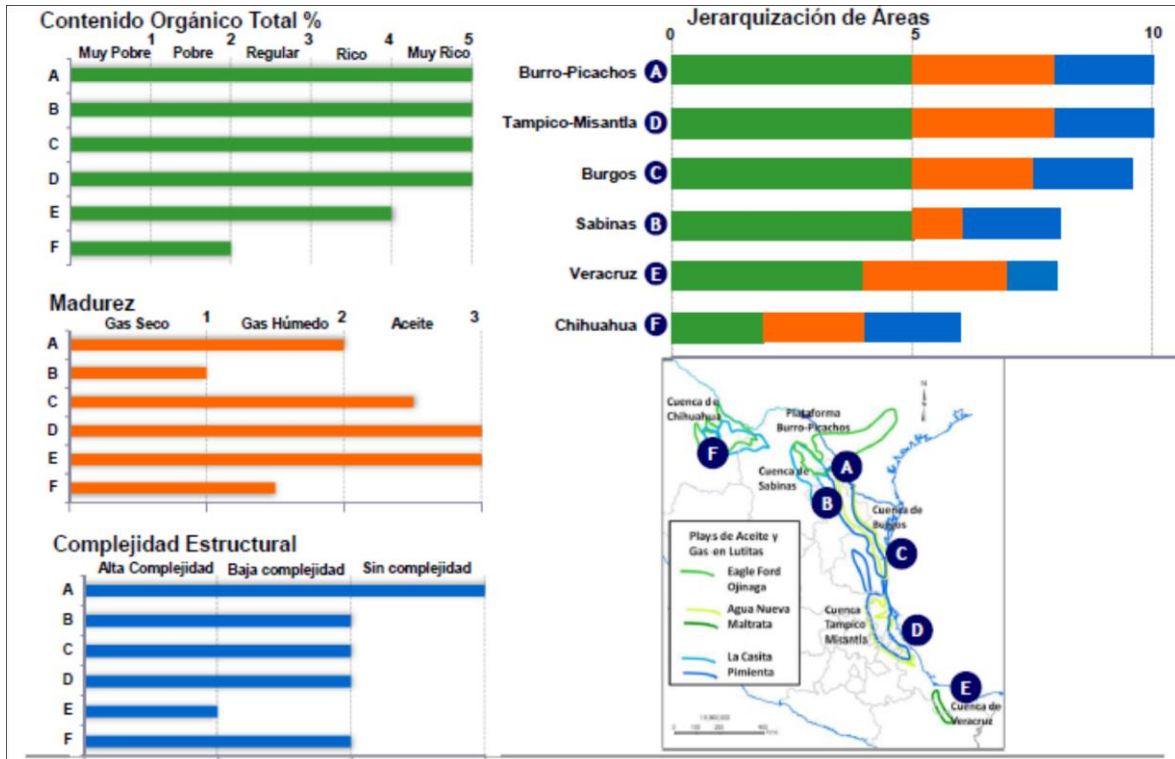


Figura 7.3-Jerarquización de áreas para su desarrollo.⁴

De esta forma, una vez definida el área para el inicio del desarrollo a gran escala mediante el análisis de los trabajos efectuados hasta la fecha en las diferentes áreas de exploración, se plantean las acciones estratégicas a realizar y los efectos esperados de su implementación en el corto plazo (Figura 7.4).

7.1.2 Espaciamiento entre pozos

Se plantea la necesidad de realizar el desarrollo acelerado en esta área, misma que ya ha comprobado la existencia del recurso, mediante la perforación de más pozos en las áreas pertenecientes a la continuación del play EF en sus tres sectores gas seco, gas y condensado y principalmente de aceite a una distancia mínima de la frontera con EU, aprovechando al máximo la experiencia obtenida por las compañías al otro lado de la frontera norte, que nos permita minimizar la curva de aprendizaje necesario para el aprovechamiento del recurso. Lo anterior en base al espaciamiento entre pozos con que se han desarrollado los pozos en el Estado de Texas, el cual muestra que en la mayoría de los casos, no se llega a los 200 m.

⁴ Tomada de PEMEX exploración y producción.

Esto da lugar a la dramática diferencia en el grado de desarrollo a uno y otro lado de la frontera. Esta diferencia se agudiza de manera considerable si realizamos un acercamiento a los pozos perforados por PEMEX en el mismo play, a solo unos cuantos cientos de metros de la frontera con EU, misma que funciona como la única barrera que impide la continuación de la perforación hacia el sur (**Figura 7.5**). En esta se puede apreciar, la presencia tanto de pozos productores como de pozos cerrados, taponados y de aquellos que resultaron no productores. Lo que confirma la heterogeneidad de los yacimientos de hidrocarburos en lutitas, que deriva en la variabilidad de los resultados y productividad de los pozos perforados. De esta forma, el éxito obtenido por PEMEX en la perforación de sus pozos de Shale Gas/Oil debería impulsar el desarrollo a gran escala de la zona adyacente a la frontera ya que, con solo unos cuantos pozos perforados se tiene un mayor porcentaje de éxito.

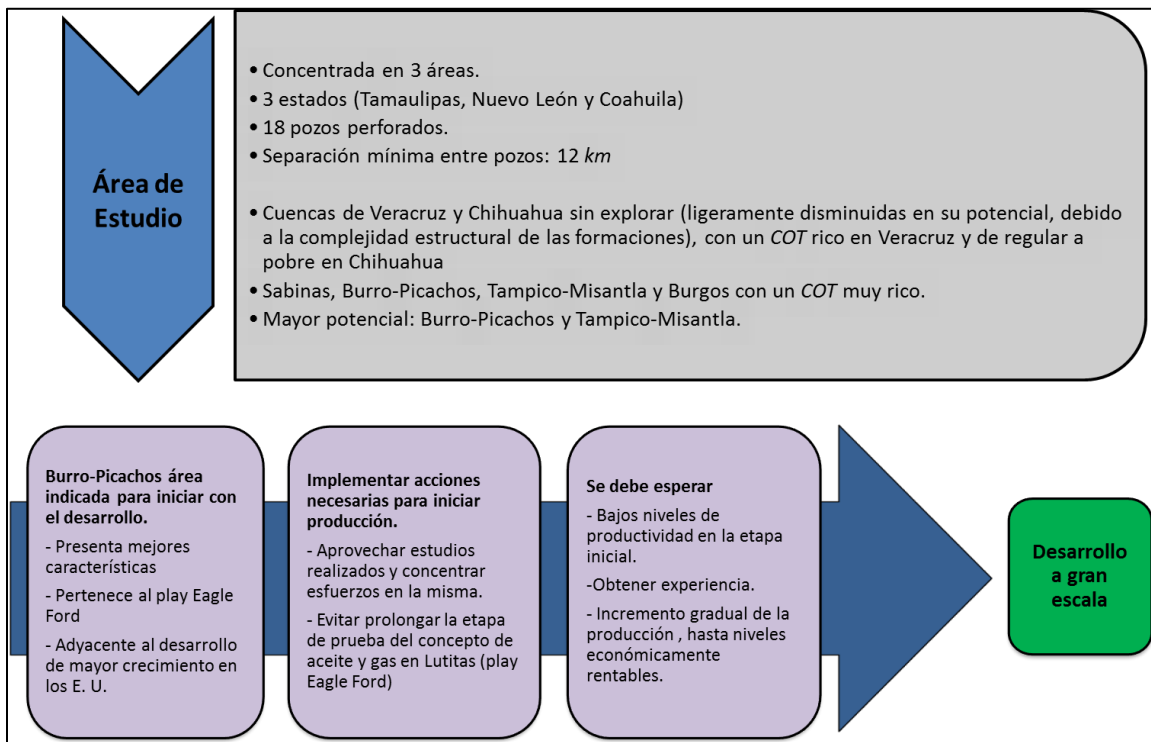


Figura 7.4-Elementos, definición y efectos de la estrategia en el área de estudio.

Hasta la fecha, en el Play EF en el estado de Texas se han perforado más de 12,000 pozos a partir del año 2008 y se han otorgado 6,000 permisos (43) más para la perforación de nuevos pozos en un área aproximada (43) de 50,000 km².

Actualmente, las compañías operadoras se encuentran experimentando espaciamentos entre pozos, cada vez menores con el objetivo de poder estimular el mayor volumen de roca posible mediante los trabajos de FH, por lo que la interferencia de producción entre los pozos se ha convertido en la única limitante y mediante la cual se podrá establecer el espaciamiento óptimo. Para el Play EF en especial, se han establecido límites inferiores de

solo 60 m (200 pies), con una base de 90 a 180 m, como un rango aceptable ya que si se adoptan espaciamentos más amplios, las utilidades podrían verse mermadas de forma considerable. Existen algunas técnicas y métodos tendientes a establecer el espaciamento óptimo y se han escrito algunos artículos en el mismo sentido, sin embargo la industria en general aún no cuenta con una estrategia de conjunto al respecto.

