



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ECONOMÍA DE LA ENERGÍA

**El futuro de los hidrocarburos no convencionales en América
del Norte ante la nueva perspectiva de precios.**

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

PRESENTA:
LUIS FELIPE ROMERO GONZÁLEZ

TUTOR PRINCIPAL
VÍCTOR RODRÍGUEZ PADILLA
FACULTAD DE INGENIERÍA

CIUDAD DE MÉXICO, NOVIEMBRE 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. ÁNGEL DE LA VEGA NAVARRO

Secretario: Dr. PABLO ALVAREZ WATKINS

Vocal: Dr. VÍCTOR RODRÍGUEZ PADILLA

1er. Suplente: Dra. ROSÍO VARGAS SUÁREZ

2do. Suplente: Dr. DANIEL ROMO RICO

CUIDAD UNIVERSITARIA. CUIDAD DE MÉXICO

TUTOR DE TESIS:

Dr. VÍCTOR RODRIGUEZ PADILLA

FIRMA

Índice

Agradecimientos

Introducción	1
---------------------	----------

Capítulo 1 Características de los hidrocarburos no convencionales

Características generales

1.1 Origen de los hidrocarburos no convencionales	4
1.2 Yacimientos no convencionales	7
1.3 Shale oil y Tight oil	8
1.4 Shale gas y Tight gas	9

Características de producción

1.5 Evaluación de la viabilidad de los recursos	11
1.6 Técnicas utilizadas en la extracción de hidrocarburos shale	13
1.6.1 Perforación horizontal	13
1.6.2 Fractura hidráulica	14
1.7 Plataforma de perforación <i>Well Pad</i>	16

Recursos y reservas

1.8 Reservas shale en Estados Unidos	19
1.9 Recursos shale en Canadá	24

Producción

1.10 Producción shale en Estados Unidos	31
1.11 Producción shale en Canadá	33

Capítulo 2. Factores que detonaron la exploración y producción de hidrocarburos shale

Detonadores del boom de los hidrocarburos shale

2.1 Rol del gobierno de Estados Unidos y empresas privadas	35
2.2 Rol de la tecnología	38
2.3 Rol del mercado	40

Impacto de los precios en la exploración y producción de hidrocarburos shale

2.4 Rol de los precios	41
2.5 Costos asociados a la producción de shale gas	44
2.5.1 Líquidos del shale gas	46
2.5.2 Tasa de declinación y producción inicial	48

Influencia de los HS en la baja de precios

2.6 Sobre oferta de gas natural en Estados Unidos	51
---	----

Expectativa tienen los HS ante la nueva perspectiva de precios

2.7 Discusión de los costos de producción	53
2.8 Nueva perspectiva de precios	54

Capítulo 3. Los hidrocarburos shale en el marco de la reforma energética mexicana

Recurso y reservas en México	
3.1 Recursos prospectivos	60
3.1.1 Sabinas-Burro-Picachos	60
3.1.2 Burgos	61
3.1.3 Tampico-Misantla	62
3.1.4 Veracruz	63
3.1.5 Chihuahua	63
Actividades de PEMEX antes de la reforma	
3.2 Actividades de exploración y producción	66
Situación del mercado de gas natural en México	
3.3 Situación actual	70
3.3.1 Balance Nacional	70
3.3.2 Infraestructura de gasoductos	71
3.4 Reforma energética 2013-2014 y nuevo panorama del sector	72
Escenarios de producción antes de la reforma energética	
3.5 Expectativa del mercado de gas natural	77
3.5.1 Escenario Inercial	78
3.5.2 Escenario ENE	80
3.6 Nuevas expectativas después de la reforma	83

Capítulo 4.El futuro de los hidrocarburos shale en el bloque energético América del Norte

Futuro de los hidrocarburos shale en Estados Unidos	
4.1 Continuidad en las operaciones y producción de hidrocarburos shale	84
4.2 Futuro de los precios	88
4.3 Futuro de la producción shale	91
Futuro de los hidrocarburos shale en México	
4.4 Panorama general del sector hidrocarburos en México	94
4.5 Expectativa de desarrollo shale en México	101

Conclusiones 108

Índice de Figuras	i
Índice de Cuadros	ii
Anexos	iii
Bibliografía	iv

Agradecimientos

*Lo desgraciado de nuestros días
es la monstruosa especialización
de cada ciencia...
Salvador Dalí*

Un agradecimiento especial merece, por supuesto, la Universidad Nacional Autónoma de México, en donde tuve el honor de completar los estudios de Maestría. El trabajo de la universidad en la formación de profesionistas con visión crítica se erige como uno de los puntos angulares de la sociedad mexicana moderna, lo que contribuye sin duda al mejoramiento de la misma. Sobre el mismo tenor, el cuerpo académico que da vida a la UNAM se constituye como su principal activo, lo que le ha permitido consolidarse como la mejor universidad de México y una de las mejores del mundo.

Mi asesor principal, el Dr. Víctor Rodríguez Padilla, ha sido parte fundamental para la culminación de mis estudios, que encuentran su máxima expresión en el presente trabajo. Sus contribuciones fueron esenciales al momento de desarrollar la tesis que este momento se encuentra en sus manos. Los docentes que formaron parte del comité sinodal, cada uno con sus conocimientos específicos, han aportado elementos de incalculable valor, que han servido para ampliar las dimensiones que se abordan respecto al tema de investigación.

Por último, más no menos importante, se encuentra el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, gracias a su ayuda esta investigación ha podido ver la luz. Su labor, que ya es titánica, deberá seguir ampliando sus límites ya que la sociedad del conocimiento en la que nos tocó vivir avanza a pasos agigantados. La investigación es pues una de las aristas que por ningún motivo deben descuidarse, su atención y fomento darán a México las herramientas para consolidarse en la sociedad global del siglo XXI.

Introducción

En la última década el panorama energético a nivel mundial ha observado grandes cambios, sobre todo gracias a la revolución de hidrocarburos no convencionales, formaciones de las que era impensable obtener alguna producción comercial. Esta revolución, o *contra-revolución*, que es como algunos definen al incremento de la producción de gas y petróleo en formaciones shale y tight, ha ocurrido en Estados Unidos, a pesar de ello sus efectos se han manifestado también en el plano internacional.

Este acontecimiento continúa con la línea extractivista de un modelo de aprovechamiento de recursos naturales voraz, en *la carrera por la última gota de petróleo y molécula de gas natural*, donde cualquier alusión o intento de inclusión del término sostenible a las actividades para el desarrollo de proyectos no convencionales esta lejos de ser posible. Sin embargo, y a pesar de la sentencia anterior que resalta la importancia de las cuestiones ambientales y sociales, dejando de lado los beneficios económicos y continuidad del modelo económico vigente, no es aquí donde se discutirán las implicaciones de la revolución shale y tight con una perspectiva socio-ambiental.

El objetivo de la presente tesis es esclarecer, de una vez por todas, las cuestiones más relevantes en torno al desarrollo de proyectos no convencionales. El nuevo contexto de precios bajos exige de una reinterpretación de lo que hasta hace pocos años se consideraba la revolución energética más importante en el los últimos tiempos. Las variables que permitieron el desarrollo de proyectos no convencionales han cambiado por completo, por ello la incertidumbre en torno al futuro de los hidrocarburos de lutitas, como también son conocidos, a aumentado considerablemente.

Para comenzar en el primer capítulo se aborda la cuestión fundamental de definir qué son los yacimientos no convencionales shale y tight, sus diferencias y similitudes así como sus características principales y el tipo de hidrocarburos que mayoritariamente alojan. También es importante conocer cuales son las técnicas que han permitido tan importante aumento en la producción de este tipo de hidrocarburos, por lo tanto las características de la perforación horizontal y la fractura hidráulica se contemplan dentro de este capítulo.

La segunda parte del Capítulo 1 esta dedicada a revisar las reservas y producción de formaciones no convencionales. Antes de continuar dos consideraciones importantes:

Primera, ya de entrada el título de la presente tesis nos conduce a pensar en un análisis de los tres países que conforman el bloque América del Norte, sin embargo el análisis para el caso de Canadá ha sido menos elaborado, en comparación con los análisis de México y Estados Unidos. Lo anterior ha sido motivado en parte por el incipiente desarrollo de proyectos shale y tight en aquel país, que no es para nada el caso de otro tipo de formaciones no convencionales como las *oil sands*.

Segunda, debido al creciente consumo de gas natural en México y la apuesta por posicionar a este energético como la base de la generación eléctrica, la investigación privilegió el estudio de las formaciones shale de donde se obtiene gas natural por encima de las formaciones tight en donde es más probable la obtención de crudo. Esta consideración comienza a ser notoria desde la segunda parte del Capítulo 1 donde se detallan las reservas y producción de shale gas en Estados Unidos y Canadá.

El aumento de la producción de crudo en Estados Unidos gracias al tight oil han tenido implicaciones más bien globales, a diferencia de la producción de gas natural con un impacto más limitado debido a la regionalización de mercados. Este criterio también contribuyó con la decisión de ampliar el análisis en formaciones de shale a costa de ampliar el estudio en formaciones tight. Sin embargo para observar un panorama más completo de la revolución de hidrocarburos no convencionales se ofrece el Anexo I donde es posible encontrar la información más relevante en cuanto a las reservas y producción de petróleo en formaciones tight para el caso de Estados Unidos.

En el Capítulo 2 se exploran los factores que propiciaron el desarrollo de proyectos shale y tight en Estados Unidos, es un análisis pruricausal donde la tecnología, los actores involucrados y la estructura de mercado jugaron cada uno un papel crucial para el desarrollo de este tipo de proyectos. En la segunda parte del capítulo el análisis del papel del precio en el desarrollo de proyectos shale se detalla con mayor profundidad, además de hacer una revisión de los costos de producción, también en esta parte se discuten dos de las características más peculiares de la producción en formaciones shale, la presencia de condensados y la tasa de declinación de la producción.

Es en la última parte del Capítulo 2 donde la cuestión fundamental que motiva este estudio se hace presente. El nuevo contexto de precios bajos de gas natural que se viene observando desde mediados de 2014 en el caso del mercado de América del Norte, nos ofrece un marco de análisis para conocer en primera instancia cual ha sido el efecto de la revolución shale en esta depresión de precios y en segundo término cuales son los efectos de esta baja para la continuidad de operaciones en formaciones de gas no convencionales. En este sentido hay toda una discusión con gran polémica entre los promotores shale y tight y aquellos analistas incrédulos ante la continuidad de este fenómeno, la discusión pasa por tocar temas como los costos de producción, e incluso más atrás en la cadena de valor hasta el tema de las reservas, y termina por cuestionar la rentabilidad en estas formaciones.

Hasta antes de la caída de precios muchos países empezaban a contemplar el posible desarrollo de proyectos no convencionales dentro de sus fronteras, lo anterior con miras a replicar el fenómeno observado en Estados Unidos. México no fue la excepción, por ello el Capítulo 3 está dedicado por completo al estudio de nuestro país. El análisis para contemplar el desarrollo de proyectos no convencionales y en específico proyectos shale pasa por las siguientes etapas. Primero es necesario conocer cuales son los recursos disponibles así como su ubicación, por ello al iniciar el capítulo se detallan las cantidades de hidrocarburos disponibles en las principales formaciones no convencionales del país. Además de los estudios correspondientes para cuantificar los recursos, se han llevado a cabo algunos esfuerzos para extraer gas y petróleo de estas formaciones, a pesar de que estos esfuerzos han sido pocos y su impacto muy limitado hasta el momento, han servido para comparar los resultados con los del vecino del norte.

La segunda parte del Capítulo 3 nos ofrece el contexto del mercado de gas natural en México, muy importante para considerar la participación de formaciones shale en la satisfacción de la demanda nacional. Dado que la situación del mercado de gas natural en los últimos años ha estado sujeta a crecientes demandas, que no han podido ser satisfechas por la vía del autoabastecimiento y la vía de importaciones ha quedado limitada por el incipiente desarrollo de la infraestructura de ductos necesaria, se han tomado medidas para mejorar esta situación mediante la implementación de mecanismos de mercado.

Lo anterior ha traído consigo la puesta en marcha de una reforma energética que permite la “competencia” en todos los eslabones de la cadena de valor, no solo en el caso del gas natural sino también para el caso de petróleo crudo y petrolíferos así como para el sector eléctrico. Con esta reforma el nuevo marco institucional ofrece, al menos en el discurso, las condiciones para transitar a un sistema energético con mayor eficiencia que se traduzca en beneficios para todos los consumidores.

La última parte del tercer capítulo esta dedicada a explorar los escenarios de producción shale planteados a lo largo de las estrategias nacionales. En una etapa temprana la incorporación de producción shale a la oferta nacional de gas natural tenía poca expectativa, sin embargo en el último ejercicio de planeación de la administración de Calderon se planteaban escenarios de participación shale muy aventurados, en parte debido a los beneficios observados en el país del norte, también porque en esta etapa aún se manifestaba la baja de precios que da el contexto de incertidumbre y que hemos desarrollado en la última parte del capítulo anterior. Este mismo contexto ha generado que las proyecciones shale sean menos optimistas en las estrategias presentadas por el gobierno de Peña.

Cabe resaltar aquí que la política energética que se expresaba a través de la estrategia nacional de energía y sus documentos prospectivos era una política enfocada en la planeación del sector, sin embargo y con el nuevo enfoque planteado en la pasada reforma, la política ha cambiado para estar enfocada en la creación de mercados y la corrección de sus fallas por medio de la regulación, el *laissez faire* contraataca.

Todavía al comenzar esta investigación el cuarto y último capítulo estaba pensado para discutir la participación de proyectos shale después de la reforma energética, este supuesto no tenía prevista la aguada caída de precios de la que hemos venido hablando. Llegados a este punto se estudiarían los regímenes de producción y fiscal para proyectos no convencionales contenidos en los contratos asignados por medio de las rondas de licitación. Hasta la fecha se han aplazado las convocatorias para concursar por la asignación de plays shale y tight e incluso se desconoce el tipo de contrato del que se echara mano para el desarrollo de estos yacimientos.

Por el motivo anterior el cuarto y último capítulo contribuye con la discusión acerca del futuro de las operaciones en plays shale y tight en Estados Unidos, también se esboza un panorama para el caso de México. En la primera parte del capítulo se detalla lo ocurrido durante 2015 en Estados Unidos, así como algunos aspectos que han permitido dar continuidad a las operaciones shale y tight pasando por el tema del financiamiento y las mejoras tecnológicas. Posteriormente se retoma el tema de los precios desde una visión prospectiva dado que la influencia de esta variable sobre las actividades en formaciones shale y tight será fundamental para determinar la evolución de la producción en las mismas. Por último se estudian los escenarios de producción que proyecta EIA y se ofrecen una serie de argumentos que serán de gran ayuda para contextualizar estos escenarios y formar una idea de lo factibles que pueden llegar a ser cada uno.

La segunda parte del último capítulo esta dedicada a explorar el futuro de las operaciones en formaciones no convencionales en México. Para ello se analizan en primer lugar las condiciones generales del mercado de hidrocarburos a nivel nacional, pasando por el nuevo panorama que ofrece la reforma energética, la situación que atraviesa PEMEX y los resultados de las primeras convocatorias dentro de la Ronda Uno. Por último se analizan los factores que influyeron en boom de hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos y se comparan con el estado y las prospectivas de los mismo en México.

Capítulo 1

**Características de los
hidrocarburos no convencionales**

Características generales

1.1 Origen de los hidrocarburos no convencionales

La teoría aceptada para la formación de hidrocarburos, tanto petróleo como gas, es de naturaleza orgánica (Chow, 1987). Parte de una hipótesis que asume la abundancia de microorganismos, principalmente plancton, en ambientes acuáticos como mares, pantanos y lagos de grandes extensiones. A medida que los organismos perecían y se acumulaban en el fondo de estos ambientes acuáticos se llevó a cabo un proceso de sedimentación a lo largo de millones de años (diagénesis). Una capa sobre otra la acumulación de este material orgánico y otros sedimentos estuvo sometida a condiciones de elevada presión y temperatura así como ausencia de oxígeno. Con el transcurso del tiempo la materia orgánica comenzó a sufrir transformaciones, proceso conocido como *catagénesis*, y fue dando paso a la formación de lo que hoy conocemos como hidrocarburos. Este proceso encuentra una relación directa con los sitios de formación de rocas sedimentarias, entre estas las *lutitas*, *pizarras* y *esquistos*.

La *diagénesis* de hidrocarburos comprende la sedimentación de la materia orgánica a temperatura ambiente hasta alcanzar los 65°C. Las transformaciones que ocurren durante esta etapa comprenden principalmente la eliminación de los productos solubles, Nitrógeno y Oxígeno (en forma de NH₃, H₂O y CO₂). También se forman cantidades importantes de metano (CH₄), principal componente del gas natural. El residuo orgánico que se va concentrando con los productos insolubles se denomina *kerógeno* y está constituido por una compleja mezcla de moléculas orgánicas con un gran número de Carbono. Durante esta etapa no se generan hidrocarburos, con excepción del gas metano mencionado y que procede de origen bacteriano, únicamente se observa un aumento de la temperatura hasta alcanzar 65°C.

Más allá de los 65°C y hasta los 150°C se produce la destilación del kerógeno, proceso que forma los hidrocarburos. Este proceso se conoce como *catagénesis*, consiste en el rompimiento de las moléculas orgánicas para formar cadenas de hidrocarburos. Dichas cadenas continúan con el proceso de rompimiento de enlaces para formar compuestos de menor tamaño (cadenas de hidrocarburos más cortas) conforme la temperatura aumenta. Al final de esta etapa sólo se observan hidrocarburos de cadenas compuestas por cuatro o cinco carbonos (Butano o Pentano) (Melendez, 1982).

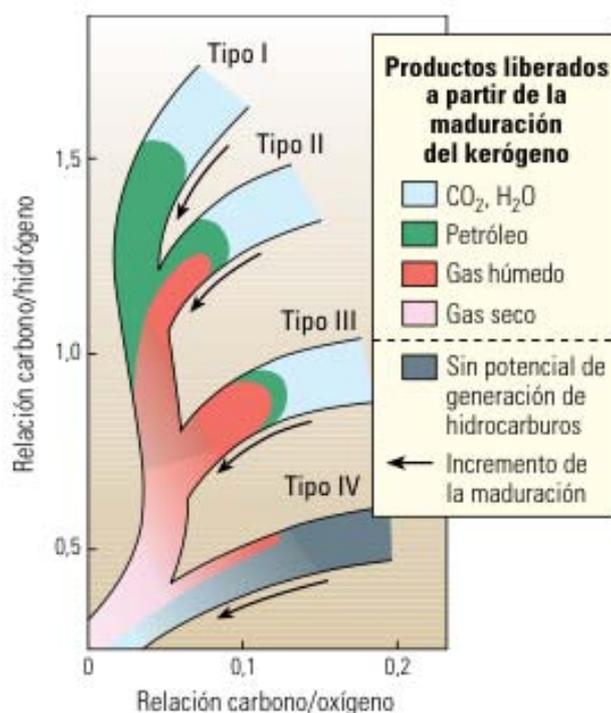
Durante el proceso de *catagénesis* hay que tener en cuenta que los distintos tipos de hidrocarburos que se generan dependen también de la composición del kerógeno y en consecuencia del tipo de materia orgánica original. Podemos clasificar al kerógeno de acuerdo a su origen con base en los estudios realizados por Estrada (2013) como:

- a) El generado en ambientes lacustres rico en plancton, reelaborado por la acción de bacterias y microorganismos.
- b) El generado en ambientes marinos de profundidad media a partir de restos de plancton y reelaborado por bacterias.
- c) El proveniente de restos vegetales terrestres.
- d) El generado a partir de materia orgánica residual sujeta a erosión, combustión y oxidación.

Otra forma, un tanto más útil, de clasificar al kerógeno es en función de sus contenidos de Carbono e Hidrógeno, en adelante C y H, mediante el diagrama de Van Krevelen.

Se distinguen así cuatro tipos diferentes de agrupaciones, denominadas I, II, III y IV. El tipo I es el más rico en H, procede casi exclusivamente de la acumulación de algas unicelulares, también se denomina *alginita*, y es el que genera mayor cantidad de petróleo; el tipo IV por el contrario es el más pobre en H y por lo tanto es relativamente más rico en C, procede casi exclusivamente de la acumulación de vegetales superiores, también se denomina *vitrinita*, y está más cerca de generar carbón que hidrocarburos; los tipos II y III son intermedios. Se considera que los que los tipos de kerógeno I y II son excelentes generadores de petróleo, el tipo III generará petróleo y gas y el tipo IV sólo gas. El diagrama de Krevelen permite pronosticar el tipo de hidrocarburo que se formará en una cuenca sedimentaria si se conoce la composición de la materia orgánica existente.

Figura 1 Diagrama de Van Krevelen



Fuente: Allix (2011). *Coaxing oil from shale*. Schlumberger

A partir de 150°C y hasta los 200°C comienza la destrucción de los hidrocarburos al continuar la destilación, este proceso es conocido como *metagénesis*. El kerógeno produce cada vez mayores cantidades de gas metano, y los hidrocarburos existentes se van rompiendo en cadenas cada vez más cortas, en última instancia toda la fracción orgánica (kerógeno e hidrocarburos) se convierte en grafito. Sin embargo, si no existen condiciones fuertemente reactivas en profundidad, el metano, que es muy estable, puede permanecer incluso a temperaturas superiores a los 300°C.

En cuanto a la profundidad a la que se forman los hidrocarburos por cada mil metros que ésta aumente la temperatura se incrementa alrededor 30°C (Estrada, 2013). Por tanto, la formación de hidrocarburos más ligeros, es decir compuestos de cadenas más cortas, ocurre a grandes profundidades. La razón por la que los compuestos más ligeros se encuentran, en algunos casos, mas próximos a la superficie, es debido al ascenso horizontal a través de las capas terrestres. A este proceso se le denomina *migración de hidrocarburos*.

Cuanto mayor sea el grado de destilación de los hidrocarburos su densidad observará una disminución de sus valores e incluso un cambio de fase, dando paso a la formación de gas metano. Sin embargo, no todos los hidrocarburos con bajas densidades pudieron migrar a capas más superficiales, es decir, nunca observaron ningún tipo de movimiento ascendente o migración.

Cuando las rocas presentan formación de hidrocarburos ya sean líquidos o gases se denominan como *rocas generadoras* o *rocas madre* (Lopez, 2014). Los hidrocarburos que mantuvieron un proceso de migración fuera de sus rocas generadoras pero que posteriormente encontraron nuevas rocas de baja permeabilidad denominadas *rocas sello*, que impidieron su migración a capas superiores, pertenecen a los yacimientos conocidos como *convencionales*.

Por otro lado, cuando no se observa ninguna migración de los hidrocarburos y se quedan atrapados dentro de sus respectivas rocas generadoras es posible denominar al recurso como *no convencional*, como es el caso de las formaciones no convencionales *Shale* y *Tight*, para ambos tipos de hidrocarburos, gas y petróleo. Otros hidrocarburos por el contrario continuaron con su ascenso a través de las rocas e incluso escaparon a la atmósfera en el caso de los gases.

Las lutitas son rocas de tipo sedimentario, no son las únicas pero sí las más abundantes de la tierra con 45% del total de las rocas sedimentarias (Duque, 2012). Cuando los hidrocarburos generados se encuentran atrapados en este tipo de rocas se les denomina *Shale Gas* y *Tight Oil*. La diagénesis de lutitas de acuerdo con el origen de sus sedimentos puede ser de dos tipos, cuando fragmentos sólidos de otras rocas son transportados por agua o viento (origen mecánico), a una cuenca sedimentaria la lutita es llamada *detrítica*, por otro lado, también con un origen mecánico, si los sedimentos que componen a la roca provienen de la compactación de partículas la lutita se denomina *clástica*. De acuerdo con el lugar, la roca puede ser de origen palustre, lacustre, marino o terrígeno (Duque, 2012), en relación directa a los sitios con abundancia de materia orgánica, que posteriormente originó los hidrocarburos.

Es posible clasificar a las lutitas de acuerdo con su grado de consolidación que puede ser bajo, mediano o alto, además las lutitas con alto contenido de kerógeno tienen una estructura más compacta, menor laminación y colores más variables, esto se debe a la variación de la cantidad de materia orgánica. Además de las lutitas existen otras rocas sedimentarias con presencia de hidrocarburos como las pizarras y los esquistos, por lo tanto la aseveración realizada por Chebli (2011) resulta correcta cuando menciona que el término shale (traducido literalmente esquisto del inglés) es usado libremente aunque no describe la estricta litología de los yacimientos no convencionales.

En los yacimientos estudiados en Estados Unidos se ha encontrado que los hidrocarburos, petróleo y gas, no sólo se encuentran en lutitas, sino que comprende una amplia variedad de litologías y texturas, desde fangos calcáreos a limitas, areniscas de grano fino, pizarras y esquistos. En el idioma español de forma generalizada se ha utilizado el vocablo lutita para hacer referencia a yacimientos no convencionales de gas y petróleo indistintamente, sin embargo el término shale para hacer referencia a yacimientos de gas y tight para referirse a yacimientos de petróleo resultan una aproximación más correcta (ver puntos 1.3 y 1.4).

A pesar de lo anterior se recurre frecuentemente al término lutita, sin embargo no debe interpretarse en un sentido estrictamente literal relacionado con la litología precisa de las rocas. Más bien debe entenderse que se utiliza para describir un conjunto de formaciones con características litológicas variadas que contienen hidrocarburos, tanto petróleo como gas.

La diagénesis de las rocas sedimentarias tiende a la reducción de la porosidad siendo ésta una de sus principales características junto con la impermeabilidad, características que transfieren a los yacimientos de los que forman parte. Para medir la porosidad de la roca la unidad de medida es el nanómetro (nm), en el caso de las lutitas el tamaño medio de un poro es de 3nm, aunque algunos llegan a medir más de 100nm. En el caso de la permeabilidad la unidad utilizada es el Darcy ($1 \text{ Darcy} = 9.869233 \cdot 10^{-13} \text{m}^2$) aunque también es ampliamente utilizado el milidarcy mD. La permeabilidad de areniscas y lutitas arroja valores de entre $9.0 \cdot 10^{-19} \text{m}^2$ y $2.4 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ para el agua (Estrada, 2013).

Sin embargo, no todas las rocas sedimentarias con presencia de materia orgánica poseen la capacidad para generar hidrocarburos, algunos de los parámetros utilizados para determinar el potencial de una cuenca sedimentaria son según Estrada (2013), volumen (espesor y extensión del área), riqueza orgánica (cantidad y tipo de materia orgánica) y madurez térmica (tiempo de exposición de la roca al calor). Para una discusión detallada de las características necesarias para la generación de hidrocarburos en rocas sedimentarias vea el punto 1.5.

1.2 Formaciones no convencionales

Los hidrocarburos contenidos en formaciones shale y tight se clasifican como yacimientos no convencionales, diversos autores y agencias intentan hacer una diferenciación estricta y específica entre estos y los conocidos como convencionales. Sin embargo, se han encontrado con escollos para tal empresa. El desarrollo de proyectos no convencionales es relativamente reciente y por mucho tiempo ha sido apenas marginal, pero esta situación ha cambiado por completo (ver punto 1.10).

Si tomamos en cuenta la definición de la *Agencia Internacional de Energía* para gas no convencional realizada en 2012 se observa un problema de ambigüedad, pero adelanta un paso al mencionar la geología correspondiente a estos yacimientos y las técnicas de estimulación necesarias para la producción del recurso, esta agencia define a los yacimientos de gas no convencionales como:

Unconventional gas resources are trapped in very tight or low permeability rock and the effort required to extract them is greater than for conventional resources. This means higher intensity of drilling, entailing more industrial activity and disruption above ground. Producing gas from unconventional formations in many cases involves the use of hydraulic fracturing to boost the flow of gas from the well.

Esta definición favorece el aspecto técnico durante la producción, lo que de entrada conduce a pensar que a este tipo de yacimientos corresponde una elevada dificultad de extracción, más alta que en el caso de hidrocarburos convencionales. A diferencia de los yacimientos convencionales, en los no convencionales las fronteras que delimitan las formaciones no están suficientemente definidas por lo cual llegan a ser bastante amplios en extensión. Además estos yacimientos suelen encontrarse a grandes profundidades entre 1,200 y 4,300m (Kraemer, 2015). Una de las claves para producir en estas vastas

formaciones es localizar áreas y pozos de producción donde abunden las fracturas naturales, estos lugares son conocidos como *sweet spots*.

Dejando de lado la dificultad que hasta hoy prevalece en cuanto a la definición precisa de los yacimientos no convencionales, es posible establecer tres características que los distinguen:

- a) Geología de almacenamiento de hidrocarburos. En general las cuencas de hidrocarburos no convencionales no han observado un proceso de migración a capas superficiales, por lo tanto se encuentran atrapados a mayores profundidades en sus respectivas rocas madre. La delimitación de las formaciones no es clara por lo tanto llegan a ser muy amplias en extensión.
- b) Diferencias técnicas durante el proceso de producción. En el caso de los recursos shale y tight la utilización intensiva de perforación horizontal y fractura hidráulica es una característica distintiva. Los procesos exploratorios tienden a ser más largos ya que se requiere de mayor precisión para garantizar la existencia y posible recuperación de los recursos.
- c) Características de inversión y rentabilidad. Difieren en gran medida de los convencionales, por tanto la viabilidad económica de estos yacimientos suele ser incierta debido al bajo contenido de hidrocarburos presentes en las rocas y las bajas tasas de recuperación observadas (ver punto 2.5 y 2.6).

Por su parte Estrada (2013) propone tres características comunes a los yacimientos no convencionales:

- a) Bajo contenido energético con respecto al volumen total de la roca
- b) Dispersión de los yacimientos en áreas muy extensas
- c) Baja permeabilidad

Con respecto a la última de las características mencionadas, es decir la baja permeabilidad, Boyer (2011) considera que los yacimientos con permeabilidad mayor a 0,1 mD se consideran convencionales y el resto no convencionales. Esta consideración intenta proporcionar un criterio que pueda ser medible para clasificar estos yacimientos. Tal propuesta resulta un primer paso pero es necesario considerar que el mismo autor menciona que no existe ningún fundamento científico para tal afirmación. Además de la anterior son necesarias otras propiedades para caracterizar adecuadamente los recursos no convencionales, carbono orgánico total (TOC), volumen y capacidad de gas, madurez térmica y permeabilidad son algunas de ellas.

Dentro los yacimientos no convencionales existe una subdivisión que permite estudiar a detalle las características que surgen de cada clasificación. Además de las formaciones shale y tight existe el *gas de capas de carbón* (coalbed methane), las *arenas bituminosas* (oil sands) y los *hidratos de metano* (methane hydrate).

1.3 Shale oil y Tight oil

Se han agrupado en la misma sección ambas categorías shale oil y tight oil conforme a la explicación sugerida por la *U.S Energy Information Administration* (EIA, 2013).

Although the terms shale oil and tight oil are often used interchangeably in public discourse, shale formations are only a subset of all low permeability tight formation, which include sandstones and carbonates, as well as shales, as sources of tight oil production.

Within the United States, the oil and natural gas industry typically refers to tight oil production rather than shale oil production, because it is a more encompassing and accurate term with respect to the geologic formations producing oil at any particular well. EIA has adopted this convention, and develops estimates of tight oil production and resources in the United States that include, but are not limited to, production from shale formations.