En este sentido resulta interesante la pregunta sobre el efecto que tendría la perforación de un mayor número de pozos cercanos a los exploratorios Nómada 1, Arbólero 1 y Montañez 1, con espaciamentos similares a los que se practican al otro lado de la frontera, tanto en la eficiencia de la perforación, al estar perforando una columna conocida, como en la disminución en el costo y tiempo de traslado de equipos, construcción de caminos y por supuesto en su resultado.

7.1.2.1 Implicaciones

La reducción en el espaciamiento entre pozos plantea la necesidad de acercar las localizaciones de las peras de perforación desde donde se perfora un cierto número de pozos (entre 2 y 5) con todas las consecuencias que esto acarrea, por supuesto de tipo ambiental e incluso de tipo social y legal en nuestro caso (México). Si bien es cierto que, las consideraciones anteriores a primera impresión representan un gran desafío, empezando con la necesidad de asegurar en el momento preciso el número de equipos que permitan el desarrollo a gran escala de la continuación del play EF, de nuestro lado de la frontera, continuando con la construcción de caminos necesarios para satisfacer las necesidades de transporte de los mismos equipos de perforación, maquinaria de servicio y mercancías asociadas, hasta la satisfacción de las necesidades de vivienda y alimentación de los trabajadores. La sola atención de los anteriores requerimientos, ofrece la oportunidad de creación de una industria paralela proveedora de materias primas y servicios, con toda la derrama económica que esto representa y por supuesto de la creación de cientos de plazas de trabajo. Dando por hecho que la actividad no alcanzará los niveles presentados en el Estado de Texas, donde en su máximo pico de actividad exploratoria, el número de equipos de perforación se mantuvo por encima de 500 durante 3 años⁵, no se deben desdeñar los beneficios que este tipo de proyectos representa para las poblaciones involucradas de manera directa a través de los beneficios directos y para el resto de la población de manera indirecta, vía impuestos, derechos y ganancias obtenidas.

⁵ Fuente: *EIA Drilling Productivity Report, Mayo, 2015*

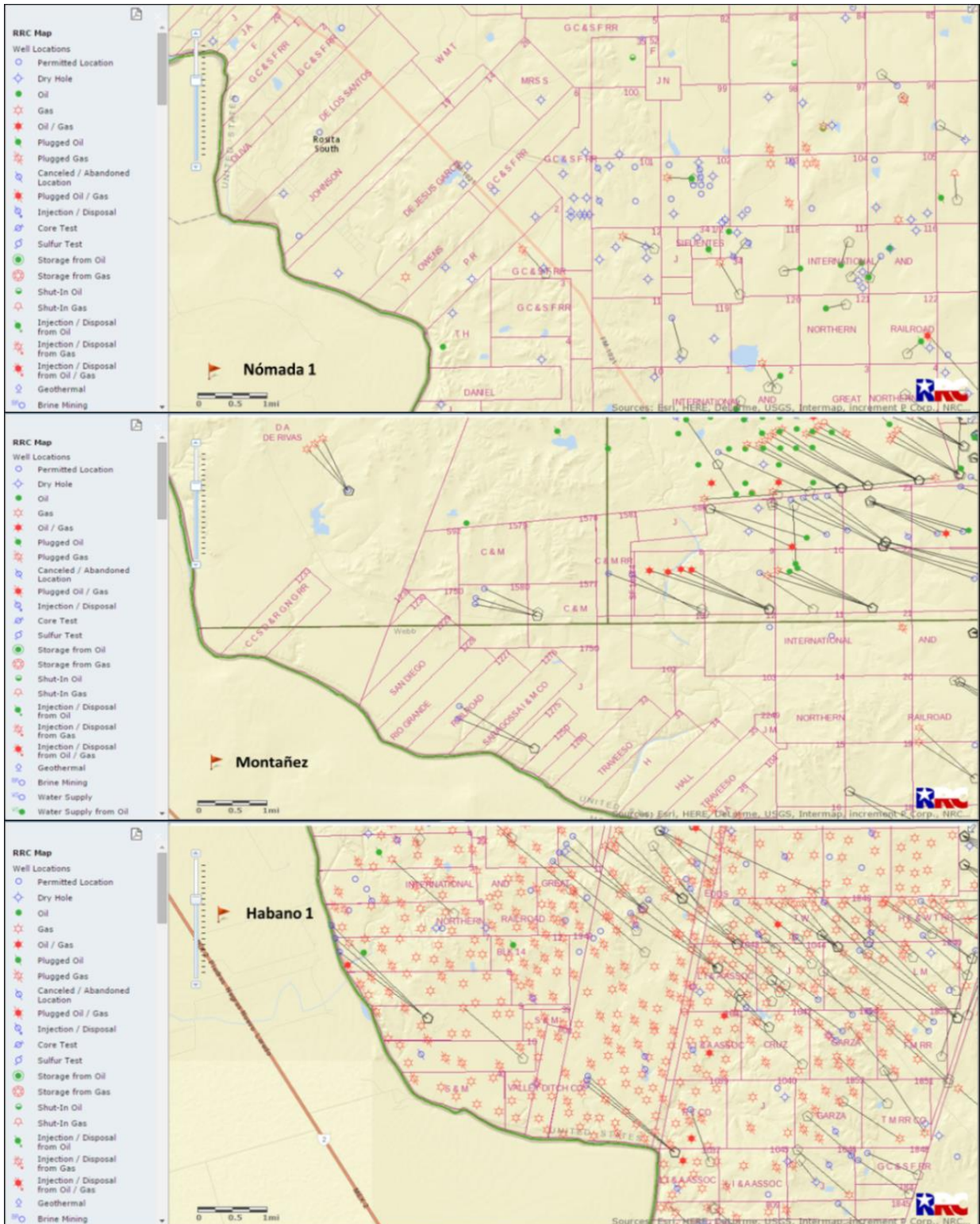


Figura 7.5- Acercamiento pozos de Shale Gas Nómada 1, Habana y Montañez, cercanos a la frontera con EU, perforados en territorio mexicano.⁶

⁶ Elaboración propia en base mapa interactivo de la Rail Road Comisión del Estado de Texas.

7.2 Recursos

Por otra parte el desarrollo a gran escala plantea la necesidad de satisfacer la carencia de recursos técnicos especializados tanto de tipo material como humanos, con los cuales no se cuenta actualmente por lo que se requiere de la implementación de un programa de capacitación acelerado de los recursos humanos que den inicio a las actividades de desarrollo de las áreas seleccionadas, mediante la asignación de recursos económicos para este efecto aprovechando la cercanía con las compañías que operan en el Estado de Texas.

Dicha capacitación debe ser preferentemente de tipo presencial en la misma área donde se desarrolla actualmente la actividad con el objetivo de asimilar de forma directa los conocimientos y las experiencias que se presentan en el desarrollo diario de las actividades, obteniendo información de primera mano de los actores directos, dado que se requiere del conocimiento práctico para poder aplicarlo de manera inmediata, por parte de quienes en un futuro estarán desarrollando las mismas actividades para PEMEX. A lo anterior se puede agregar la posibilidad de contratación de personal especializado, con experiencia en Exploración y Producción en el Play EF, principalmente en el desarrollo de los planes de explotación y en mejorar la eficiencia de las actividades relacionadas.

En el aspecto material, se debe buscar que la adopción de la técnica contemple el uso de las herramientas y equipos probados, evitando desviaciones que impliquen el uso de nuevas herramientas que no han sido probadas o que presentan un menor desempeño a las que proporcionan los mejores resultados, aun si esto implica un ahorro económico importante ya que lo anterior puede significar resultados deficientes que no contribuyan al éxito económico que se busca obtener.

7.3 Cambio de paradigmas

Es de vital importancia considerar el porcentaje de éxito que se tiene en la perforación de pozos en lutitas en nuestro país, los cuales aún no se encuentran lejos de los que presentan los yacimientos convencionales particularmente los de México, que durante casi toda la historia de producción de nuestro país han estado cercanos al 90%. Pero en la medida en que se dé inicio a la perforación a gran escala de las áreas con mayor potencial, este irá a la baja. En realidad resulta de llamar la atención el porcentaje de éxito obtenido hasta la fecha, alrededor de 70%. De la misma forma, se debe estar en posibilidad de aceptar los niveles de productividad que presentan los pozos perforados en lutitas, los cuales se encuentran gobernados por las características petrofísicas de la roca y los fenómenos de difusión, que establecen gastos de producción inicial que declinan rápidamente de forma general pero principalmente en los pozos de gas y condensado y aceite (**Figura 7.6**). Estos si muy lejanos a los promedios de producción inicial de los pozos perforados en nuestros grandes yacimientos pertenecientes a las cuenca mesozoica Chiapas-Tabasco y por supuesto a los pertenecientes a la sonda de Campeche, con los cuales no se puede establecer relación alguna en los niveles de producción, sin embargo, si se puede establecer cierta similitud con los pozos pertenecientes al proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepepec) con la

salvedad de que en esta última aún no se cuenta con la tecnología necesaria para poder alcanzar niveles de producción similares a los de las lutitas. Además, en los pozos de Shale Gas/Oil la recuperación de la inversión se presenta en los primeros años de operación del pozo. Por otra parte, la perforación y terminación a gran escala generara dominio de las técnicas y su posterior perfeccionamiento, lo que permitirá incrementar los niveles de productividad por pozo (**Figura 7.6**). En este aspecto donde, PEMEX como cualquier otra compañía está en posibilidad de obtener mejores resultados al influir de manera directa en su comportamiento, no así en los precios del petróleo sobre los cuales se tiene muy poca influencia. Es decir, se debe buscar incrementar la rentabilidad de los proyectos mediante la optimización de las operaciones y no mediante el aumento de los precios del petróleo.

En este mismo sentido se debe tener conciencia de la importancia de la inversión directa de los recursos económicos que de alguna u otra forma son necesarios para poder obtener un beneficio a corto y mediano plazo, dejando de lado el criterio simplista que implica diferir las inversiones en busca del momento “oportuno” bajo el riesgo de quedar rezagados en el aprovechamiento de este recurso y de todos sus beneficios aparejados. Es necesario, que se dé la importancia necesaria a la inversión aceptando el hecho como algo indispensable para poder cumplir con los objetivos de desarrollo de las áreas identificadas. El nivel de desarrollo que presenta la explotación de Shale Gas/Oil solo se alcanzó después de casi cuatro décadas de investigación y desarrollo de la tecnología por parte de los actores involucrados (compañías operadoras y gobierno de EU) mediante la asignación de recursos públicos y un efectivo programa de beneficios fiscales para las compañías encargadas del desarrollo de las tecnologías, métodos y recursos humanos destinados a este sector (**Figura 7.7**).

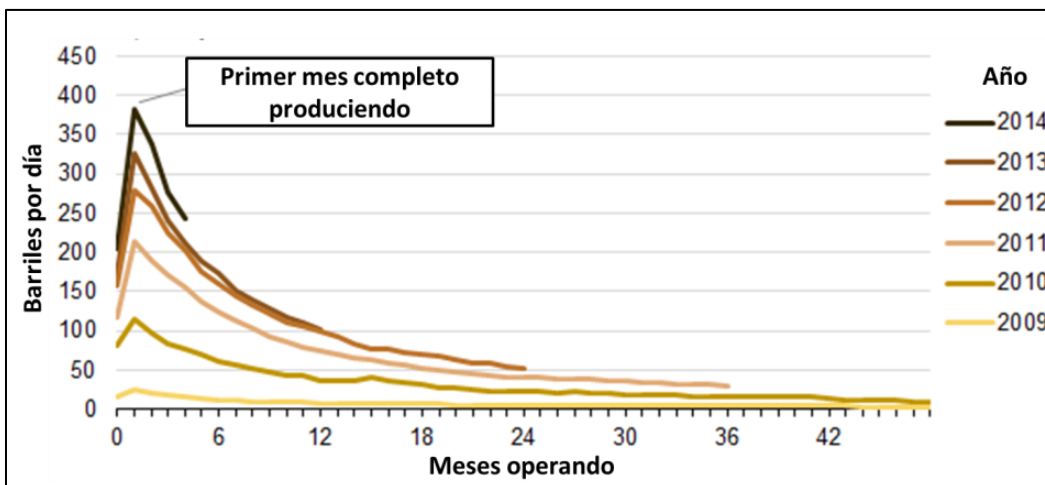


Figura 7.6- Promedio de producción por pozo desde el primer mes completo de producción, en el Play EF. (Modificada de Energy Information Administration) (15)



Figura 7.7- Ruta del éxito en la producción de Shale Gas/Oil.

El periodo de recuperación de la inversión y los alcances de la implementación de los proyectos de explotación de Shale Gas/Oil son otros de los temas que deben experimentar un cambio significativo, ya que hasta hoy estos han estado completamente desvinculados. Evitando caer en el criterio de diferir inversiones o reorientar las mismas hacia aquellas que indiquen un beneficio inmediato, sin tomar en cuenta el potencial beneficio que alguna otra inversión puede representar, aun si no es de forma inmediata, evaluando los alcances de cada uno de ellos tanto en el monto de las ganancias, como en los efectos derivados del mismo, tales como, el acceso a nuevos mercados, aseguramiento de recursos estratégicos, detonación de actividades derivadas de la actividad central, permanencia o escalamiento de posiciones en el mercado, tendencias de los mercados nacionales e internacionales, acceso a tecnologías, adquisición de experiencia, efecto en las comunidades, entre otras.

Si consideramos que estamos en condiciones aprovechar de forma inmediata la tecnología y los conocimientos desarrollados por parte de EU, estaremos en posibilidad de aceptar que tenemos la oportunidad de aprovechar más de tres décadas de esfuerzos en beneficio propio. Tal y como se ha hecho en otras áreas dentro de EU, pues mientras el éxito en el desarrollo de la Lutita Barnett implicó algo más de 30 años, a partir de entonces este se ha replicado en otras áreas en un periodo no mayor a los 10 años. De tal forma que no es necesario para nadie, recorrer la totalidad del camino para alcanzar la posibilidad de tener éxito en los trabajos de exploración y producción.

En el caso de EU, el esfuerzo para producir hidrocarburos en lutitas dio inicio a principios de la década de los 70's del siglo pasado como consecuencia de la escases de energéticos derivados del boicot de la *OPEP* a los países que mostraron su apoyo a Israel en la Guerra del Yom Kipur. A partir de entonces se dio inicio a una estrategia que solo daría resultados hasta la primer década del presente siglo, en un esfuerzo conjunto entre el gobierno y el sector privado.

Colocando de manera conjunta y con el mismo peso, a la inversión, investigación y la experimentación en campo (**Figura 7.8**). Finalmente, se pudo obtener producción comercial de hidrocarburos entrampados en lutitas a través de la tecnología y métodos desarrollados mediante la combinación de los anteriores elementos. Con este esquema, de

uso en cualquier otra área de la misma industria se podrían alcanzar resultados similares, puesto que se trata de elementos comunes al desarrollo de técnicas y métodos.

Aunque el objetivo en el caso de nuestro país y de PEMEX es sustancialmente distinto, pues mientras que para EU fue y sigue siendo alcanzar la independencia energética, para nuestro país, la necesidad de obtener recursos económicos destinados a contribuir con el desarrollo económico que la población requiere para mejorar sus condiciones de vida, debe convertirse en el mayor impulso que el sector requiere, lo anterior contribuye a establecer el inicio del desarrollo de este recurso como una prioridad, pues ambos se pueden alcanzar mediante la obtención de mayores niveles de producción de hidrocarburos, algo que nuestros vecinos han conseguido.

En este momento estamos en posibilidad de colocarnos a la vanguardia en este sector estratégico de la generación de energía, si logramos colocarnos a la par de nuestros vecinos del norte que como ya se ha dicho, son las únicas dos naciones que obtienen beneficios económicos de la producción de estos recursos⁷, lo que puede dar lugar a un frente energético regional, formado por los tres países de América del Norte poseedores como ya se ha visto de una gran cantidad de este recurso. Lo anterior representa además una gran oportunidad de viabilidad para el negocio del Shale Gas/Oil para nuestro país mediante la adopción del modelo de negocio necesario para darle viabilidad.