El tight oil también conocido como *aceite de arenas compactas* es un hidrocarburo que se encuentra en formaciones de ultra baja porosidad. El kerógeno existente es una mezcla de capas maduras que se encuentra en las estructuras de las rocas. En el caso del aceite de lutita (tight oil) el término describe a la roca sedimentaria de grano muy fino que contiene volúmenes relativamente grandes de kerógeno. Cuando se habla de este tipo de formaciones se tiene que tener en cuenta estos recursos son considerados como aceite en proceso de maduración (Estrada, 2013).

Las estimaciones actuales de los volúmenes recuperables en depósitos tight oil rondan los trillones de barriles (Allix, 2011) y normalmente se encuentran a poca profundidad (ver Anexo I).

1.4 Shale gas y Tight gas

Al igual que en el apartado anterior las características de las formaciones shale y tight para gas se encuentran agrupadas en el mismo punto, ya que una diferenciación estricta de las características litológicas resulta casi imposible de realizar, esto se debe a que pueden encontrarse variaciones y similitudes importantes incluso dentro los mismos *plays*¹.

Una definición propuesta por el *National Petroleum Council* (NPC, 2007) de Estados Unidos para este tipo de yacimientos menciona:

One way to define unconventional gas is as “natural gas that cannot be produced at economic flow rates nor in economic volumes of natural gas unless the well is stimulated by a large hydraulic fracture treatment, a horizontal wellbore, or by using multilateral wellbores or some other technique to expose more of the reservoir to the wellbore”.

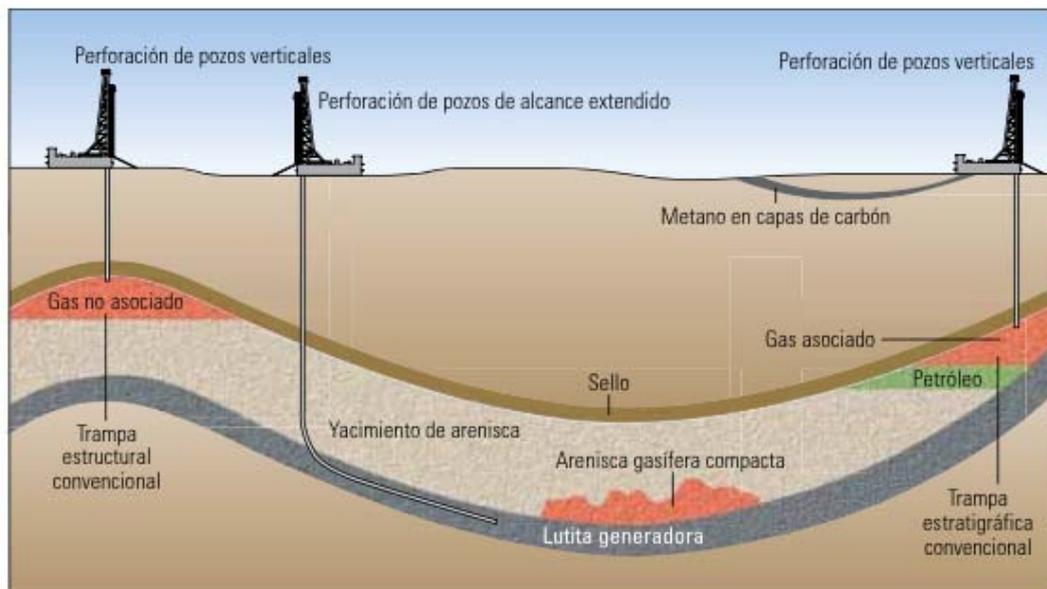
Esta definición da énfasis en las dificultades para producir hidrocarburos en estas formaciones y menciona algunas de las técnicas utilizadas para lograr este objetivo, estas son perforación horizontal y fractura hidráulica, para una mayor información acerca de estas técnicas puede consultarse el punto 1.6.

Sin embargo no todas las formaciones shale para la extracción de gas y tight para la extracción de petróleo constituyen objetivos viables para la producción de hidrocarburos, los yacimientos que ofrecen el mejor potencial requieren una combinación única de propiedades y son relativamente raras.

¹ Un play es una región delimitada con prospectivas petroleras potenciales de geología similar. Estas áreas se utilizan para desarrollar una extensión productiva de hidrocarburos ya sean gases o líquidos.

En el apartado siguiente se mencionan las características necesarias que deben de tener los yacimientos para una extracción rentable de hidrocarburos. En la Figura 2 se muestran algunos tipos de yacimientos convencionales y no convencionales.

Figura 2 Yacimientos de gas y petróleo



Fuente: McCarthy (2011). *Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation*. Schlumberger

Características de producción

1.5 Evaluación de la viabilidad de los recursos

Según Alexander (2011) las propiedades geoquímicas necesarias para evaluar adecuadamente los yacimientos de gas y petróleo en lutitas incluyen carbono orgánico total (TOC), volumen y capacidad de gas en el caso de yacimientos shale, madurez térmica, permeabilidad y mineralogía. A continuación se describen cada uno de estos factores así como los valores que son necesarios para considerar a los recursos viables para su extracción.

a) Carbono orgánico total (TOC)

Para la determinación de la riqueza orgánica se utiliza el parámetro *Carbono Orgánico Total* (COT). Representa la medida de la riqueza orgánica de las rocas generadoras, se expresa como el porcentaje en peso de la materia orgánica con respecto al de la roca total. Uno de los métodos para la determinación de este parámetro es el *Ensayo de Fisher Modificado*. Un rango que se considera apropiado se encuentra entre 2% a 10% de TOC sobre el valor total de la formación. Valores por encima de 10% generalmente se observan en formaciones inmaduras para el desarrollo (Allix, 2011).

b) Volumen y capacidad de gas

En el caso de los yacimientos shale el almacenamiento de gas en sus respectivas rocas generadoras ocurre debido a diversos mecanismos, el primero de ellos consiste en la acumulación de gas libre en la matriz porosa de las rocas y las fracturas naturales, otro mecanismo consiste en la absorción química del gas en la materia orgánica (WEC, 2010), también podemos encontrar gas disuelto en el bitumen².

El volumen total de gas en sitio (GIP, Gas in place) es la combinación del gas absorbido y el gas libre (contenido en fracturas naturales). Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, a medida que se produce el gas libre y se reduce la presión en los poros, el gas absorbido será liberado, o desorbido, desde la superficie del kerógeno.

c) Madurez térmica

La *vitrinita* es uno de los macerables más abundantes en la mayoría de los tipos de kerógeno y es un indicativo bastante bueno para medir la madurez térmica de un yacimiento. El grado de madurez térmica se expresa generalmente en términos de la *Reflectancia de la Vitrinita* (%R_o), los valores 0.6 y 1.6-1.7 son indicativos de generación de hidrocarburos, entre estos valores los que comprenden el rango de 0.6 a 1.1-1.2 son precursores de líquidos y entre 1.2 y 1.7 de gases húmedos y por encima del valor 1.7 sólo se producirán gases secos (McCarthy, 2011).

d) Permeabilidad

Una de las propiedades más difíciles de evaluar cuando se caracteriza a las formaciones shale y tight es la permeabilidad, la cual puede variar de 0.001 a 0.0000001 mD. La permeabilidad es una función de la porosidad efectiva, la saturación del hidrocarburo y la mineralogía. Los yacimientos convencionales tienen permeabilidades de cientos de milidarcies, varios órdenes de magnitud más que en el caso de los no convencionales.

² El kerógeno es la materia orgánica en partículas diseminada en las rocas sedimentarias, es insoluble en los solventes orgánicos comunes. El bitumen es un derivado térmicamente degradado del kerógeno, pero es soluble en solventes orgánicos. La relación exacta entre el kerógeno, el bitumen y los hidrocarburos que son liberados durante el proceso de calentamiento de la materia orgánica sigue siendo tema de investigación.

La permeabilidad de las lutitas, en el rango de los nanodarcies, imposibilita la implementación enfoques convencionales para su medición. Se ha desarrollado la técnica de pirólisis para cuantificar permeabilidades ultra bajas en formaciones no convencionales.

e) Mineralogía

Las lutitas pueden tener mezclas complejas de minerales y el éxito o el fracaso de un recurso potencial está influenciado por la concentración relativa de estos constituyentes. Para obtener información sobre la geoquímica y la mineralogía se utilizan las pruebas de núcleos, sin embargo están limitadas a la ubicación específica de donde se extrajeron. La mineralogía se determina más frecuentemente a partir de los datos petrofísicos adquiridos con herramientas de registros de fondo de pozo.

De acuerdo con Sullivan (2014), las propiedades mencionadas carbono orgánico total, volumen y capacidad de gas, madurez térmica, permeabilidad y mineralogía pueden ser agrupadas dentro de dos conjuntos para facilitar la evaluación de los yacimientos shale y tight.

El primero de ellos se denomina *Calidad del yacimiento RQ* (Reservoir Quality) se define como: la capacidad para producir hidrocarburos de manera rentable después de un tratamiento de estimulación por fractura hidráulica. La calidad del yacimiento es una característica de predicción que agrega a las variables mineralogía, porosidad, la saturación de hidrocarburos, el volumen de la formación, COT y madurez térmica.

Por otro lado, el segundo conjunto de variables agregadas es la *calidad de la terminación CQ* (Completion Quality). Al igual que el anterior, es un atributo que ayuda a pronosticar el éxito de un yacimiento después de la fractura hidráulica. CQ depende en gran medida de la mineralogía, al igual que RQ, pero es influenciado también por las propiedades elásticas de la formación, tales como el *módulo de Young*, la *relación de Poisson*, el *módulo de compresibilidad* y la *dureza de la roca*.

La calidad de la terminación también incluye factores como la densidad y la orientación de las fracturas naturales, la anisotropía³ intrínseca y la anisotropía del material fracturado. Actualmente la determinación de estos dos conjuntos de variables es necesaria para tener éxito en la extracción de recursos en formaciones shale y tight, aquellas formaciones con las mejores condiciones de RQ y CQ serán las más viables de ser explotadas.

Las variables hasta ahora mencionadas, determinan la viabilidad de las propiedades geológicas y petrofísicas. Sin embargo, hay que tomar en cuenta otros factores que influyen en la viabilidad para explorar y desarrollar formaciones shale y tight. Las leyes y reglamentos que rigen la zona a explotar, la proximidad a carreteras para el suministro de materiales y equipos, los costos de producción, la presencia de condensados y los precios de venta son algunas de las variables que influyen en la viabilidad económica de estas formaciones. Estas consideraciones se abordan en el capítulo siguiente prestando especial atención al tema de los precios.

³ La medición de la permeabilidad paralela a las capas de rocas sedimentarias puede dar un valor diferente a una medición perpendicular, por lo tanto, la permeabilidad medida en un mismo punto en dirección horizontal K_h , puede ser diferente de la permeabilidad medida en la dirección vertical K_v . Esta dependencia de dirección en cualquier medición tipo se denomina anisotropía.

Como ejemplo de lo anterior se tiene el caso de *Eagle Ford* (ver punto 1.8 y 1.10) en donde la presencia de condensados ha justificado la continuidad de las operaciones debido a su alta valorización en el mercado, esto a pesar de que el margen de utilidad del gas seco extraído de formaciones shale ha llegado a ser muy bajo e incluso negativo (ver punto 2.5.1).

1.6 Técnicas utilizadas en la extracción de hidrocarburos shale

Son dos las tecnologías que han permitido el desarrollo de yacimientos no convencionales shale y tight a gran escala, éstas son la *perforación horizontal* y la *fractura hidráulica*.

La historia de la perforación horizontal y la fractura hidráulica es la historia de la apuesta por la investigación y el desarrollo (I&D) en la exploración y producción (E&P) en yacimientos no convencionales. Empresas petroleras y gobiernos, principalmente en Estados Unidos, han vislumbrado oportunidades de negocios donde antes la factibilidad técnica y económica para la extracción rentable de recursos petrolíferos estaba limitada por la tecnología disponible y los precios de venta.

El desarrollo de la tecnología para la perforación horizontal y la fractura hidráulica a gran escala ha sido favorecido por los altos precios en el petróleo. A pesar de todos los avances no fue hasta el periodo 1981-1993, cuando George Mitchell de la compañía *Mitchell Energy and Developments*, ahora parte de *Devon Energy*, dirige a un equipo de ingenieros para experimentar con una serie de tecnologías para liberar el gas atrapado en formaciones de rocas de muy baja permeabilidad. Esta combinación de tecnologías incluía la perforación horizontal, caracterización rigurosa del yacimiento a través de métodos como la sísmica, y por supuesto la fractura hidráulica, todo esto con la intención de volver económica la cuenca de *Barnett*, en el norte de Texas. Para mayor detalle del desarrollo histórico de estas tecnologías consulte el punto 2.2.

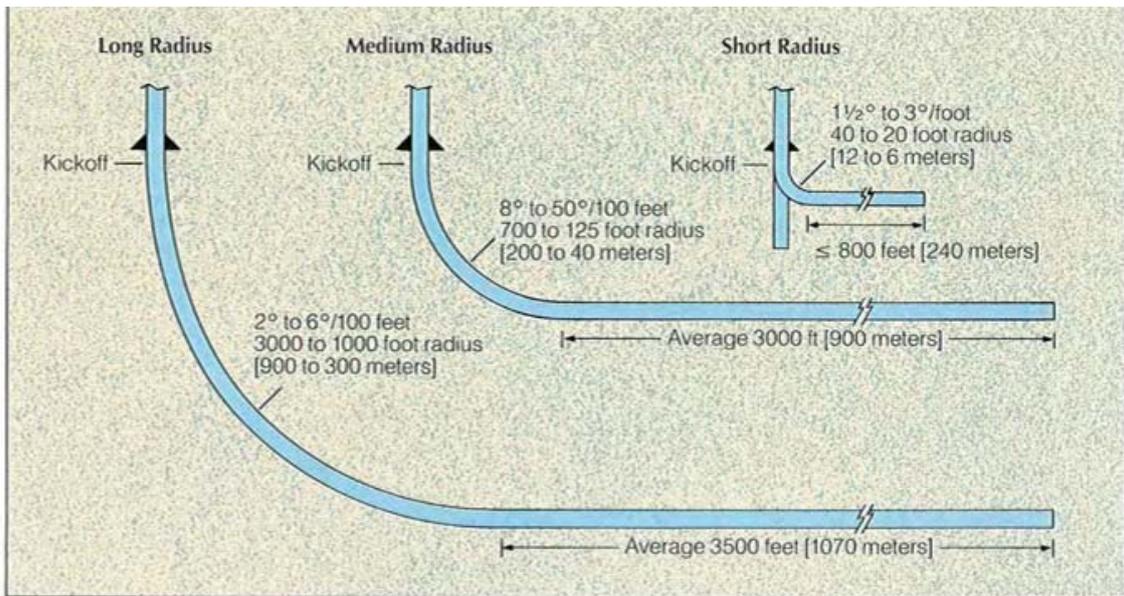
1.6.1 Perforación horizontal

La mayoría de los *pozos direccionales*, como también se conoce a los pozos que utilizan la perforación horizontal, comienzan como pozos verticales. A una profundidad determinada, denominada *kickoff point* (KOP), que es donde tiene lugar el comienzo de la desviación, el perforador desvía la trayectoria incrementando el ángulo de inclinación de la barrena. Los pozos horizontales pueden extenderse a cientos de metros de distancia de la sección vertical del pozo. La mayor parte de la sección horizontal del pozo pasa a través de la formación productora y se completa en etapas. El principio de la sección horizontal es el talón (heel), y el extremo más alejado del pozo es conocido como *toe*.