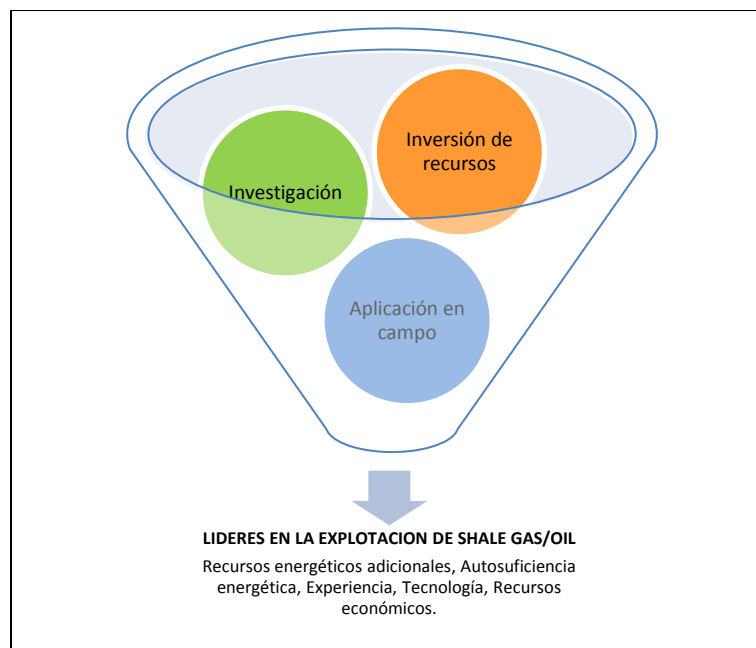


Figura 7.8- Elementos involucrados en el éxito de la producción de Shale Gas/Oil. (43)

⁷ China y argentina ya producen comercialmente aunque pequeños volúmenes de gas y aceite respectivamente.
Fuente: EIA, Mayo 2015.

En este contexto, México en general y PEMEX en particular, está en condiciones de integrarse en el mercado de los hidrocarburos almacenados en lutitas, en todos los aspectos de la industria que incluyen la exploración y producción a nivel internacional, al convertirse en el tercer productor comercial de estos recursos, una vez que se asimile la técnica necesaria, con base en nuestra larga experiencia como país productor, con lo cual se estará en posibilidades de acceder a nuevas áreas de explotación en las naciones poseedoras de este recurso, que como ya se ha visto, se encuentra distribuido muy ampliamente sobre la superficie de la tierra. Participando en el desarrollo de los campos en otras partes del mismo continente, tal es el caso de la gran cantidad de recursos estimados en países como Argentina. Y por qué no, incursionando en el mismo mercado Norteamericano. Las condiciones actuales del estado de la exploración y producción mundial de los hidrocarburos en lutitas, se conjugan con la posición estratégica que geográficamente tiene nuestro país, para hacer del aprovechamiento de este recurso una base sobre la cual construir el desarrollo energético y tecnológico de nuestro país. No debemos olvidar, que países como China y Argentina ya han dado inicio a la producción de estos recursos, mientras que muchas otras naciones se encuentran aún en evaluación de los potenciales riesgos que las actividades de FH representan para el medio ambiente. Por lo que la carrera por el dominio de las técnicas de producción aun es bastante reducida. Se debe aprovechar entonces esta ventaja y tomar la delantera para colocarnos en la cima del conocimiento en esta materia y entonces si poder trabajar en nuevas aportaciones en el objetivo de obtener el máximo aprovechamiento racional. En este sentido, se han conseguido logros significativos, como la reducción de los costos de perforación de los pozos de Shale Gas/Oil, en México, desde los niveles de más de 5 veces el precio de perforar un pozo en comparación con el costo de uno perforado en EU hasta solo un 60% más. La investigación de tópicos específicos, sobre aspectos relativos a la exploración y/o producción si bien pueden ser muy interesantes y/o estar a la vanguardia no podrán ser útiles hasta que se dé inicio a la producción económicamente rentable de los recursos en lutitas. Y para esto, existe la técnica desarrollada y probada durante más de 40 años, mismos que debemos de recuperar en el menor tiempo posible.

Finalmente, si observamos más hacia el norte nos daremos cuenta de que nuestra contraparte Canadiense indudablemente hizo uso de algunas de las ventajas que compartimos al encontrarnos ubicados en la misma zona geográfica, produciendo volúmenes económicamente rentables de Shale Gas/Oil a partir a partir del desarrollo de la tecnología realizado en EU, iniciando su producción en 2006 (**Figura 7.9**) (dos años antes que en el Play EF), es decir, solo se ha replicado la técnica aplicada en la Lutita Barnett y totalmente a la par que en los plays ubicados en EU.

Además de reproducir las acciones realizadas en EU y Canadá para poder obtener producción en el menor tiempo posible, se deben adoptar medidas que permitan integrarnos, a los sistemas de información y control tales como conteos, estadísticas y por

supuesto, niveles de producción que permitan el monitoreo de las actividades productivas y sus resultados, con el objetivo de asignarle un uso práctico a toda la información generada y publicada de manera periódica.

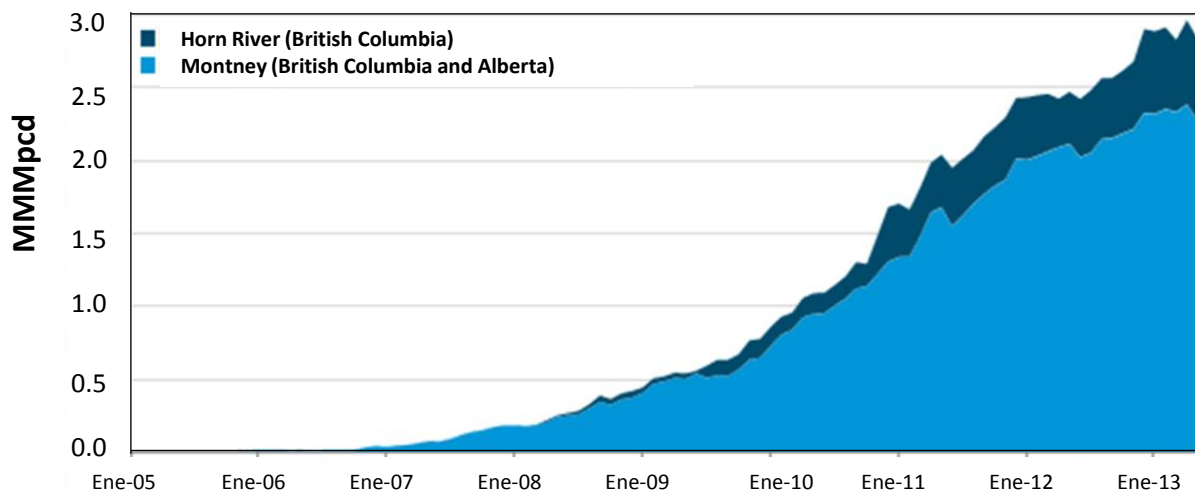


Figura 7.9- Extracción neta de gas en los dos principales plays de Lutitas en Canadá (enero de 2005 a mayo de 2013). (15)

Todo lo anterior se encuentra condensado en la **Figura 7.10** conforma, el estado actual que impide pueda desarrollarse el área con mayor potencial y obtener los beneficios que algunos países ya disfrutan, otros solo los perciben a la distancia y otros como México, muy de cerca.

En el actual contexto, que establecen las nuevas leyes en materia energética, la postergación del desarrollo de estos recursos representa una pérdida de ingresos para nuestro país.

7.4 Modelo de negocio.

7.4.1 Marco regulatorio

Como ya se ha visto durante el desarrollo del presente trabajo, México tiene quizá la mayor oportunidad entre los países que poseen recursos energéticos entrampados en lutitas de replicar el éxito obtenido por sus vecinos y socios del norte y así obtener los mismos beneficios derivados de su explotación. Las condiciones necesarias de tipo técnico y económico representan requisitos relativamente sencillos de satisfacer para nuestra industria energética. Las condiciones establecidas para la operación del sector en la recientemente aprobada reforma energética acercan aún más a nuestro país hacia esa posibilidad. No obstante, aún se requieren cambios de tipo institucional para lograr el entorno necesario.

En este sentido, el régimen de tenencia de la tierra adquiere la mayor importancia en el objetivo a conseguir. Aunque bajo el nuevo marco regulatorio recientemente aprobado se

permitirá el desarrollo de actividades de exploración y producción antiguamente reservadas de forma exclusiva al estado vía PEMEX, a empresas privadas, aún persiste sin cambio el mandato constitucional que reserva la propiedad de los recursos del subsuelo para el estado mexicano. Lo anterior constituye la principal diferencia estructural bajo la cual se mantiene reserva en las expectativas del negocio del Shale Gas/Oil.

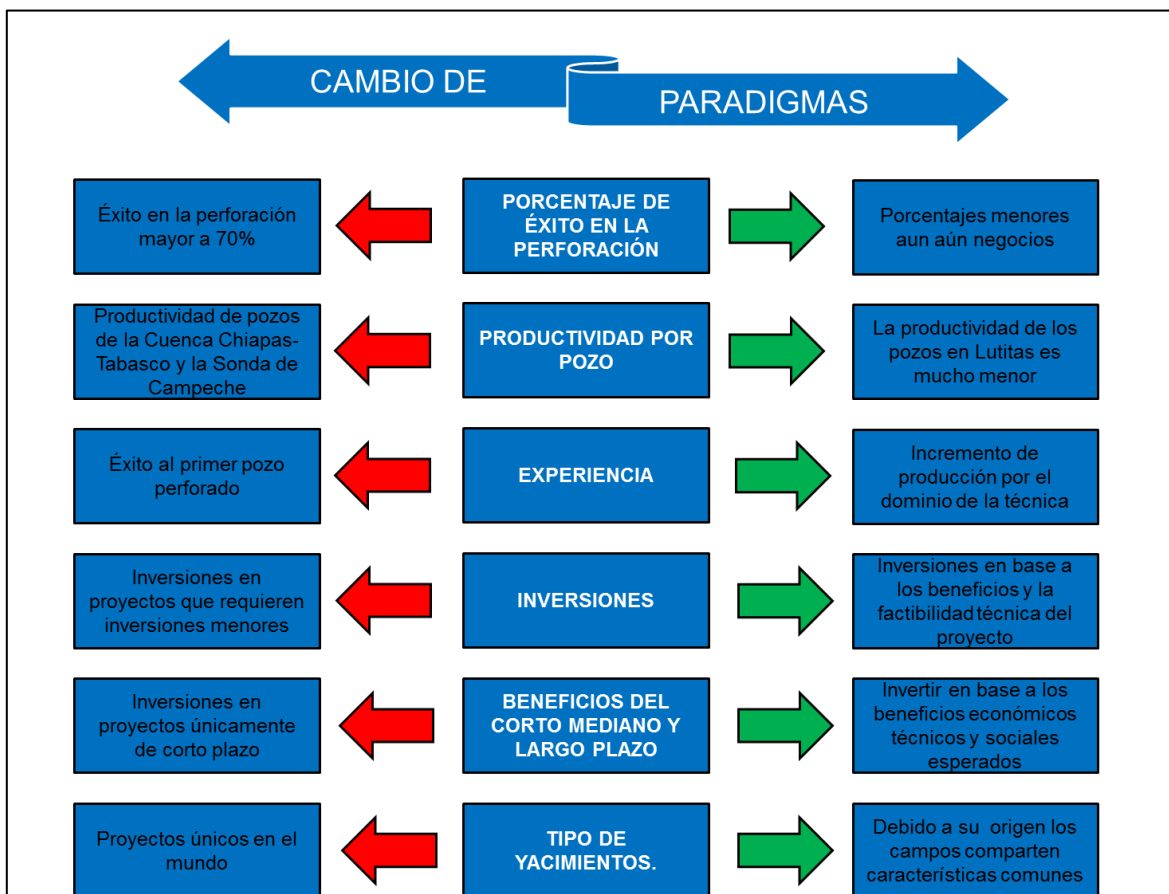


Figura 7.10- Cambios de paradigmas necesarios para arrancar el desarrollo a gran escala.

A diferencia de nuestro país, en EU, la propiedad de los recursos del subsuelo se extiende a partir de la superficie, es decir, estos pueden ser propiedad privada o del estado de forma indistinta. Lo anterior le confiere al negocio un dinamismo excepcional, ya que el poseedor del terreno y por lo tanto dueño de todo lo que se encuentre por debajo de este, es el principal interesado en la explotación de los recursos del subsuelo, y por lo tanto, las negociaciones se llevan a cabo entre particulares. Lo anterior disminuye de manera considerable la intervención del estado, al conferirle una participación únicamente como un ente responsable del cumplimiento de las diferentes leyes en la materia y del cobro de los derechos respectivos por concepto de permisos e impuestos. Con esto se evita la existencia de regulaciones excesivas que inhiben las actividades de exploración y explotación.

En tanto las condiciones legales sobre los derechos de propiedad se mantengan sin cambio en la constitución, se deben contemplar alternativas que disminuyan la carga burocrática para PEMEX e implementar las condiciones necesarias bajo las cuales se esté en condiciones de hacer rentable la actividad. Bajo el esquema actual, estos objetivos son muy difíciles de alcanzar debido a la naturaleza propia de la empresa, que está sometida a todos los controles propios para la realización de las actividades de extracción y además de todos aquellos controles establecidos para una empresa propiedad del estado.

Por otro lado, el negocio del Shale Gas/Oil para una empresa de las dimensiones de PEMEX, puede resultar muy poco atractivo debido a los niveles de productividad propios de los pozos en este tipo de yacimientos, que en comparación con los pozos productores en yacimientos convencionales los ingresos provenientes de los pozos en lutitas resultan mínimos. No se debe perder de vista que el nivel de desarrollo que la industria ha alcanzado, fue iniciado y alcanzado por pequeñas empresas privadas para las cuales el negocio desde su inicio resultó atractivo y que solo hasta que este estuvo completamente afianzado empezó a captar la atención de las grandes empresas de Exploración y Producción.

7.4.2 PEMEX Shale

Para que el negocio del Shale Gas/Oil resulte atractivo para PEMEX es muy recomendable la creación de una empresa filial de PEMEX Exploración y Producción, (PEMEX Shale), que asemeje las condiciones de las pequeñas empresas que lograron el éxito comercial en este sector en EU. Una empresa para la cual la producción del Shale Gas/Oil sea la razón de su existencia y no solamente una rama más del negocio del cual en cualquier momento se pueda prescindir por representar una mínima porción del mismo. Una empresa para la cual el éxito del negocio signifique su permanencia y crecimiento. Se debe evitar justificar las actividades de dicha empresa bajo el supuesto de objetivos alcanzados que no hayan sido planteados en el proyecto original.

Actualmente, solo en el play EF en el estado de Texas operan más de 100⁸ empresas de exploración y producción, sin contar aquellas que operan el sistema de tuberías y sus corrientes (**Figura 7.11**). Bajo estas mismas condiciones deberá operar esta empresa en los siguientes años y para la cual se requiere de una estructura organizacional y estructural independiente bajo las cuales el funcionamiento permita relaciones directas con los organismos reguladores. Al desvincularse operacionalmente de los mecanismos existentes entre PEMEX y los diferentes organismos reguladores, se lograría reducir los tiempos de ejecución.

Por lo anterior, se requiere la adecuación del actual marco regulatorio bajo el cual PEMEX desarrolla sus actividades debido a que este representa un verdadero obstáculo para la

⁸ Fuente: *Eagle Ford Shale.com*

dinámica desarrollada en este sector por las partes involucradas, bajo el riesgo ya sea de operar bajo lineamientos especiales que limiten su competitividad por ser una empresa propiedad del estado, o bien que los mismos lineamientos para la totalidad de las empresas interesadas inhiban su participación en esta actividad. Es decir, bajo las condiciones actuales, el negocio no resultaría atractivo para ninguna empresa, de tal manera que dar inicio a las modificaciones pertinentes empezando con las actividades a desarrollar por parte de PEMEX adquiere la mayor importancia en el inicio de las actividades.

Actualmente, resulta muy complejo establecer y aún más cumplir un objetivo más para PEP, el cual se encuentra sometido a la presión constante producto de la disminución natural en la producción de sus históricamente principales campos productores de aceite y gas convencionales. La creación de una nueva empresa filial de PEP representa la oportunidad de establecer lo anteriormente planteado y de integrar los mecanismos tendientes a asimilar las técnicas y prácticas propias de este sector.



Figura 7.11- Papel de PEMEX en el negocio del Shale Gas/Oil en México hasta hoy y en los próximos años.

7.4.3 Integración

Una parte fundamental en la cadena de comercialización de los hidrocarburos la representa la distribución de los mismos. Actualmente, México importa 79.6 MMMpc mensuales⁹ de gas natural de EU, esto se debe principalmente a la conveniencia que representa la comercialización del hidrocarburo lo más cercano posible a la zona de producción, con lo que se eliminan los costos derivados del transporte. Si bien es cierto que la producción de hidrocarburos en EU aun no es la suficiente para satisfacer por completo sus necesidades de combustibles, parte de su producción principalmente gas se exporta debido a que su traslado dentro de su mismo territorio desde las zonas en donde se produce hasta el punto

⁹ Al mes de marzo de 2015. Fuente: U.S. Energy Information Administration.

de demanda incrementa los costos considerablemente debido a que no se cuenta con una red de ductos que puedan distribuir el gas a través de lo ancho y largo de su territorio, por lo que existe ya un plan de construcción del oleoducto Keystone XL que permitirá transportar el aceite Canadiense hacia los centros procesadores en territorio de EU, sin embargo este ha presentado retrasos debidos principalmente a cuestiones políticas y sociales; el caso de México es similar. En este caso el costo de producir el Shale Gas/Oil de las áreas con potencial productor y su posterior transporte hacia los centros urbanos e industriales de nuestro país, representa una carga que en el inicio del negocio no se puede soportar (**Figura 7.12**).