Inicialmente, la perforación direccional supuso la incorporación a la sarta de perforación del denominado *Bottomhole assembly* (BHA), que consistía en unos ajustes por detrás de la barrena como la colocación estratégica de los estabilizadores y los lastrabarrenas, y la manipulación de parámetros tales como el peso sobre la barrena (*WOB*) y velocidad de rotación. La capacidad direccional y eficiencia de la perforación de un BHA queda determinada por los siguientes factores: cambios producidos en la rigidez del BHA, posicionamiento y calibre de los estabilizadores, velocidad de rotación, *WOB*, diámetro del pozo, ángulo del pozo y características de la formación a perforar. Mediante la variación de la posición de los estabilizadores a lo largo de la sarta de perforación, es posible modificar las fuerzas laterales que actúan sobre la barrena y el BHA, haciendo que sea posible controlar el ángulo de inclinación (Burgess y Patrick, 1990).

Es posible definir los tipos de pozos horizontales en corto, mediano y largo de acuerdo con la tasa a la cual el radio de curvatura es construido. Los pozos de radio corto (*short-radius*) son perforados a una razón de 1.5 a 3 grados/pie. Los de radio medio (*medium radius*) son perforados entre 8 y 50 grados/100 pies y por último los pozos de radio largo (*long radius*) muestran una variación de entre 2 y 6 grados/100 pies. Otro tipo de pozos son los *ultrashort radius*, estos son utilizados para completar la producción de pozos viejos y pueden ser pensados como una alternativa a la fractura hidráulica.

Figura 3 Tipos de pozos horizontales de acuerdo a su curvatura



Fuente: Burgess y Patrick (1990). *Horizontal Drilling Comes of Ages*. Schlumberger.

Una de las aplicaciones de la perforación horizontal es la perforación de *pozos multilaterales*. En esta variación son perforados dos o más pozos horizontales desde un mismo pozo vertical. Un pozo multilateral permite el acceso a la formación shale en distintas direcciones a un mismo nivel, por lo tanto cubre una mayor área de la formación, esto reduce costos e incrementa la productividad de manera significativa.

La perforación horizontal ofrece ventajas sobre los pozos tradicionales o verticales. En los pozos donde se emplea la perforación horizontal se observa una tasa de recuperación mayor en comparación con los tradicionales, esto debido a que el orificio de recuperación (*drainhole*) concentra a los hidrocarburos de una área del yacimiento mucho más grande. El incremento de la producción en pozos horizontales abate los costos de recuperación además incrementa las reservas recuperables y reduce el número de pozos requeridos para drenar un campo (Burgess y Patrick, 1990).

1.6.2 Fractura hidráulica

Esta no es una técnica nueva, se conoce también con el nombre de *estimulación hidráulica* y popularmente "*fracking*" del inglés, ha sido utilizada intensivamente por la industria petrolera desde mediados de siglo pasado.

El objetivo de la fractura hidráulica es mejorar la permeabilidad de la roca. Durante este proceso se bombea un fluido al pozo mucho más rápido de lo que puede ser absorbido, la presión en la formación aumenta hasta que la roca se fracture o se rompa.

El proceso de bombeo continúa para propagar la fractura lejos del pozo, con esto el área de la formación a la que se tienen acceso es mayor lo que contribuye a lograr una mayor tasa de recuperación.

Las operaciones de fractura hidráulica emplean dos sustancias principales, agentes de sostén (*proppants*) también conocidos como “*apuntalantes*” y fluidos de fractura (*fracturing fluids*). Para una descripción detallada de la función de los aditivos consulte el Anexo II.

En una primera etapa únicamente se bombean fluidos de fractura a una velocidad y presión suficientes para crear fracturas en la formación, la presión asciende a miles de libras por pulgada cuadrada (NETL, 2011). El segundo fluido transporta el agente de sostén a través de las perforaciones hacia las nuevas fracturas. Cuando el bombeo cesa, las fracturas se relajan pero no se cierran por la acción del agente de sostén, los fluidos de fractura retornan al pozo y se da comienzo a la producción de hidrocarburos.

La estimulación de todas las perforaciones representa un reto aún mayor en formaciones shale. Para asegurar una estimulación adecuada las operaciones son divididas en una serie de pasos durante los cuales el pozo es dividido en múltiples intervalos y tratados en etapas, esta técnica es conocida como “*plug and perf*”.

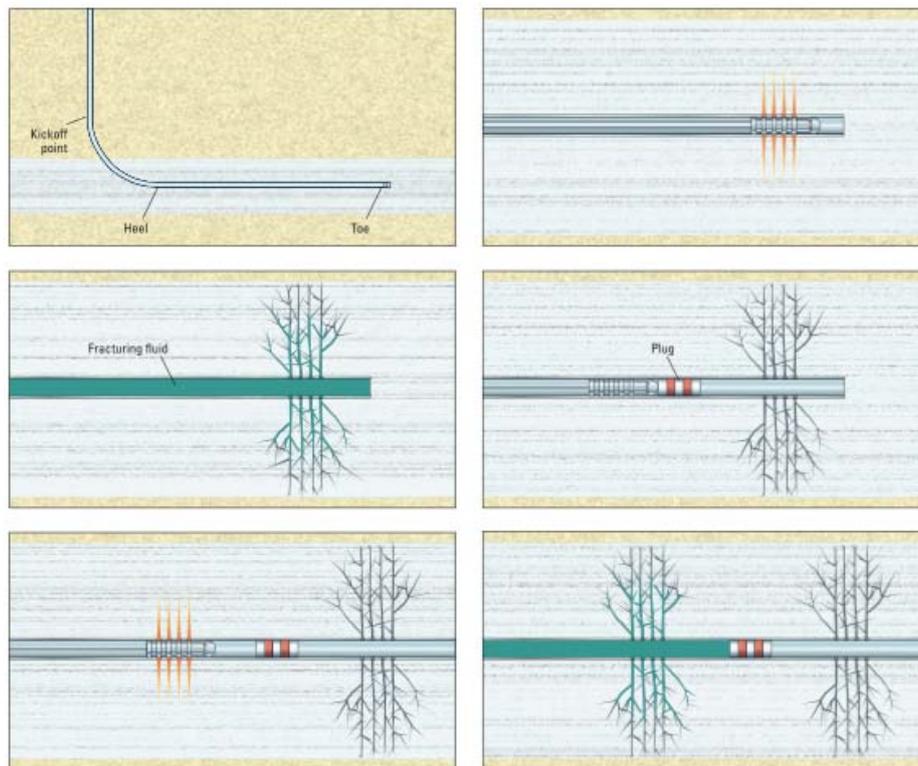
Una vez que el pozo ha sido perforado horizontalmente, entubado y cementado, se ejecuta un sistema de perforación (disparos) dentro de la carcasa hacia el extremo más alejado del pozo, el *Toe*. Un primer intervalo, de hasta aproximadamente cien metros de longitud, es perforado y fracturado. A continuación, se coloca un tapón dentro de la carcasa adyacente al intervalo recién fracturado para aislar las fracturas del resto del pozo. En una segunda etapa se perfora detrás del tapón, seguido por un segundo tratamiento de fractura. Esta secuencia se puede realizar varias veces hasta que toda la longitud horizontal del pozo sea perforada y estimulada (Kraemer *et al*, 2015).

Tradicionalmente, la longitud de cada intervalo de perforación ha sido la misma a lo largo de todo el pozo. A este diseño se la llama *terminación geométrica*. Sin embargo, debido a que las formaciones shale suelen ser heterogéneas, se han comenzado a utilizar los datos sísmicos para determinar las zonas de la formación con mayor productividad potencial. Gracias a esta datos es posible formar “*clusters*” de perforación optimizados. Este enfoque reduce el número de etapas y tapones, lo que disminuye los costos sin sacrificar la productividad del pozo (Kraemer *et al*, 2015).

En un principio los agentes de sostén y fractura utilizados poseían una viscosidad elevada que aumentaba la fricción durante las operaciones de fractura, posteriormente se comenzó a utilizar otro tipo de fluidos con el fin de disminuir la fricción y aumentar el rendimiento de la fractura. La técnica *Slick Water* solucionó el problema ya que utilizó un fluido de fractura a base de agua para disminuir la presión que se generaba por la fricción de otro tipo de agentes de fractura como los *foam fractures fluids* (Azhar *et al*, 2005).

Esta técnica sin embargo implica la utilización de grandes volúmenes de agua combinada con agentes químicos de los cuales no siempre se conocen sus propiedades, aunado a que los fluidos de fractura retornan a la superficie, mezclados con las sustancias químicas agregadas y otros elementos del subsuelo (*flowbacks*) esto ha generado una preocupación desde la perspectiva social y ambiental (ver Anexo II).

Figura 4 Técnica Plug and Peri



Fuente: Kraemer (2015). *Unlocking the Potencial of Unconventional Reservoirs*. Schlumberger

A pesar de las preocupaciones ambientales y sociales que existen alrededor de la extracción de recursos shale el número de pozos perforados horizontalmente aumentó del 10% en el año 2000 a más del 80% en 2012. Durante este periodo también la longitud de este tipo de pozos aumentó hasta alcanzar los 1,200 metros. Por el lado de la fractura hidráulica el número de etapas de la técnica plug and perf ha aumentado hasta alrededor de veinte (IEA, 2012). Para una discusión de las externalidades positivas y negativas ocasionadas por la producción de hidrocarburos no convencionales consulte el Anexo III.

1.7 Plataforma de perforación *Well Pad*

La base de operaciones para la producción de shale gas es la plataforma de perforación o *pad*, a esta plataforma podemos agregar las áreas de destinadas a otros servicios como almacenamiento de equipo y productos químicos, oficinas, estacionamiento para camiones y dragado de estanques para almacenamiento de agua. En campos shale y tight, el uso de *pads* es muy común ya que incrementa la eficiencia en la producción y reduce costos en infraestructura y en terreno usado. Es aquí donde múltiples pozos son perforados, esto reduce al mínimo la necesidad de carreteras e incrementa la eficiencia en el manejo de materiales (WEC, 2010).

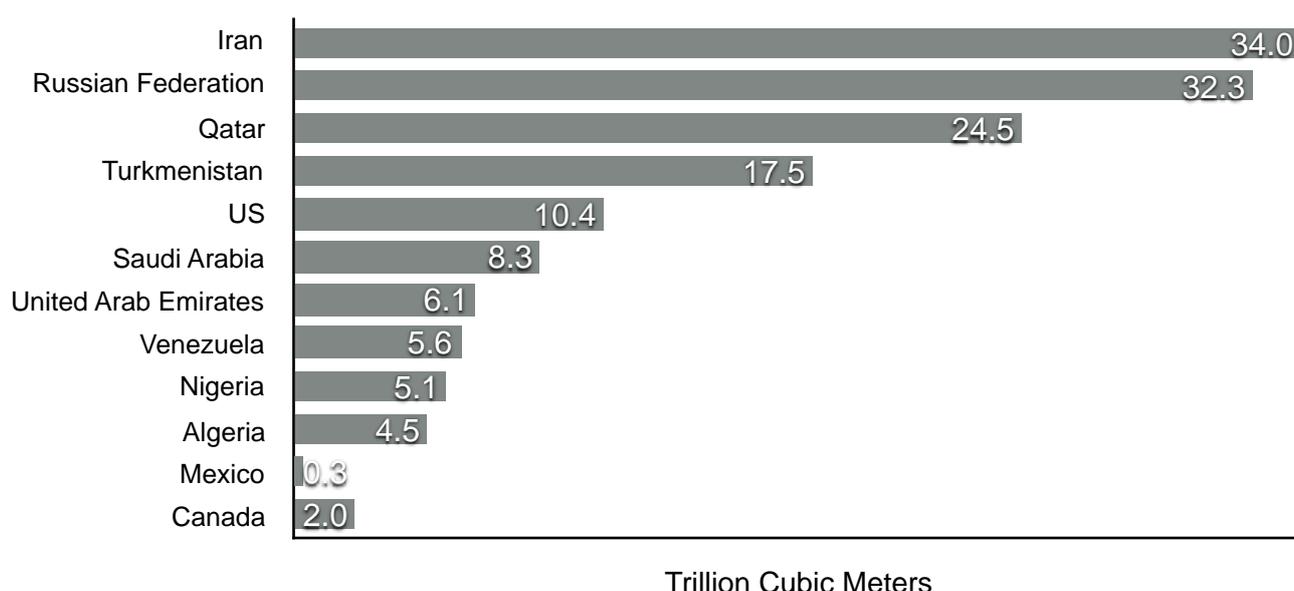
Las características más sobresalientes de estas plataformas son mencionadas por Estrada (2013), con base en observaciones realizadas en pozos de Estados Unidos. En cuanto a la extensión los pads puede variar entre los 6,000 y los 12,000 metros cuadrados de terreno. La explotación del shale gas requiere amplios espacios entre pads, el espacio necesario en campos convencionales es de 2.6 kilómetros cuadrados por pozo, pero en Barnett es de 1.5 pozos/km² sin embargo esta cantidad se ha reducido hasta llegar a seis pozos por km². Un Pad típico se diseña para tres o más pozos e inclusive pueden llegar los diez.

Recursos y reservas⁴

A nivel mundial las reservas de petróleo y gas natural son bastante cuantiosas, si tomamos en cuenta el fenómeno de hidrocarburos no convencionales de Estados Unidos las reservas aumentan aún más. Hoy en día el gas natural se encamina a ser el energético más consumido a nivel mundial por encima incluso del petróleo, muchas veces se le considera un combustible de transición entre las fuentes de energía fósiles y las renovables. Para satisfacer la creciente demanda de este energético es necesario conocer a detalle cuales son las cantidades disponibles y su distribución a nivel mundial y regional.

En el mundo Irán es el país con las reservas probadas más cuantiosas, seguido por la Federación Rusa, los acompaña Qatar en el puesto número tres seguidos por Turkmenistan. Estados Unidos ocupa la posición número cinco y es el principal productor de gas natural a nivel mundial, como se verá más adelante. México se ubica en la posición 35 en el ranking de países con reservas probadas de gas natural, a pesar de ello, en producción de este energético su posición es la 14 como también se detalla en el apartado siguiente. En el caso de Canadá sus reservas probadas lo colocan en el puesto 16 a nivel mundial y también es uno de los principales productores de este energético (el quinto).

Figura 5 Países con mayores reservas probadas de gas natural 2015



Fuente: Elaboración propia con datos de *BP Statistical Review of World Energy June 2015*.

Con respecto al bloque América del Norte es posible realizar algunos apuntes más detallados de cada uno de los países (Ver cuadro 1). Estados Unidos es el mayor poseedor de reservas del bloque, en el periodo que comprende los años 1995 a 2015 sus reservas aumentaron 0.57 *Trillion Cubic Meters* anualmente (Tm^3), es decir, observaron una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de 4%.

⁴ Las cantidades de este y el siguiente apartado están tomadas directamente de la bibliografía a la que hacen referencia las gráficas y/o tablas, sin embargo hay que tomar en consideración la diferencia entre los sistemas inglés y el métrico internacional, sobre todo en relación con los órdenes de magnitud. A pesar de lo anterior y para los objetivos del presente trabajo las conclusiones generales no se ven afectadas por esta diferencia de magnitudes. Para ver una comparativa de tales casos se recomienda ver el Anexo V.

En 2015 sus reservas aumentaron con respecto al año anterior para finalizar en 10.4 Tm³ y hacerse con el 82% de las reservas probadas del bloque. Si analizamos por separado dos periodos históricos cada uno de diez años 1995-2005 y 2005-2015, encontramos que en los primeros diez años la TMCA fue de 2.1%, es decir las reservas aumentaron 0.11 Tm³ por año. Por otro lado si tomamos en cuenta el segundo periodo, encontramos que las reservas aumentaron en un sorprendente 79%, al pasar de 5.8 Tm³ a finales de 2005 a 10.4 Tm³ al concluir 2015. En el mismo periodo la TMCA fue de 6% muy superior a la tasa observada en la década pasada (2.1%) y al promedio de crecimiento en veinte años (4%). Como se expondrá en el punto siguiente el gas no convencional shale ha contribuido de manera muy importante a aumentar el nivel de reservas probadas de este energético.

En el caso de Canadá las reservas han permanecido prácticamente constantes a lo largo del tiempo, en el periodo 1995-2005 se presentó una disminución de las reservas del orden de 0.3 Tm³, posteriormente entre los años 2005 y 2015 se observó un repunte en la cantidad de reservas para ubicarse en 2 Tm³ a finales de 2015.

Cuadro 1 Reservas probadas de gas natural en América del Norte*

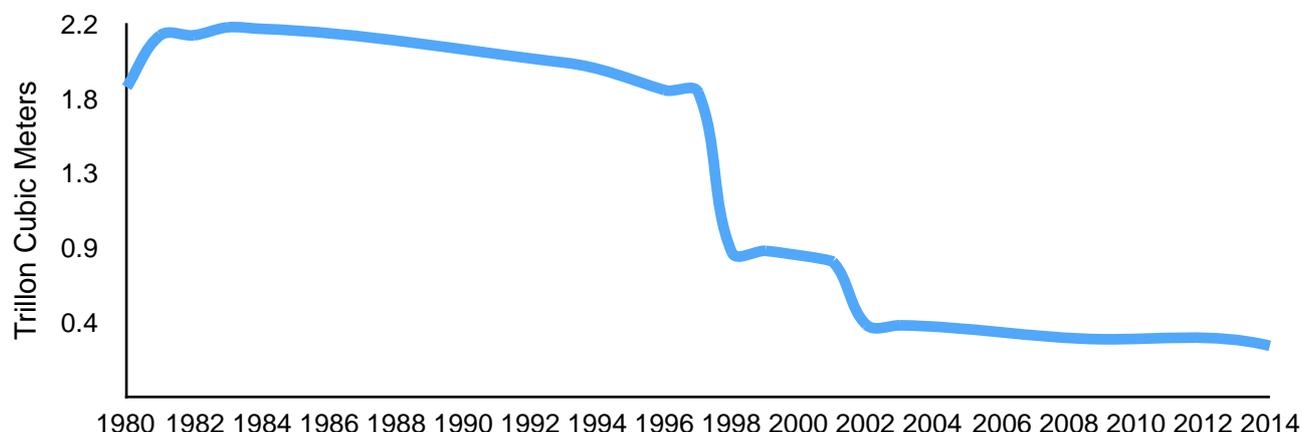
	1995	2005	2014	2015	% América del Norte	% Mundial
US	4.7	5.8	10.4	10.4	81.89	5.6
Canadá	1.9	1.6	2.0	2.0	15.75	1.1
México	1.9	0.4	0.3	0.3	2.36	0.2
Total	8.5	7.8	11.6	12.7	100.00	6.9

*Las cantidades están expresadas en Trillon Cubic Meters Tm³

Fuente: Elaboración propia con datos de *BP Statistical Review of World Energy June 2016*.

Por otro lado, en México, país con las menores reservas de este energético en el bloque, se observa una clara declinación en las mismas a lo largo del periodo de análisis (ver Figura 6). Esta disminución ha sido del orden 1.6 Tm³, es decir, la tasa media de decrecimiento anual fue de 9%. La mayor declinación ocurrió entre los años 1997 y 98, al pasar de 1.8 a 0.9 Tm³ respectivamente. Después de esta fecha no se ha observado ninguna recuperación en las reservas de gas natural en México.

Figura 6 Evolución de las reservas probadas de gas natural en México



Fuente: Elaboración propia con datos de *BP Statistical Review of World Energy June 2016*

Los datos hasta ahora presentados se refieren a las reservas probadas de gas natural en cualquier yacimiento en que se encuentre este energético, por lo tanto hasta este momento se ha analizado a todo el universo de formaciones como un conjunto sin realizar una distinción entre cuales de estas reservas corresponden a formaciones shale y cuales a yacimientos convencionales de gas asociado y no asociado.

En los apartados siguientes se describe únicamente a los recursos y reservas shale gas para Estados Unidos y Canadá. El caso de México será abordado a detalle hasta llegado el Capítulo 3.

1.8 Reservas shale en Estados Unidos

De acuerdo con la U.S. Energy Information Administration (2014) las reservas probadas son:

Estimated volumes of hydrocarbon resources that analysis of geologic and engineering data demonstrates with reasonable certainty are recoverable under existing economic and operating conditions. Reserves estimates change from year to year as new discoveries are made, existing fields are more thoroughly appraised, existing reserves are produced, and prices and technologies change.

La certeza a la que se refiere el párrafo anterior considera una probabilidad de recuperación del 90% o más.

Los aumentos en las reservas incluyen nuevos campos, identificación de formaciones nuevas en campos previamente descubiertos y extensiones. Estas últimas son resultado de exploración y perforación adicional en formaciones previamente descubiertas. Dentro de un año determinado las extensiones son por lo general el porcentaje más alto del total de descubrimientos, a pesar de que nuevos campos y formaciones son indicadores de nuevos recursos, representan una pequeña parte de las adiciones en reservas probadas.

La revisión de la cantidad de reservas ocurre principalmente cuando los operadores cambian sus estimaciones de lo que serán capaces de producir a partir de las condiciones en las que se opera, esto en respuesta a los cambios en los precios o mejoras en la tecnología disponible. Los precios altos incrementan las estimaciones en las reservas debido a que los operadores consideran una base más amplia de los recursos como económicamente recuperables o probados. Por otro lado los precios bajos reducen las estimaciones en las reservas debido a que los recursos económicamente viables disminuyen.

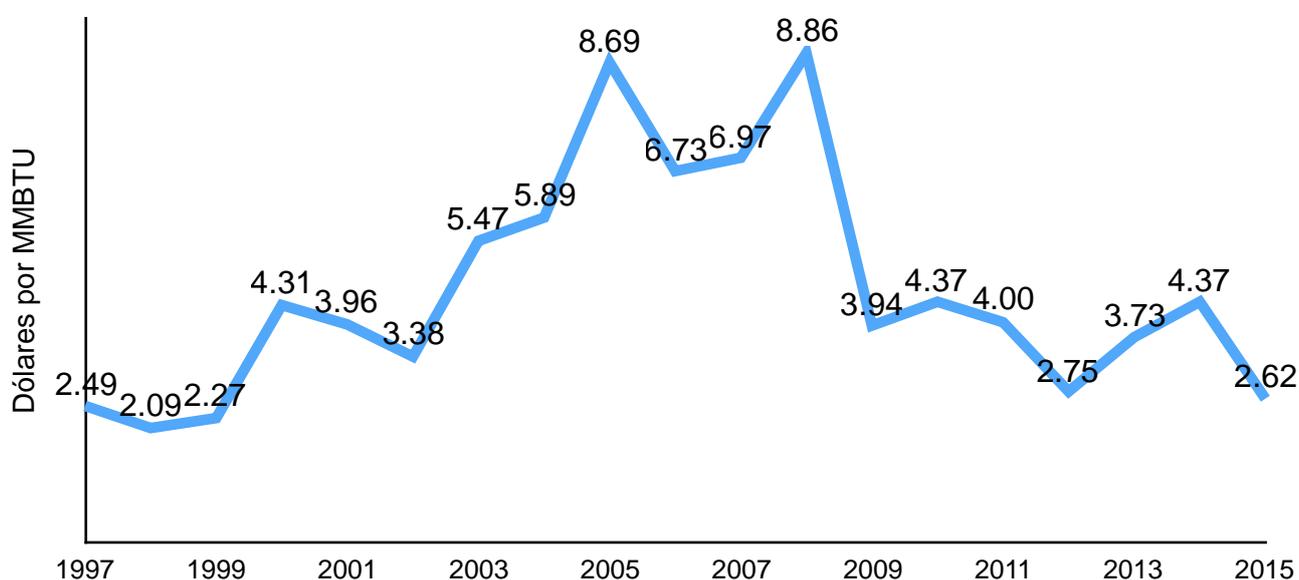
Dado que los precios reales percibidos por los operadores dependen de sus acuerdos contractuales, la ubicación, la calidad de hidrocarburos, y otros factores, los precios del *mercado spot*⁵ no son necesariamente los precios utilizados en sus estimaciones de reservas que presentan ante la EIA. Los operadores sin embargo, proporcionan un indicador de referencia o tendencia.

⁵ El mercado spot o mercado de dinero en efectivo (cash market), es un mercado financiero público en el que los instrumentos financieros o *commodities* se negocian para la entrega inmediata. Contrasta con el mercado de futuros, en el que la entrega se efectúa en una fecha posterior. En el mercado spot, la liquidación y entrega ocurre en t+2 días laborales, es decir, la entrega de dinero en efectivo y mercancías se debe hacer después de dos días hábiles siguientes a la fecha de la operación

La referencia utilizada para calcular las reservas de gas natural en Estado Unidos se establece con el precio spot fijado en *Henry Hub*, Louisiana, el primer día del doceavo mes del año. En 2015 este indicador fue de 2,62 dólares por MMBTU⁶, que representó una disminución con respecto al año anterior. Esta tendencia comenzó en 2008 como respuesta a la desaceleración económica por la crisis financiera de ese año. Tal situación ha afectado a los productores y pone sobre la mesa la disyuntiva entre continuar con las operaciones o suspenderlas hasta que se visualice un entorno más favorable, para una discusión detallada vea los Capítulos 2 y 4.

Las reservas de gas natural con un bajo rendimiento de condensados, situados en lugares más remotos y con falta de infraestructura necesaria o dentro de yacimientos más profundos, se encuentran en una situación de clara desventaja económica cuando los precios son bajos, en comparación con los con yacimientos con altos contenidos de condensados o menores costos de producción (ver puntos 2.5).

Figura 7 Evolución del precio spot de gas natural. Henry Hub, Louisiana



Fuente: Elaboración propia con datos de U.S Energy Information Administration

Las reservas de gas natural en lutitas contribuyen de manera importante a las reservas probadas de este energético. El porcentaje que constituyen las reservas de shale gas ha aumentado de manera muy interesante durante un periodo de seis años comenzando en 2007. En este año el porcentaje fue de apenas 9.4% con relación a las reservas totales, sin embargo a finales de 2014 aumentó hasta el 51.4% del total, es decir, más de la mitad de las reservas probadas de gas natural en Estados Unidos corresponden a formaciones shale. Para ilustrar lo anterior se presenta la Figura 8 en donde se muestra la participación de las reservas shale en las reservas totales.

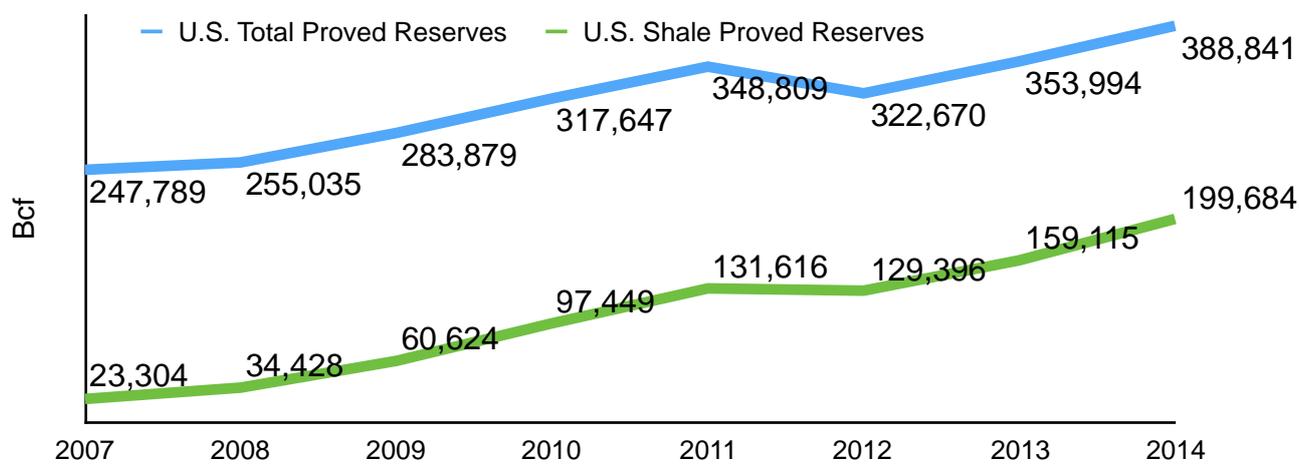
Para reafirmar lo anterior se retoman algunas de las conclusiones de la EIA para los años 2013-2014. En este periodo las reservas probadas de gas natural total aumentaron un 10% con respecto al año anterior. Por tanto en 2014 se alcanzó un récord para los Estados Unidos de 388 *Billion Cubic Feet* (Bcf).

⁶ La unidad térmica británica BTU es una unidad tradicional de energía aproximadamente igual a de 1.055 Joules. Es la cantidad de energía necesaria para enfriar o calentar una libra de agua un grado Fahrenheit. MMBTU Millón de BTU

Las reservas se añadieron onshore⁷ debido a la actividad de exploración y desarrollo en varias formaciones de lutitas, incluyendo Barnett, Haynesville, Marcellus, Fayetteville, Woodford, e Eagle Ford. Las reservas de gas natural en lutitas aumentaron 25% con respecto al 2013 para finalizar en 199.6 Bcf en 2014.

A nivel estatal entre los años 2012 y 2013, los operadores en Pennsylvania y Texas reportaron los mayores incrementos de gas natural a las reservas probadas, 10.4 y 8.0 Trillion Cubit Feet (Tcf,) respectivamente. West Virginia contribuyó con un incremento de 7.9 Tcf, impulsado por el continuo desarrollo de la formación de Marcellus. Por su parte los estado de Oklahoma y Ohio agregaron 5.4 Tcf y 4.0 Tcf respectivamente.

Figura 8 Reservas totales y reservas shale en Estados Unidos



Fuente: Elaboración propia con datos de U.S Energy Information Administration

Con respecto a la ubicación de las reservas probadas de gas natural en lutitas se comienza por describir a las principales cuencas y dentro de ellas sus respectivas formaciones (ver Cuadro 2). La cuenca de los Apalaches contiene a la formación Marcellus, se encuentra en el noroeste de los Estados Unidos y comprende a los estados de Pennsylvania y West Virginia. Esta es la cuenca con mayores reservas probadas de gas natural a partir de lutitas y abarca el 42% de todas las reservas shale del país. Con respecto a 2013 sus reservas aumentaron 35% para ubicarse en los 84.5 Tcf a finales de 2014.

La cuenca de Fort Worth en el estado de Texas alberga la formación conocida como Barnett, la segunda más grande en cuanto a reservas probadas y donde comenzó el boom del gas de lutitas (ver punto 2.1). Por primera vez desde 2007 las reservas en Barnett disminuyeron con respecto al año anterior al pasar de 26 Tcf en 2013 a 24.3 Tcf en 2014.

Existe otra cuenca en el estado de Texas conocida como Western Gulf y que contiene a la formación Eagle Ford. En ésta las reservas son muy similares a las de Barnett con 23.7 Tcf lo que representa aproximadamente el 12% del total de reservas shale de Estados Unidos.

⁷ Se refiere a campos de aceite, gas natural con o sin condensados que están bajo tierra dentro de los continentes y a las operaciones llevadas a cabo en relación a este tipo campos.

La cuenca *Texas-Louisiana Salt*, que comparten los estados del mismo nombre, contiene a su vez a la formación *Haynesville/Bossier*. Sus reservas ascienden al 8% de las totales en formaciones shale, con respecto a 2013 sus reservas aumentaron para ubicarse en 16.6 Tcf.

Los estados de Oklahoma y Texas comparten a la formación *Woodford*, dentro de la cuenca *Arkoma-Anadarko*. Las reservas en este play son iguales a las de la formación anterior (16.6 Tcf) a finales de 2014, sin embargo el aumento con respecto al año anterior fue más significativo que en *Haynesville/Bossier*.