Por lo anterior, una vez alcanzados los costos estándar de perforación y terminación de nuestros pozos, debemos de integrar nuestra producción al sistema de distribución del estado de Texas como una empresa más que opera del otro lado de la frontera, de esta forma nuestra producción adquiere las mismas condiciones de transporte y por lo tanto los costos que aquel producido en Texas y el cual como ya sabemos, es muy buen negocio. A partir de entonces no habrá diferencia entre la producción de los dos países, toda quedará sujeta a las mismas condiciones.

Existen ya una serie de esfuerzos destinados a satisfacer la necesidad de consumo de gas natural mediante su importación desde la parte sur del Estado de Texas principalmente, hacia los centros industriales del noreste y centro de nuestro país, para lo cual en diciembre de 2014 dio inicio la operación de la primera etapa del gasoducto Los Ramones que va desde la frontera con EU hasta los Ramones en el estado de Nuevo León. Posteriormente en una segunda etapa, esta se extenderá hasta el centro del país en el centro industrial del estado de Guanajuato en Silao (**Figura 7.13**). Este es solo uno de los diferentes proyectos tendientes a incrementar la capacidad de transporte de energéticos desde fuera y dentro de nuestro territorio.

La idea no es nueva, existen propuestas de integración entre los países de América del Norte en muchos sentidos desde hace ya un par de décadas, han existido también varios organismos cuyo objetivo es delinear los mecanismos necesarios para lograr la integración en los mejores términos posibles.

Entre estos planes está por supuesto, la integración energética que ya es una realidad en ciertos sectores como el de la energía eléctrica desde hace ya muchos años entre EU y Canadá. Las redes conocidas como Eastern Interconnection entre las regiones del este de Canadá, Nueva Inglaterra y Nueva York y la Western Interconnection, que abarca desde Manitoba hasta el Medio Oeste de EU garantizan el abasto en caso de catástrofes naturales.

Las interconexiones entre México y EU son mucho más limitadas, sin embargo, constituyen una realidad que da cuenta de su factibilidad y en probablemente de su necesidad. No obstante, el tema adquiere una mayor relevancia debido a las condiciones actuales de

incremento de la producción de hidrocarburos por parte de EU, debido principalmente al boom del Shale gas, lo que modifica como ya se ha dicho el panorama energético mundial, a la competencia económica por parte de los países asiáticos con China a la cabeza, la ya muy madura integración europea y la creación de bloques de cooperación entre países latinoamericanos como el Mercosur.

Aparentemente, para los tres países que conforman América del Norte, las negociaciones en materia de integración energética no ocupan grandes espacios dentro de sus respectivas agendas, sin embargo, en la práctica se está ampliando su capacidad de intercambio de energéticos lo que implica una integración de facto con todas sus implicaciones posibles.

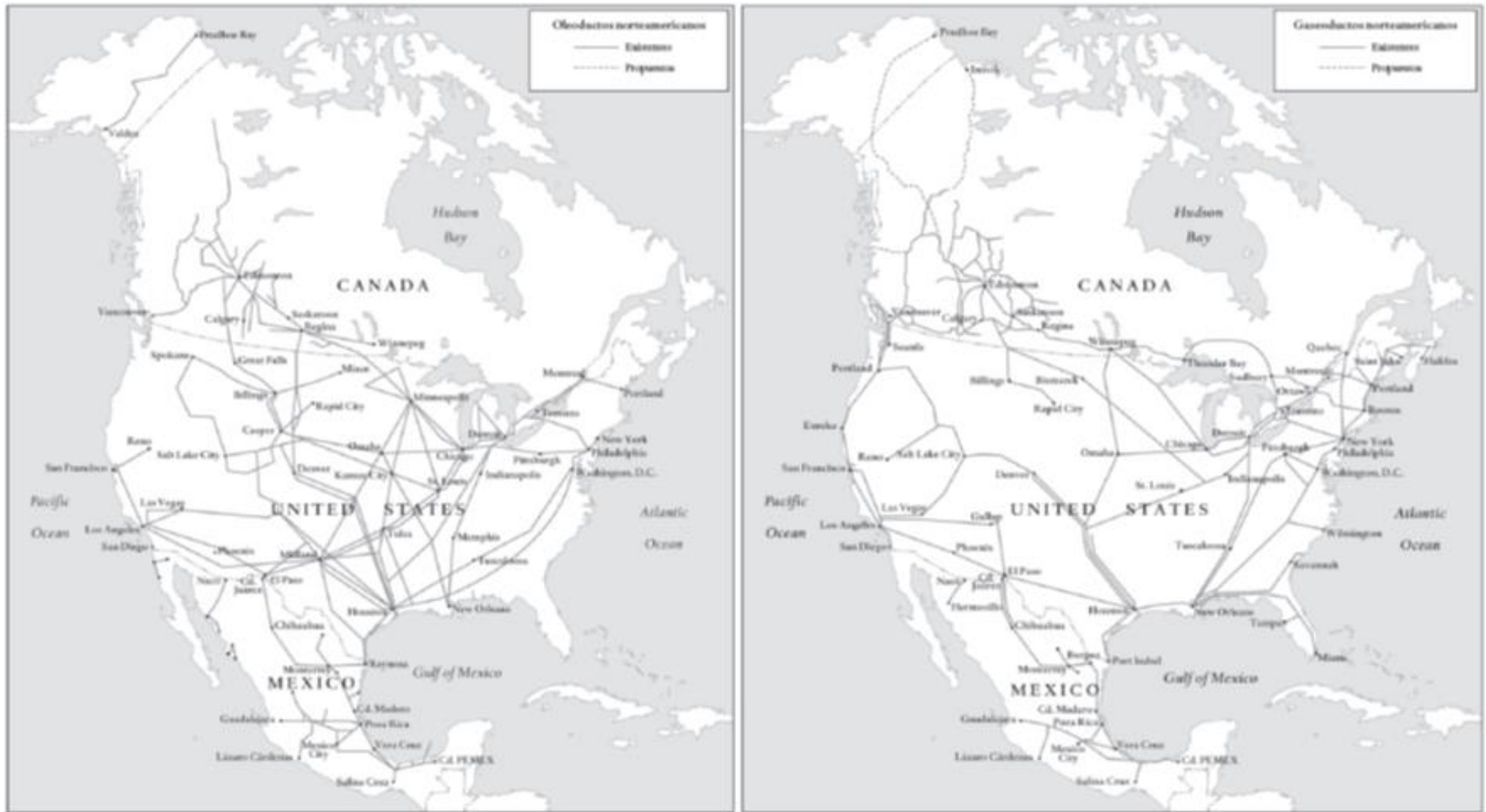


Figura 7.12-Oleoductos(izquierda) y gasoductos (derecha) existentes y en proyecto en Norteamérica (Tomado de “América del Norte el Momento de un Nuevo Enfoque”) (45)¹⁰.

¹⁰ Tomado de “América del Norte el Momento de un Nuevo Enfoque”. Informe del grupo de trabajo independiente del Council on Foreign Relations

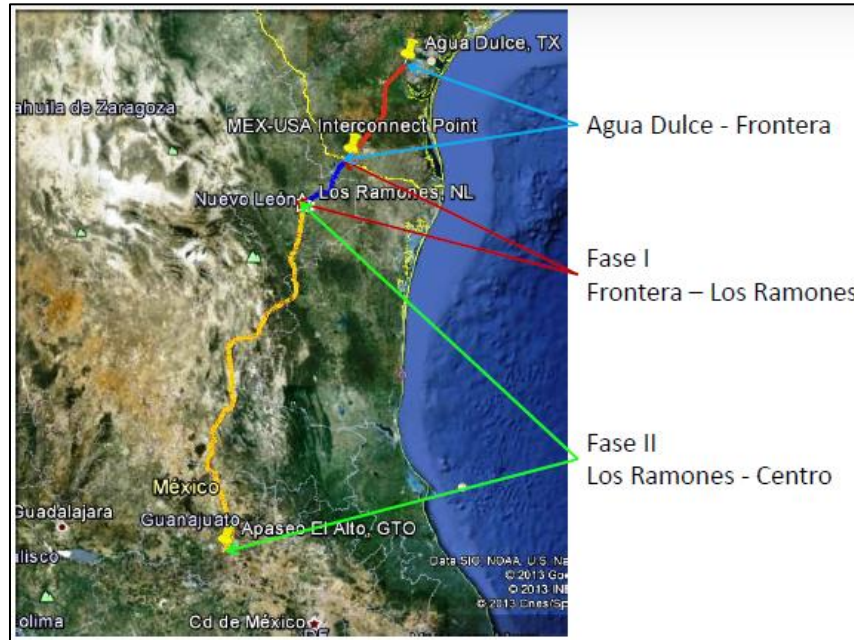


Figura 7.13-Fases del proyecto de gasoducto Los Ramones.