Con 11.7 Tcf a finales de 2014 (6% del total), se encuentra la formación *Fayetteville* dentro de la cuenca *Arkoma* en el estado de Arkansas, en este play, al igual que en el caso de *Barnett*, las reservas de gas natural disminuyeron con respecto a 2013. A pesar de que la disminución en la cantidad de reservas probadas en ambas formaciones, *Barnett* y *Fayetteville*, son pequeños en comparación con los aumentos en otros plays, principalmente *Marcellus*, esta disminución es la primera señal que da cuenta de la difícil situación que atraviesan los productores ante la nueva perspectiva de precios.

Cuadro 2 Cuencas con mayores reservas shale en Estados Unidos 2014

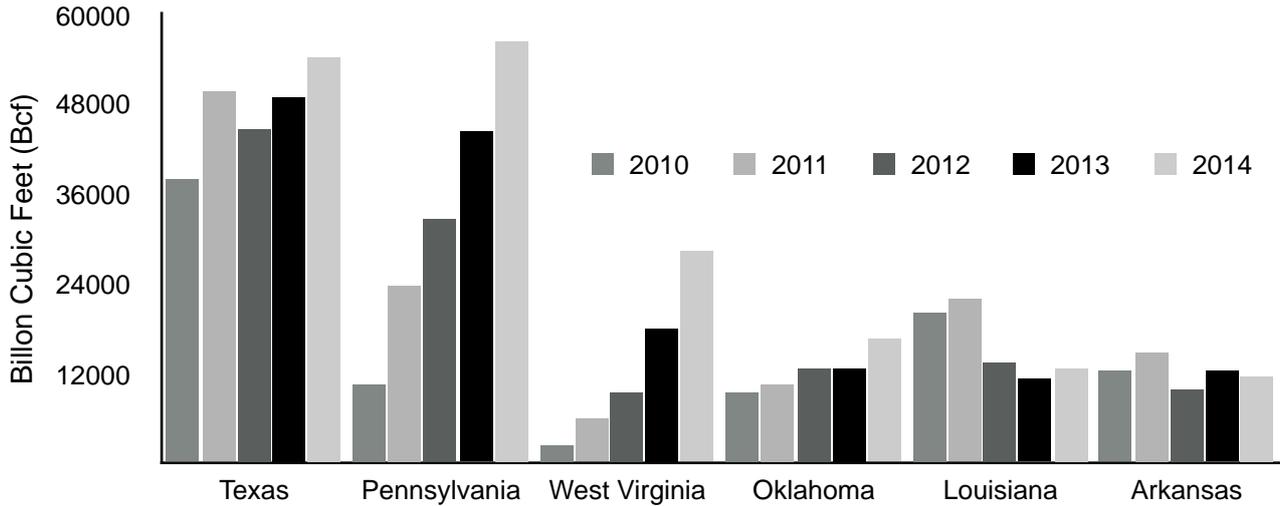
Cuenca	Shale Play	Estado(s)	Reservas Provasdas (Tcf)	% del total
Appalachian	Marcellus	PA, WV	84.5	42.3
Fort Worth	Barnett	TX	24.3	12.2
Western Gulf	Eagle Ford	TX	23.7	11.9
Texas-Louisiana Salt	Haynesville/Bossier	TX, LA	16.6	8.3
Arkoma, Anadarko	Woodford	TX, OK	16.6	8.3
Arkoma	Fayetteville	AR	11.7	5.9
Appalachian	Utica	OH	6.4	3.2
Sub total			183.8	92.0
Other shale gas			15.9	8.0
All U.S. shale gas			199.7	100.0

Fuente: Modificado de U.S Energy Information Administration (2015).

A diferencia de años anteriores el play *Utica* se ha reportado por separado y sus reservas contribuyen con el 3% al total de reservas shale. Cabe mencionar que el 92% de todas las reservas shale gas se encuentran en las cuencas y formaciones mencionadas hasta el momento.

En cuanto a la distribución de las reservas probadas de gas natural en lutitas por estados, se ofrece la Figura 9. En ésta se observa que *Pennsylvania* ha superado a *Texas* en el último año para hacerse con las mayores de gas natural. Por otra lado, *West Virginia* ha incrementado rápidamente sus reservas lo que ha llevado al estado a superar a *Oklahoma*, *Louisiana* y *Arkansas*. Con la disminución de reservas en el estado de *Arkansas* *Louisiana* posee ahora mayores reservas.

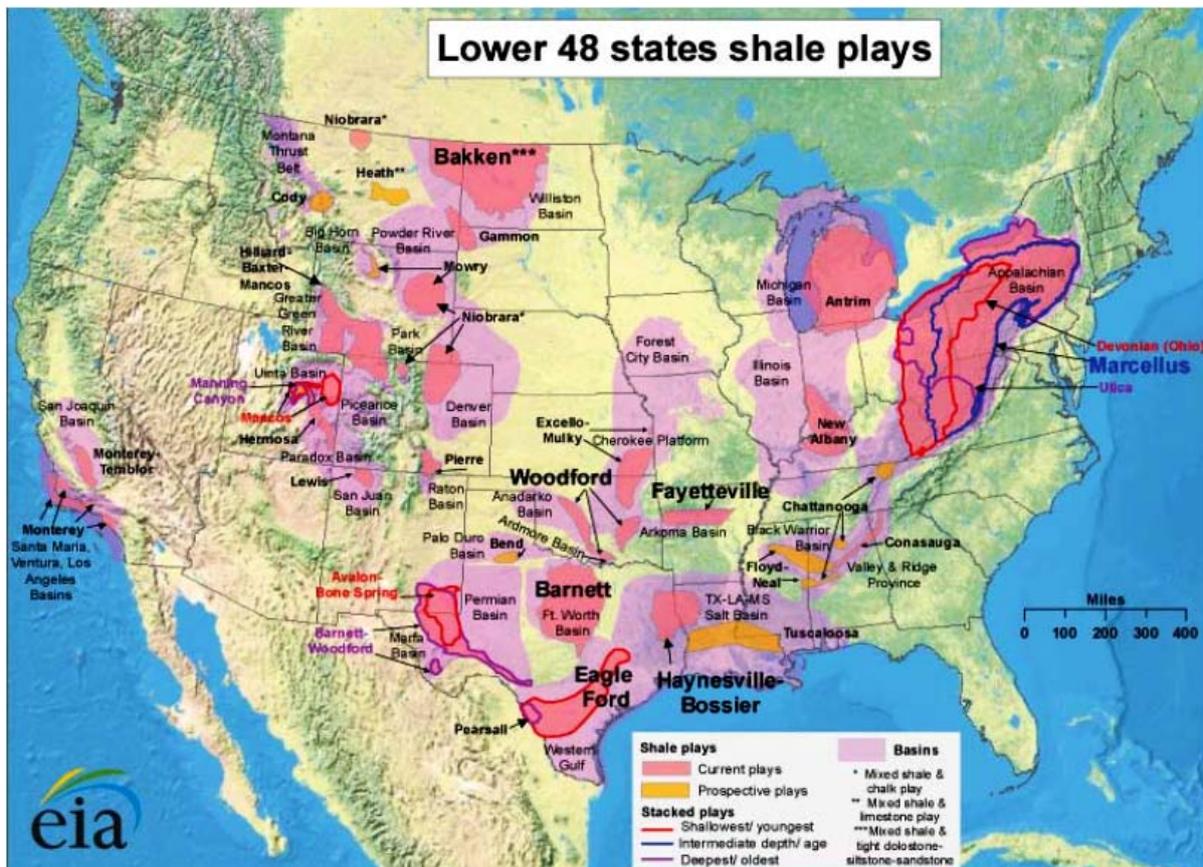
Figura 9 Distribución de las reservas shale por estado



Fuente: Elaboración propia con datos de U.S Energy Information Administration

Por último en la Figura 10 se muestra la ubicación geográfica de las formaciones shale para el caso de Estados Unidos.

Figura 10 Distribución geográfica de las reservas shale en Estados Unidos.



Fuente: U.S. EIA. U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, 2013.

1.9 Recursos shale en Canadá

El aumento en las reservas de gas natural en Canadá por las actividades de exploración en formaciones shale no está completamente definido. Como respuesta a esta situación el *Geological Survey of Canada* inició desde 2011 una serie de estudios con dos objetivos principales. El primero de ellos es la evaluación de los recursos de gas y las características geológicas de sus respectivas formaciones. El segundo objetivo es determinar las cuestiones ambientales potenciales relacionadas con la fractura hidráulica (Rivard C, et al 2013).

Antes de presentar los datos estimados de recursos para Canadá, es necesario conocer algunas definiciones básicas. De acuerdo con la información proporcionada por Heffernan (2010):

Gas in Place (GIP): This is the total quantity of gas that is estimated to be contained in any given pool or reservoir and includes both the portion that can be recovered and the portion that will remain in the reservoir after production operations are concluded....

Con lo anterior es posible considerar al *Gas en sitio* como la cantidad total estimada contenida en una formación dada, sin tomar en cuenta la posibilidad de extracción de estos recursos. Por lo tanto y para conocer cuáles son las cantidades recuperables, del mismo autor se desprende la definición de *Factor de recuperación*:

Recovery Factor: A factor applied to the gas in place (or oil in place) in a reservoir in order to obtain the volume of gas that can be physically recovered at the surface... Recovery factors can range from very low (some unconventional reservoirs) to very high (some conventional reservoirs), and reflect assumptions about the applicability of technology, as well as resource access considerations such as ecological or environmental constraints, stakeholder issues and considerations with respect to urbanization.

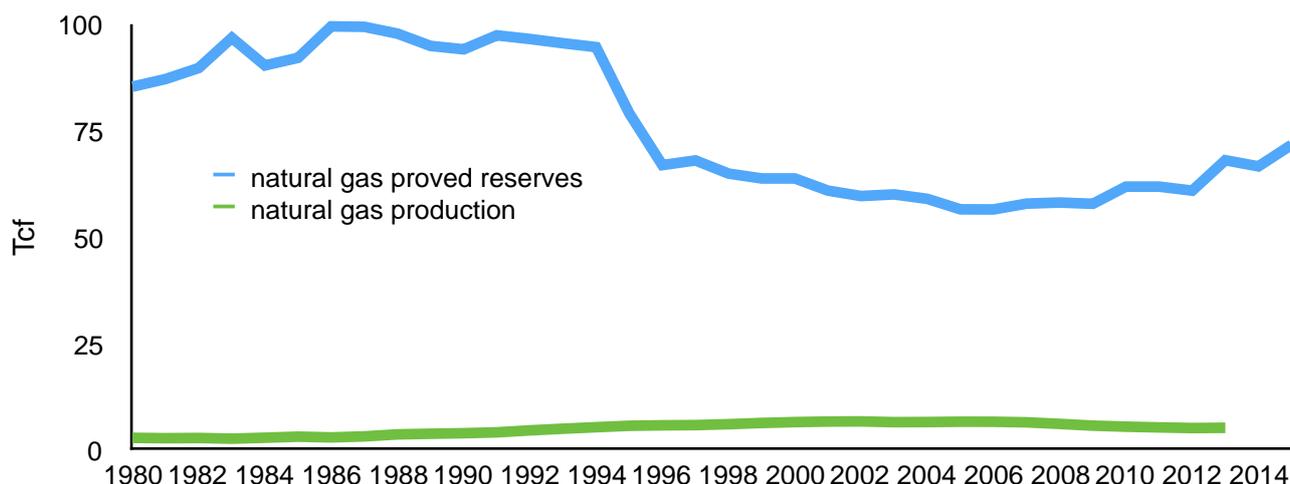
Con base en lo anterior es posible definir al *Gas recuperable* como la cantidad de gas en sitio (GIP) por el factor de recuperación. A su vez el *Gas comercializable* resulta del producto entre el gas recuperable y un *factor comercializable*, el gas comercializable también se define como:

Marketable Gas: The volume of gas that can be sold to the market after allowing for removal of impurities and after accounting for any volumes used to fuel surface facilities. Impurities include both non-hydrocarbon constituents and valuable liquid byproducts.

Sin embargo, las estimaciones pueden diferir de un estudio a otro a pesar de que partan de la misma cantidad de gas en sitio (Heffernan, 2010), para evitar crear confusiones con respecto a esto se muestran a continuación los resultados del trabajo de Heffernan realizado en 2010, que además desglosa adecuadamente cada uno de los diferentes yacimientos en que es posible encontrar gas natural. A pesar de ello cuando es posible se muestran datos más actualizados provenientes de otras bibliografías.

Al observar la Figura 11 generada a partir de datos de la EIA de los Estados Unidos, se observa que la cantidad de reservas probadas comenzó un claro decaimiento a partir de 1994, situación que cambió en 2007. También en la misma gráfica se observa la producción de este energético pero esta actividad es analizada a detalle en las siguientes secciones.

Figura 11 Reservas probadas y producción de gas natural en Canadá



Fuente: Elaboración propia con datos de la Energy Information Administration de los Estados Unidos.

Con respecto a los recursos, para el año 2010 se estimó una cantidad de gas natural en sitio de aproximadamente 4,000 Tcf, provenientes de cualesquiera formaciones, tanto convencionales como no convencionales. El gas en sitio proveniente de formaciones shale corresponde al 28% del total. Mayor a este porcentaje se encuentran los recursos tight con 33%, juntos suman más de la mitad de los recursos de gas natural para este país (62%). También hay que considerar que los recursos de gas provenientes de formaciones Coal/Coal Bed Methane no son nada despreciables (20%) e incluso son mayores a los recursos remanentes de gas en yacimientos convencionales que corresponden apenas al 18% del total de los recursos.

Cuadro 3 Recursos de gas en sitio Canadá 2010

Formación	Tcf	% del total
Conventional (Remaining GIP)	692	17.7
Coal/Coal Bed Methane	801	20.5
Tight gas	1311	33.5
Shale gas	1111	28.4
Total	3915	100

Fuente: Elaboración propia con datos de Heffernan (2010)

Como se mencionó, en conjunto los recursos de formaciones no convencionales shale y tight suman más de la mitad del gas natural en sitio en Canadá (62%). Esta cantidad de recursos pone de manifiesto la importancia de estas formaciones que han contribuido a aumentar las reservas y recursos de gas natural en este país. En lo sucesivo se presentan los datos referentes a formaciones shale en Canadá.

Los recursos comercializables se presentan en el Cuadro 4, como es de esperar son mucho menos cuantiosos a las cantidades de GIP presentadas en el cuadro anterior. Los mayores recursos comercializables provienen de formaciones shale y tight. Los recursos en el Ártico equivalen a 121 Tcf.

Cuadro 4 Recursos de gas comercializable Canadá 2010 (Tcf)

Formación	Incluye el Ártico	Excluye el Ártico
Conventional (Remaining GIP)	357	236
Coal/Coal Bed Methane	34-129	34-129
Tight gas	215-476	215-476
Shale gas	128-343	128-343
Total	734-1305	613-1184

Fuente: Elaboración propia con datos de Heffernan (2010)

En el caso particular de los yacimientos shale se presenta el Cuadro 5 en donde se muestran las principales formaciones con estos recursos. Dos puntos importantes son la participación de la región conocida como *Western Canada Sedimentary Basin* que se extiende desde el noreste de British Columbia al sudoeste de Manitoba y el segundo es la nula información de una gran cantidad de formaciones prospectivas como el Ártico, Ontario y Besa River.