Conclusiones

1. Por lo menos durante los próximos 20 años no se vislumbra una disminución en la demanda de los combustibles fósiles como fuente de energía principal a nivel mundial. Se pronostica que a mediados de 2030 se espera un crecimiento sustantivo en la oferta de las llamadas energías renovables. No obstante la demanda de hidrocarburos se mantendrá en esencia constante
2. La principal demanda de energéticos se incrementará para el área asiática en general y en particular de China y la India, por ser las principales economías en crecimiento. Además, en conjunto el área asiática presenta la mayor densidad de población a nivel mundial.
3. La mayor demanda de energéticos por parte de la zona asiática generará en conjunto una modificación en las actuales rutas de comercio de energéticos.
4. El aumento de la producción de aceite y gas convencional y no convencional de EU puede transformar a su papel en el mercado energético de consumidor neto a exportador de energéticos, esto puede en el mediano o corto plazo, para posteriormente volver a convertirse en un importador.
5. En la actualidad pero sobre todo en los años siguientes se considera que las mayores reservas de aceite y gas a nivel mundial estarán bajo el control de los gobiernos vía las compañías estatales de exploración y producción, las cuales son controladas en su totalidad o parcialmente mediante la posesión de más de la mitad de las acciones por parte de los gobiernos.
6. Para México la industria petrolera representa la principal fuente de ingresos directos para el gobierno y no se espera que esta tendencia cambie durante las próximas décadas.
7. Cerca del 40 % del gasto público del gobierno mexicano proviene de los ingresos por venta de aceite y gas.
8. Los efectos del cambio climático han despertado la conciencia de las diferentes naciones en la necesidad de encontrar fuentes de energía más limpias. Lo anterior ha dado origen a programas destinados a disminuir el ritmo al que actualmente se incrementa la temperatura del planeta principalmente debido al consumo generalizado de combustibles fósiles.
9. En el actual contexto mundial de calentamiento global afecta a todos los seres vivos por lo que es necesario disminuir la emisión de gases de efecto invernadero, mediante el cambio hacia fuentes de energía más limpias. La mejor opción en la actualidad es la utilización del gas natural, al ser este un combustible ostensiblemente menos contaminante que el aceite y el carbón.

-
10. Debido a su calidad de combustible más limpio el al gas natural se puede posicionar como el principal energético a nivel mundial.
 11. De acuerdo con la mayoría de los organismos especializados en energía, el gas natural será el energético de mayor crecimiento en su uso a nivel mundial por encima de cualquiera de las otras fuentes de energía disponibles.
 12. En las próximas décadas se espera llegar lo que se ha denominado “ la era de oro del gas” de acuerdo con su potencial uso y su disponibilidad.
 13. De acuerdo con las estimaciones de organismos internacionales y especializados en energía, a nivel mundial se cuenta con recursos gasíferos suficientes (convencionales y no convencionales) para la satisfacción de la demanda, de acuerdo con las proyecciones de los mismos organismos.
 14. Se estima que los recursos de gas natural en general y de shale gas en particular se encuentran mejor distribuidos a nivel mundial.
 15. Se estima también que los potenciales recursos de gas natural no convencional pueden igualar e incluso superar a las reservas totales probadas de aceite y gas a nivel mundial.
 16. México se encuentra entre los primeros diez países con el mayor volumen de recursos técnicamente recuperables tanto en Shale Gas como en Shale Oil.
 17. México cuenta con ventajas naturales superiores a los demás países que cuentan con este tipo de recursos para replicar el éxito suscitado en la explotación de hidrocarburos en lutitas en EU.
 18. Las principales desventajas u obstáculos para el éxito en el desarrollo de nuestros recursos energéticos almacenados en lutitas no son de naturaleza técnica sino de tipo organizacional e incluso político y social.
 19. Los hidrocarburos en lutitas no son diferentes a los que se han producido desde el inicio de la industria petrolera. Se trata de los hidrocarburos que quedaron atrapados en la roca generadora, es decir, ambos se han generado de la misma forma, pero mientras que un volumen migró hacia la roca almacén, otros se quedaron almacenados en la roca generadora.
 20. El almacenamiento dentro de la roca generadora de hidrocarburos representa la principal diferencia en relación con los llamados yacimientos convencionales, al carecer de los elementos que en conjunto constituyen el llamado sistema petrolero, por esta razón se les considera como yacimientos no convencionales.
 21. Las formaciones arcillosas presentan una gran heterogeneidad lateral y vertical, que generan diferencias considerables en la productividad de pozos vecinos.
 22. Las técnicas de explotación que dieron viabilidad económica a los recursos de Shale gas /oil consisten de prácticas que no son nuevas dentro de la industria petrolera, estas son el FH y la perforación direccional y horizontal.
 23. Las técnicas de FH y perforación direccional y horizontal se han realizado desde hace más de 50 años en muchos campos petroleros alrededor del mundo.

-
24. Las técnicas de FH representan una técnica controvertida al utilizar grandes cantidades de agua y presentar riesgos de contaminación de los cuerpos de agua durante el desarrollo de sus distintas etapas de ejecución.
 25. Hasta la fecha no existen casos comprobados de contaminación de cuerpos de agua asociados a las actividades de FH.
 26. Las actividades de FH generan microsismos que son una vía mediante la cual se puede monitorear la generación de las fracturas durante las operaciones, no obstante los sismos locales de magnitudes mayores a 4° Richter se encuentran asociados a las actividades de inyección de aguas residuales.
 27. Existe coincidencia entre el inicio de las actividades de FH y el incremento en la incidencia de los sismos con intensidades mayores a 4° Richter, en áreas cercanas a los desarrollos de Shale gas/oil.
 28. No existe evidencia concreta de la generación de un sismo debido a una operación de FH.
 29. Las actividades de perforación horizontal y/o direccional no han generado controversias mayores.
 30. El gran éxito de la explotación de recursos en lutitas en EU y Canadá contiene una componente técnica pero también una componente administrativa y organizacional tanto a nivel gubernamental como empresarial.
 31. Se ha comprobado la continuidad de la formación productora EF, en el Estado de Texas, de nuestro lado de la frontera, por lo que área Sabinas-Burro-Picachos es la de mayor interés inmediato.
 32. Se han perforado pozos productores de aceite y gas en algunas áreas potenciales de aceite y gas en lutitas y en otras se tiene evidencia de su presencia por la perforación de pozos en yacimientos convencionales.
 33. De las 5 provincias petroleras con potencial productor de hidrocarburos convencionales y no convencionales la de Chihuahua aún no cuenta con estimación de sus potenciales recursos.
 34. La cuenca de Burgos se considera de mayor potencial productor de hidrocarburos en lutitas al contener a las formaciones generadoras en los campos productores de hidrocarburos convencionales en la zona.
 35. El porcentaje de éxito en las perforaciones exploratorias con objetivo lutitas mayor al 60 %.
 36. El éxito volumétrico no ha sido el esperado.
 37. La diferencia entre el número de pozos perforados dentro de la formación EF a uno y otro lado de la frontera entre nuestro país y Texas muestra que falta mucho por realizar para obtener producción económicamente rentable.
 38. La frontera entre EU y México representa el único obstáculo para la continuación del desarrollo de la formación EF en nuestro país.

39. El espaciamiento entre pozos exploratorios perforados en nuestro país con objetivos no convencionales no permite evaluar el verdadero potencial de esos recursos.
40. Las condiciones geológicas de nuestro lado de la frontera son sustancialmente diferentes a las de EU, presentando una mayor complejidad estructural y un mayor sepultamiento por lo que las estrategias de explotación se deben adecuar para garantizar el éxito en el desarrollo de los proyectos.
41. Aunque no se espera el grado de producción alcanzado en EU debido a las condiciones geológicas de las formaciones los beneficios potenciales no deben ignorarse.
42. Debido al desarrollo de la formación EF en el estado de Texas los condados afectados por esta actividad se han convertido en una de las zonas más prosperas de EU durante la última década.
43. Debemos aspirar a obtener beneficios similares en base a nuestros recursos energéticos en lutitas.