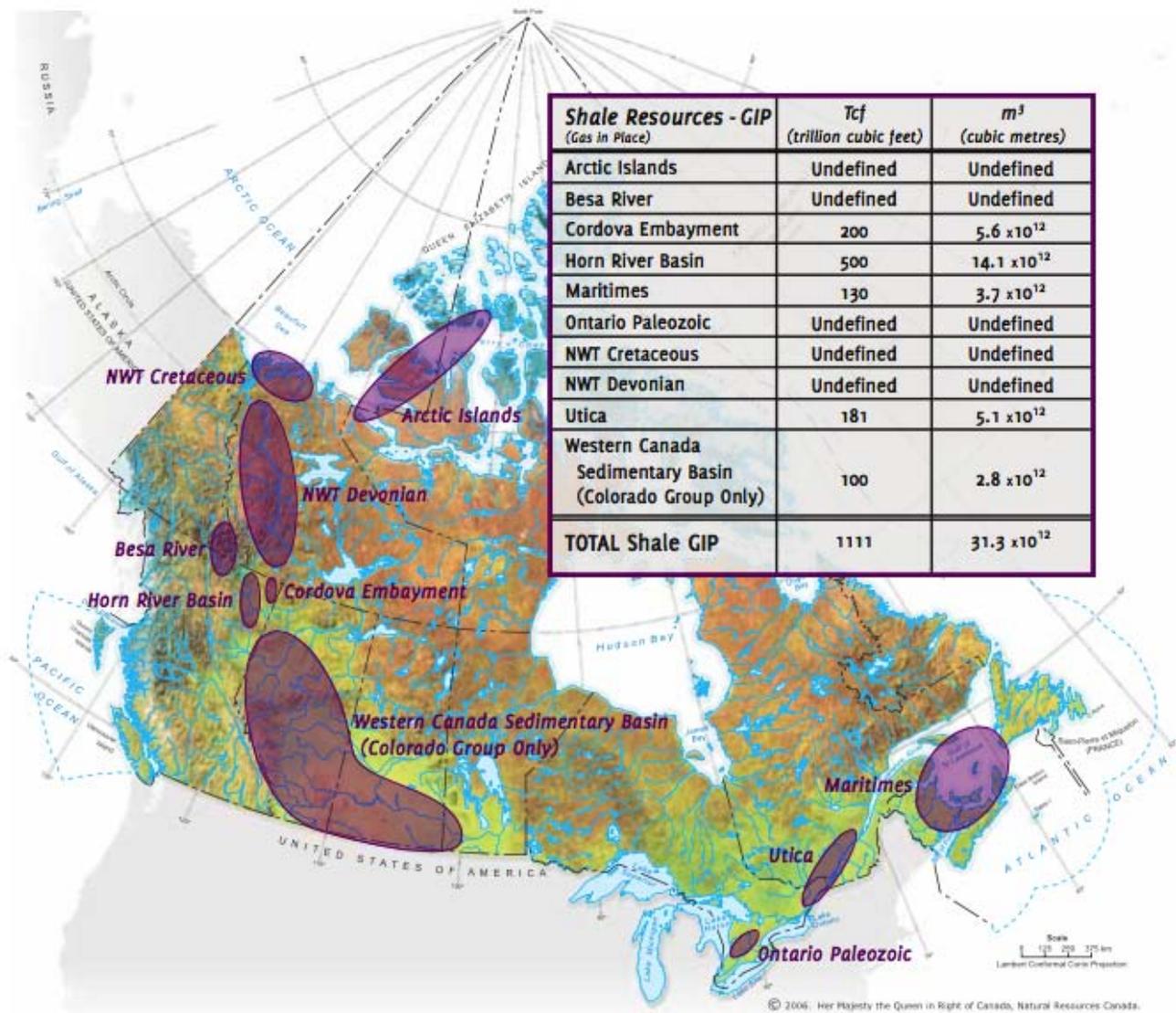
Cuadro 5 Recursos shale gas Canadá 2010

Formación	Tcf	% del total
Arctic Islands	Undefined	
Besa River	Undefined	
Cordova Embayment	200	18.0
Horn River Basin	500	45.0
Maritimes	130	11.7
Ontario Paleozoic	Undefined	
NWT Cretaceous	Undefined	
NWT Devonian	Undefined	
Utica	181	16.3
Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) (Colorado grup only)	100	9.0
Total	1111	100.0

Fuente: Elaboración propia con datos de Canadian Society for Unconventional Gas

Para la ubicación geográfica de cada una de las formaciones shale en Canadá se presenta la Figura 12 donde se observa que la mayor cantidad de estos recursos se encuentran en la región occidental principalmente en Alberta y British Columbia.

Figura 12 Distribución geográfica de los recursos shale gas en Canadá



Fuente: Canadian Society for Unconventional Gas

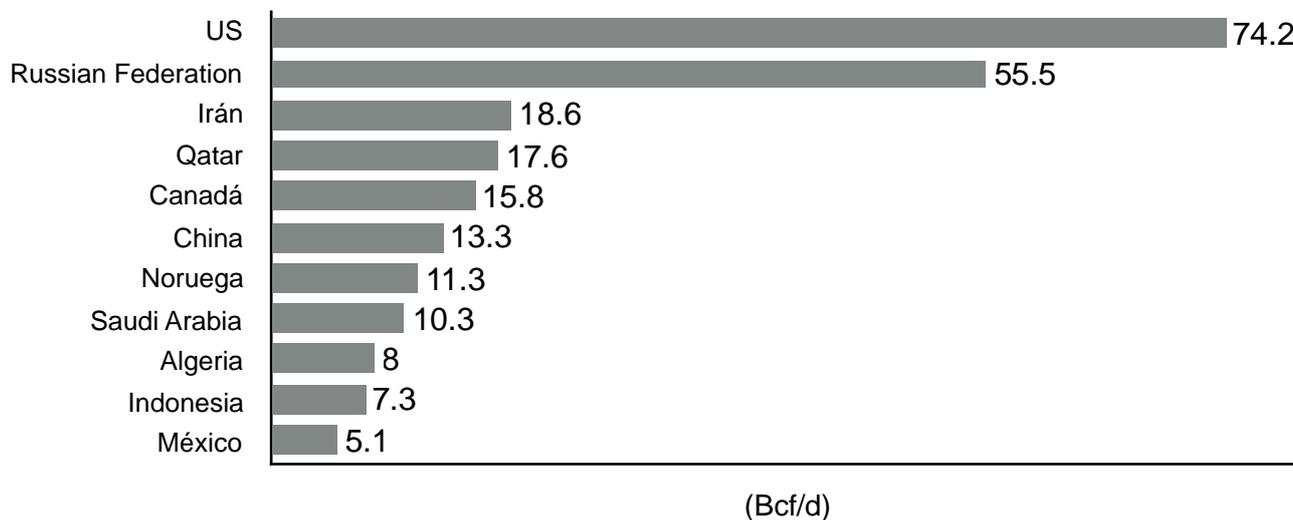
Producción

En este apartado se presenta la información correspondiente a la producción de gas natural y en específico la producción de este energético a partir de formaciones shale. En relación con la estructura del punto anterior, referente a los recursos y reservas, se presenta en la Figura 13 a los principales productores de gas natural a nivel mundial y se añade a México para tenerlo en perspectiva

Se observa que son dos los países que actualmente se constituyen como los principales productores de gas natural a nivel mundial. Estados Unidos es el primero con 74.2 Billion Cubic Feet diarios (Bcf/d), seguido por la Federación Rusa (55.5 Bcf/d), la producción de estos es muy superior a la observada por cualquiera de los demás productores de este energético. Los sigue de lejos Irán que ha aumentado su producción el último año, superando a Qatar. Como se mencionó, Canadá ocupa el quinto puesto con una producción de alrededor de 15.8 Bcf/d. China se ha consolidado como el sexto país productor de gas natural a nivel mundial y ha superado a varios países que anteriormente observaban una producción mayor.

México no se encuentra entre los primeros diez productores de gas natural, su posición se ubica hasta el número 14 en el ranking de países productores, en 2015 la producción mexicana ascendió a 5.1 Bcf/d. A pesar de que no se encuentra dentro de los primeros diez productores su posición no es nada despreciable si se toma en cuenta que las reservas de México son de las más bajas a nivel mundial (ver Figura 5).

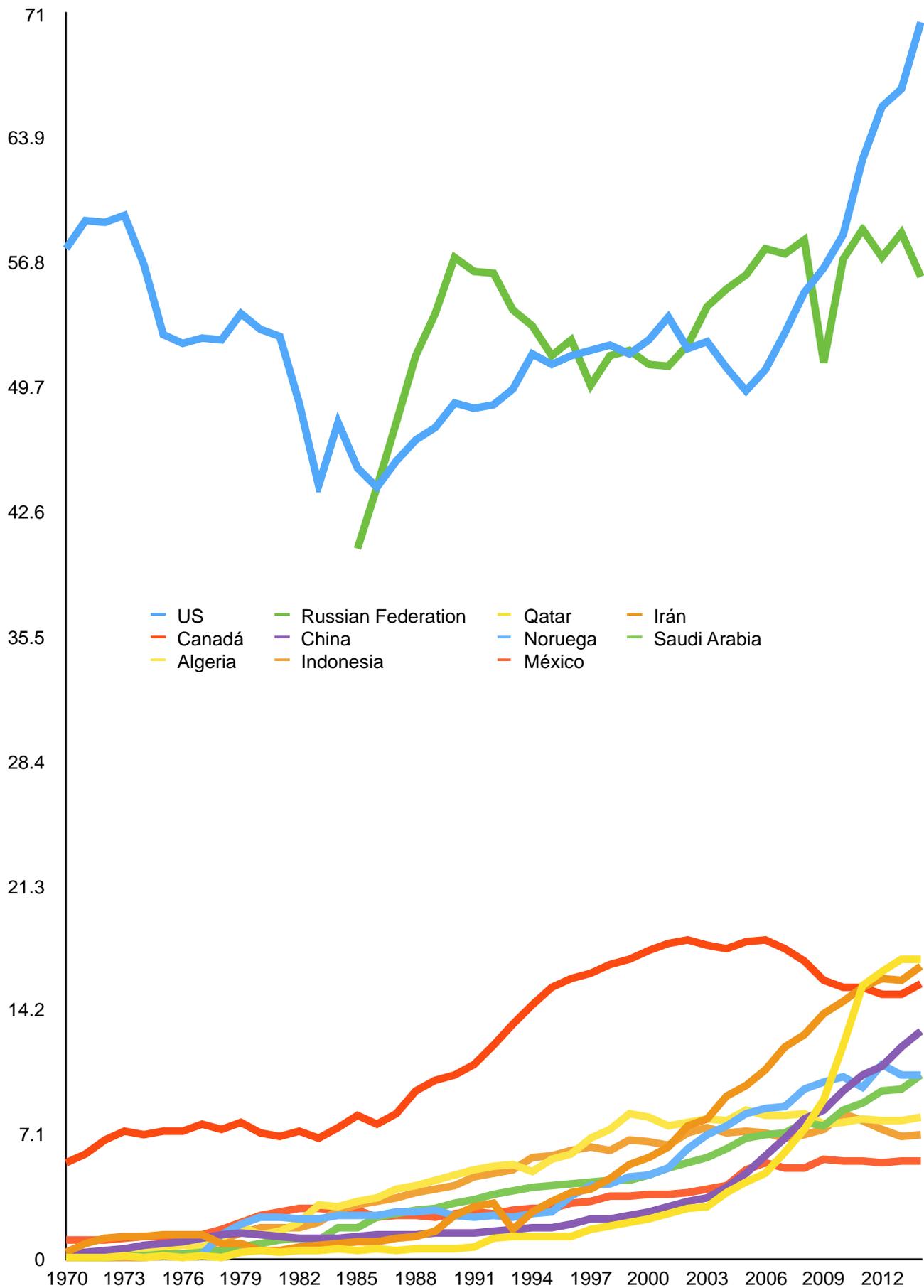
Figura 13 Principales productores de gas natural 2015



Fuente: Elaboración propia con datos de *BP Statistical Review of World Energy June 2015*.

El desarrollo de la producción en los principales países productores se presenta en la Figura 14, en donde se muestra lo ocurrido desde 1970 hasta 2015. En la figura se observa la brecha que existe entre los dos principales productores de gas natural y el resto del mundo. La producción de todos los demás países se encuentran por debajo de la producción de Indonesia, que es el décimo productor de este energético, en esta gráfica también se agrega a México.

Figura 14 Producción histórica de los principales productores de gas natural (Bcf/d)



Fuente: Elaboración propia con datos de *BP Statistical Review of World Energy June 2015*.

Tomando en cuenta únicamente lo ocurrido en el bloque América del Norte encontramos diferencias importantes en cuanto a los tres países que lo conforman. En primer lugar, como puede inferirse desde datos anteriores, la producción de Estados Unidos es ampliamente superior a la de Canadá y México, abarca el 77% de la producción total del bloque y el 22% de la producción mundial. Algo para tomar en consideración es que la crisis de 2008 no afectó la última tendencia creciente en la producción de gas natural en Estados Unidos, esta tendencia comenzó en 2005 y se mantuvo hasta 2015.

En el caso de Canadá, que fue por mucho tiempo el tercer productor de gas natural a nivel mundial, observamos en la figura anterior una campana en su producción histórica que comenzó el declive hacia el año de 2006 y que ha permanecido hasta 2015 a pesar de un ligero repunte. Esta disminución lo ha llevado a caer dos posiciones ya que ha sido sobrepasado por la producción de Qatar e Irán, ambos con mayores reservas probadas. Actualmente Canadá contribuye con el 4.6% de la producción mundial y con respecto al bloque América del Norte la producción de Canadá asciende al 17% del total.

Por último, en el caso de México, la producción de gas natural ha venido aumentando lenta pero constantemente a lo largo del tiempo y se ha mantenido prácticamente constante desde 2009 hasta 2014. El crecimiento en la producción de 1995 hasta 2015 ha tenido una TMCA del 2.9%. Sin embargo el primer periodo tiene un crecimiento más acelerado, en comparación con el segundo, ya que la producción crece a un ritmo de 5.7% durante los años 1995-2005. El segundo periodo también presenta un crecimiento sostenido pero es menor que el mantenido en el primer periodo y que el observado en veinte años, donde destaca la caída de la producción del último año. La contribución de la producción de gas natural mexicano a nivel mundial es de apenas 1.5% y con respecto al bloque América del Norte es de 5.4% del total.

Cuadro 6 Producción de gas natural en América del Norte*

	1995	2005	2014	2015	% América del Norte	% Mundial
US	526.7	511.1	728.5	767.3	77.98	22
Canadá	159.8	187.1	162.0	163.5	16.62	4.6
México	30.0	52.2	57.1	53.2	5.41	1.5
Total	716.5	750.4	947.6	984	100.00	28.1

*Las cantidades están expresadas en Billon Cubic Meters Bm³/año
Fuente: Elaboración propia con datos de *BP Statistical Review of World Energy June 2014*.

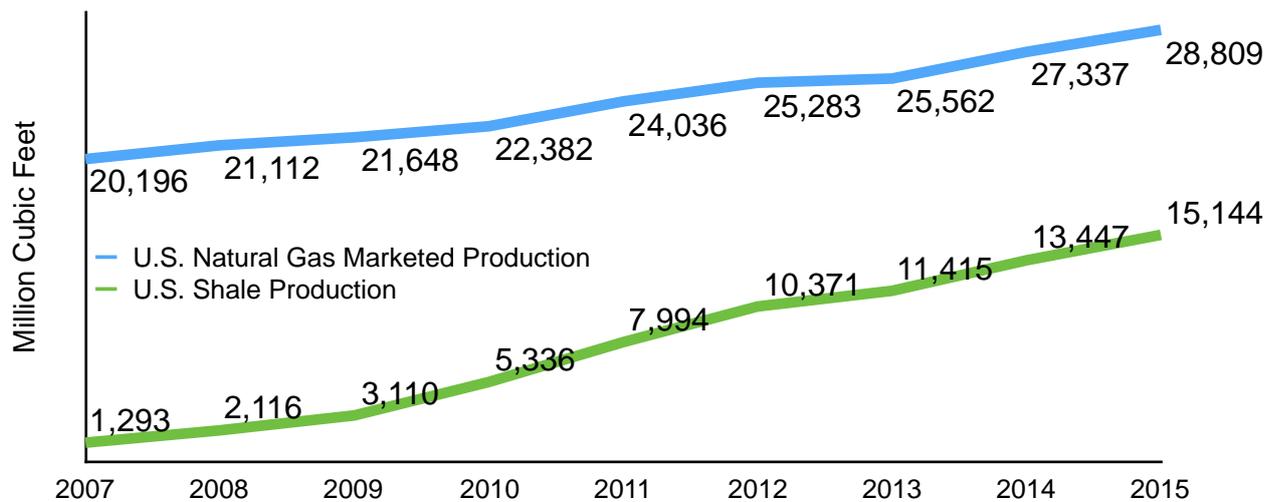
Los datos hasta ahora presentados se refieren a la producción total de gas natural, estos datos provienen por lo tanto de cualquier tipo de yacimiento en que se encuentre este energético. Hasta ahora se ha analizado la producción de todo el universo de formaciones como un conjunto sin realizar una diferenciación entre la producción proveniente de formaciones no convencionales shale y convencionales de gas asociado y no asociado.