Recomendaciones

1. Superar la etapa exploratoria y definir un área de perforación intensiva que permita descartar las heterogeneidades como la causa de la baja productividad de los pozos.
2. El área Sabinas-Burro-Picachos debe ser la primera en desarrollarse a gran escala, por ser una extensión comprobada de la formación EF del lado mexicano.
3. Perforar a la menor distancia posible del desarrollo de la lutita EF del lado mexicano en las proximidades con la unión americana y posteriormente continuar hacia el sur con el desarrollo.
4. Perforar con el espaciamiento mínimo experimentado en la formación EF.
5. Dentro de nuestro ámbito de competencia se debe impulsar la integración de los sistemas productivos que incluyan la infraestructura y logística mediante esquemas de negocios entre EU y México.
6. Crear una empresa subsidiaria con objetivos específicos orientados a la producción de volúmenes económicamente rentables de hidrocarburos no convencionales.
7. Adoptar el modelo operativo de las empresas exitosas en EU y en caso necesario adquirir una de ellas con el objetivo de asimilar su esquema organizacional y operativo.
8. Implementar un nuevo conjunto de parámetros del negocio acordes al contexto propio de la industria del Shale gas/oil, bajo la premisa de que se trata de un negocio sustancialmente distinto al de los yacimientos convencionales.
9. Adaptar el esquema normativo para permitir la operación de la empresa subsidiaria dentro de los parámetros legales con los que trabajan las empresas que desarrollan los campos de gas y aceite en lutitas en EU.
10. Implementar un programa de capacitación en sitio con personal operativo de comprobada experiencia en el desarrollo de los recursos de Shale Gas/Oil.
11. Contratar personal directivo y operativo con comprobada experiencia, necesario para realizar la transferencia tecnológica y de conocimientos que garanticen el éxito de los proyectos de hidrocarburos no convencionales en México.
12. Aprovechar el contexto de los precios bajos del petróleo para lograr eficientar las operaciones, que le generen más valor a los hidrocarburos producidos.
13. Posicionar a la empresa como una de las líderes a nivel mundial en exploración y explotación de aceite y gas en lutitas mediante la asimilación de las técnicas de exploración y producción, lo que permitirá a la misma incursionar en el mercado internacional de los hidrocarburos no convencionales.
14. Aprovechar el momento histórico creado por el éxito de producción de los hidrocarburos en lutitas en EU evitando las incertidumbres propias de los mercados energéticos a largo plazo.

Bibliografía

1. **U.S. Energy Information Administration.** Independent Statistics & Analysis. U.S. Energy Information Administration. [En línea] <https://www.eia.gov/>.
2. **University of Texas at San Antonio.** *Economic Impact of The Eagle Ford Shale.* s.l. : Institute for Economic Development. , septiembre 2014.
3. **Petróleos Mexicanos.** *Anuario Estadístico.* 2014.
4. **Instituto Mexicano del Seguro Social.** Comunicado Coordinación de Comunicación Social. 17 de enero de 2014.
5. **University of Texas at San Antonio.** *Eagle Ford Expansions: The Latest Developments on the Play. Economic Impact of The Eagle Ford Shale.* s.l. : Institute for Economic Development, 2014.
6. **Texas Workforce Commission.** *Report on Texas Growth Occupations.* 2013.
7. **U.S. Bureau of Labor Statistics.** United States Department of Labor. [En línea] 2015. <http://www.bls.gov/>.
8. **Department of Commerce. Unites States of America.** Department of Commerce. [En línea] 2015. <https://www.commerce.gov/>.
9. **UTSA. The University of Texas at San Antonio.** Institute for Economic Development. [En línea] 2015. <http://iedtexas.org/>.
10. **Petróleos Mexicanos.** *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1° de enero de 2015.* 2015.
11. **Petróleos Mexicanos.** <http://www.pemex.com/Paginas/default.aspx>. [En línea] 2015.
12. **Secretaría de Hacienda y Crédito Público.** <http://www.gob.mx/hacienda>. <http://www.gob.mx/hacienda>. [En línea]
13. **Instituto Nacional de Estadística y Geografía.** <http://www.inegi.org.mx/>. <http://www.inegi.org.mx/>. [En línea] 2015.
14. **Pemex Exploración y Producción.** Relación con Inversionistas 2013. <http://www.pemex.com/ri/Paginas/default.aspx#.VnVjrUrhDIU>. [En línea] 2013.
15. **International Energy Agency.** <http://www.iea.org/>. <http://www.iea.org/>. [En línea] World Energy Agency 2013.

-
16. —. International Energy Agency. <http://www.worldenergyoutlook.org/>. [En línea] 2012.
 17. —. World Energy Outlook. <http://www.worldenergyoutlook.org/>. [En línea] 2013.
 18. **BP**. BP Statistical Review. http://www.bp.com/content/dam/bp-country/fr_fr/Documents/Rapportsetpublications/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf. [En línea] Junio de 2013.
 19. —. BP Statistical Review. <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>. [En línea] Junio de 2015.
 20. **National Energy Technology Laboratory (NETL)**. Modern Shale Gas Development in the United States: An Update. Septiembre de 2013.
 21. **International Energy Agency**. World Energy Outlook. *Are we entering a golden age of gas? Special Report*. 2011.
 22. World Ocean review. <http://worldoceanreview.com/en/wor-1/energy/methane-hydrates/>. [En línea]
 23. **National Energy Technology Laboratory. (NETL)**. Shale Gas: Applying Technology to Solve America's Energy Challenge. Marzo de 2011.
 24. Economic Report of the President. *United States Government Printing Office Washington*. 2012.
 25. **National Petroleum Council**. *Prudent Development: Realizing the Potential of North America's Abundant Natural Gas and Oil Resources*. 2011.
 26. Eagle Ford Shale. <http://eaglefordshale.com/>. [En línea] 2015.
 27. **U.S. Energy Information Administration**. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 141 Countries Outside The United States*. 2013.
 28. **Secretaría de Energía**. *Prospectiva del mercado del Gas Natural 2012*.
 29. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2013-2017*. **Secretaría de Energía**. 2013.
 30. *Hydraulic Fracturing 101. What every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investigator, University Researcher, Neighborhood and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and improving Frac Performance in unconventional Wells*. **E.King, George**. s.l. : SPE, 2012. 152596.
 31. *Shale Developments III*. **Halliburton**. 2011.

-
32. *Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment.* **Daniel M. Jarvie, Ronald J. Hill, Tim E. Ruble.** s.l. : AAPG Bulletin, 2007, Vol. 4 april 2007.
33. Geology.com. [En línea]
34. **Energy Information Administration.** *Drilling Sideways -- a Review of Horizontal well Technology and Domestic Aplicacion.* s.l. : U.S. Departament of Energy, 1993.
35. **Richard S.Carden, Robert D. Grace.** *Horizontal and Directional Drilling.* s.l. : Petroskills, LLC an OGC Company, 2007.
36. *Hydraulic Fracturing Hystory of an enduring Technology .* **Smith, Carl T. Montgomery and Michael B.** 2010, Vol. JPT December 2010.
37. *Defining Hydraulic Fracturing.* **Nolen-Hoeksema, Richard.** 2, s.l. : Oilfield Review, 2013.
38. **K. Blackwood, J. Flowers, P. Handred.** Evaluating Long Term Performance. . s.l. : SPE, 2011. 147436.
39. **American Petroleum Institute.** Hydraulic Fracturing Operations-Well Construction An Integrity Gudelines . 2009. HF1.
40. **United States Environmental Protection Agency.** EPA's Study of Hydraulic Fracturing and Its Potential Impact on Drinking Water Resources. [En línea] enero de 2015.
<http://www.epa.gov/hfstudy/hydraulic-fracturing-water-cycle>.
41. **Fac Focus.** Chemical Use In Hydraulic Fracturing. [En línea] 2015. <http://fracfocus.org/water-protection/drilling-usage>.
42. **Mahani, Justin L. Rubinstein and Alireza Babaie.** Myths and Facts on Wastewater Injection, Hydraulic Fracturing, Enhanced Oil Recovery, and Induced Seismicity. *Seismological Research Letters.* 2015. Vol. 86, 4 July/August 2015.
43. **Cuautli Hernández, María Elena.** *Recuperación Adicional de Hidrocarburos. Un enfoque práctico.* México, D.F. : s.n., 2015.
44. **Departament of Energy.** A Review of Horizontal Well Technology and Its Domestic Aplications.