En los apartados siguientes se describe únicamente la producción de gas natural a partir de formaciones shale para Estados Unidos y Canadá. El caso de México será abordado a detalle hasta llegado el capítulo 3.

1.10 Producción shale en Estados Unidos

Al igual que en el caso de las reservas probadas, la producción de gas natural de lutitas contribuye de manera muy importante a la producción total de este energético. La producción shale ha aumentado su participación en la producción total a partir de 2007 (en donde comienza a registrarse por separado la producción en estas formaciones). En este año la producción de shale gas tuvo una participación de apenas 6.8% con respecto a la producción total. Esta participación se ha venido incrementando hasta alcanzar el 52% del total en 2015. Para demostrar lo anterior se muestra la Figura 15 donde la línea azul representa la producción total de gas natural y la verde representa la fracción correspondiente a la producción en formaciones shale.

Figura 15 Producción total y producción shale en Estados Unidos



Fuente: Elaboración propia con datos de U.S Energy Information Administration

Para comenzar con el análisis de la ubicación de producción shale gas en Estados Unidos, se abordan primeramente a las cuencas al igual que en el apartado anterior. El Cuadro 7 nos muestra un resumen de la producción en las principales cuencas de EU.

La formación Marcellus contiene los mayores volúmenes de reservas probadas y también contribuye con la mayor producción de gas natural que en 2014 fue de 4.9 Tcf correspondientes al 36.8% del total de gas natural a partir de lutitas.

A la cuenca de Marcellus la sigue en importancia Eagle Ford, que por primera vez supera a Barnett y se coloca como la segunda cuenca productora de gas con una producción de 1.9 Tcf que corresponden al 14.3% de la producción total en formaciones shale. Barnett, que ahora es la tercera formación productora y donde comenzó el boom no convencional (ver punto 2.1), observó una disminución en la producción de este energético, al igual que en el caso de sus reservas probadas (ver punto anterior). La producción de gas pasó de 2.0 Tcf en 2013 a 1.8 Tcf en 2014 (13.5% del total), a pesar de que la caída de la producción es mínima, como se dijo anteriormente esta situación da cuenta de las dificultades que atraviesan los productores ante el nuevo escenario de precios.

En una situación similar se encuentra la formación Haynesville/Bossier de la cuenca Texas-Louisiana Salt que a pesar de haber aumentado sus reservas observó una disminución en su producción al pasar de 1.9 Tcf en 2013 a 1.4 Tcf en 2014 (10.5% del total).

La formación Woodford observó un aumento en su producción con respecto al año anterior (0.1 Tcf) para ubicarse en 0.8 Tcf en 2014 (6% del total). Por otro lado Fayetteville mantuvo sus valores de producción en 2013 y 2014 con 1.0 Tcf (7.5% del total) de la producción de gas natural en formaciones shale. Por último la formación Utica de la cuenca de Appalachian por primera vez se reporta por separado con una producción de 0.4 Tcf en 2014, lo que contribuyó con el 3% al total de la producción shale.

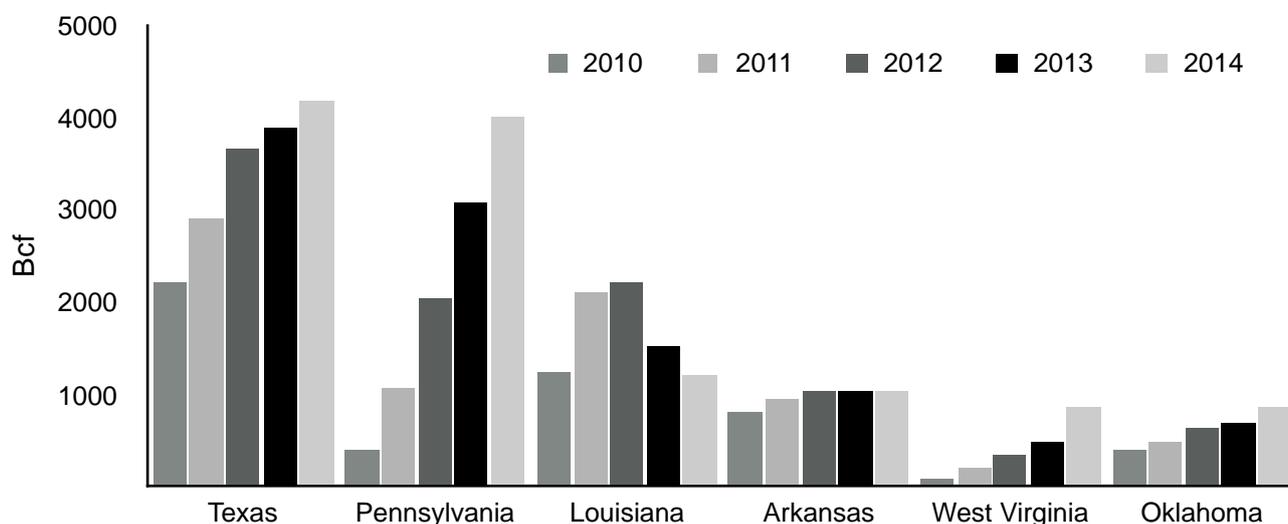
Cuadro 7 Cuencas productoras shale en Estados Unidos 2014

Cuenca	Shale Play	Estado(s)	Producción (Tcf)	% del total
Appalachian	Marcellus	PA, WV	4.9	36.8
Fort Worth	Barnett	TX	1.8	13.5
Western Gulf	Eagle Ford	TX	1.9	14.3
Texas-Louisiana Salt	Haynesville/Bossier	TX, LA	1.4	10.5
Arkoma, Anadarko	Woodford	TX, OK	0.8	6.0
Arkoma	Fayetteville	AR	1.0	7.5
Appalachian	Utica	OH	0.4	3.0
Sub total			12.2	91.7
Other shale gas			1.1	8.3
All U.S. shale gas			13.3	100.0

Fuente: Modificado de U.S Energy Information Administration (2015)

Con lo que respecta a la distribución de la producción por estados se ofrece la Figura 16. En ésta se observa que Texas sigue siendo el mayor productor seguido muy de cerca por Pennsylvania. Los sigue Louisiana a pesar de que su producción ha disminuido desde 2013. Los estados Arkansas, Oklahoma y West Virginia son los productores cuatro, cinco y seis respectivamente.

Figura 16 Distribución de la producción shale por estado



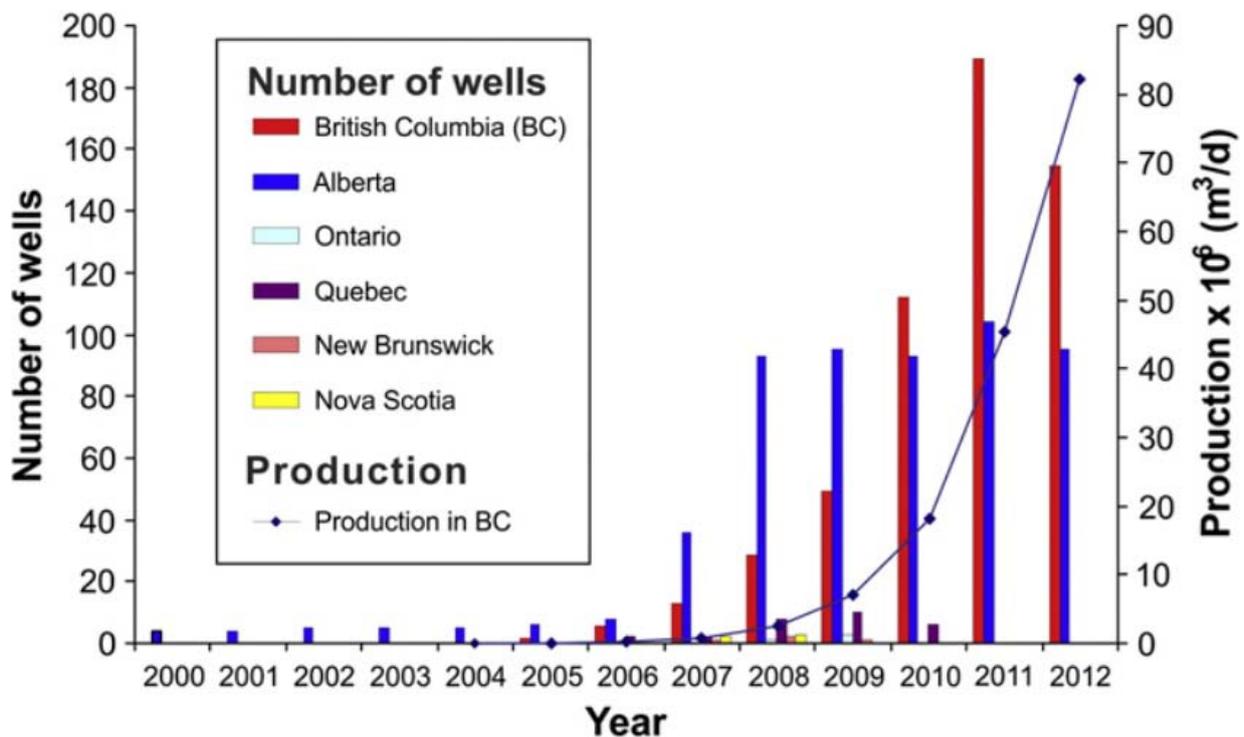
Fuente: Elaboración propia con datos de U.S Energy Information Administration

1.11 Producción shale en Canadá

La mayor parte de la producción de gas natural de Canadá proviene de la *Western Canada Sedimentary Basin (WCSB)*, que se extiende desde el noreste de British Columbia al sudoeste de Manitoba. Aunque la producción de gas natural en Canadá ha experimentado descensos como consecuencia del agotamiento de la reservas convencionales, se espera que la producción de gas natural de la WCSB provenga cada vez más de formaciones shale, tight y coal bed methane. La producción de shale gas en Canadá es actualmente muy limitada, más allá de la WCSB las cuencas shale en el este de Canadá se encuentran en etapas de exploración y desarrollo. En comparación con los Estados Unidos el desarrollo de shale gas en Canadá se encuentra todavía en sus etapas iniciales.

Para finales de 2012, más de 1100 pozos habían sido perforados ya sea para la exploración o producción de gas a partir de depósitos shale y tight. La gran mayoría de estos pozos fueron realizados en British Columbia y Alberta. La Figura 17 extraída del estudio realizado por Rivard en 2013 muestra el número de pozos para gas shale y tight realizados en Canadá, además la misma figura provee una estimación de la producción de estos pozos. Para el mismo año la producción de gas a partir de formaciones shale represento el 15% de la producción total de gas natural en Canadá (Chong y Milana, 2014). Con este porcentaje de participación shale gas en Canadá y considerando el 43% de la producción total de gas en Estados Unidos también proviene de formaciones shale, América del Norte se consolida como el productor más grande de gas a partir de formaciones de lutita en el mundo (Aloulou, 2013).

Figura 17 Producción de shale gas en Canadá



Fuente: Rivard, C., et al (2013), *An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns*.

Como es posible observar a partir de la figura anterior, la mayor actividad de perforación y consecuente producción de gas shale en Canadá proviene de British Columbia. En 2012 se produjeron en esta región un promedio de 2 Bcf/d de gas a partir de formaciones shale (Chong y Milana, 2014).

En British Columbia se desarrolló la primera producción de shale gas la cual provino de los plays *Montney* (tight gas y shale gas) en 2005 y posteriormente *Horn River* donde se produce exclusivamente a partir de rocas shale en 2007. Es importante mencionar que en British Columbia no se distingue entre la producción shale y tight ya que ambas formaciones son parte de un depósito continuo de muy baja permeabilidad (Rivard et al, 2013). Además de Montney y Horn River en British Columbia se encuentran los plays *Cordova Embayment* y *Liard Basin*.

En el caso de Montney el cual representa el play más importante en Canadá los recursos de tight gas son aproximadamente de 449 Tcf de gas comercializable. Los pozos en este play son altamente productivos con una tasa de producción promedio de 4.5 Bcf/d durante los primeros tres meses. Además su producción contiene una proporción significativa de condensados de gas natural que ayudan a mejorar la economía de este play. También encuentra una ventaja dada su localización al encontrarse muy cerca de la infraestructura de gas y condensados que se encuentra ahí por la actividad de gas natural convencional. Para el primer semestre de 2014, la producción de Montney, tanto en British Columbia y Alberta, ya que ambas provincias comparten esta play, fue en promedio 2.35 Bcf/d, lo que representa el 16% de la producción total de gas en Canadá (NEB, 2015).

En Alberta, provincia vecina de British Columbia, también se produce shale gas aunque su participación es muy pequeña ya que alcanza menos del 0,1% de la producción total de la provincia. En 2012 Alberta produjo aproximadamente 2.7 Bcf de gas a partir de formaciones shale. La mayoría de los pozos perforados en Alberta son verticales y de poca profundidad, sin embargo esta situación a comenzado a cambiar con un creciente número de pozos horizontales en proceso de perforación (Chong y Milana, 2014).

Los plays en activo dentro de la provincia de Alberta son *Duvernay* y *Montney*. Las pruebas de producción en la cuenca Duvernay han demostrado que el gas contiene cantidades significativas de condensados, lo que contribuye a alcanzar la rentabilidad necesaria para su explotación. Los pozos en Duvernay han estado produciendo entre 100 y 500 barriles de condensado por cada millón de pies cúbicos de gas, estas cantidades son muy superiores a lo que se produce en Montney y potencialmente más altos que la producción en Eagle Ford. A pesar de estos resultados Duvernay se encuentra todavía en etapas de prueba para producción ya que sus pozos son caros y técnicamente difíciles de completar (NEB, 2015).

En el caso de la provincia de Quebec se han perforado pozos exploratorios en formaciones shale entre Utica y la ciudad de Quebec. A pesar de que los resultados obtenidos de las actividades de exploración estiman importantes volúmenes de gas en sitio el gobierno de Quebec puso una moratoria en la exploración de shale gas. Situaciones similares ocurren en Nova Scotia's y New Brunswick. En 2011, el gobierno de Nova Scotia's restringió toda actividad exploratoria o de desarrollo de gas de lutitas que involucre operaciones de fractura hidráulica. En New Brunswick las actividades de exploración se han vuelto cada vez más polémicas entre las denominadas "*First Nations*" y demás miembros de la comunidad local con las protestas desarrolladas durante el otoño de 2013 (Chong y Milana, 2014).

Capítulo 2

**Factores que detonaron la
exploración y producción de
hidrocarburos shale**

Detonadores del boom de los hidrocarburos shale

La descripción de un fenómeno económico-social, en este caso el surgimiento de la explotación rentable de hidrocarburos en formaciones no convencionales shale y tight, requiere de un *análisis pluricausal* en palabras de Cohen (2014), otros autores como De la Vega y Ramírez (2015) prefieren el análisis estructural de la industria del gas natural para el estudio de este tipo de fenómenos. Estos enfoques permiten conocer los factores ocurridos en Estados Unidos que han desencadenado la explotación rentable de los recursos shale disponibles en aquel país. A este fenómeno se le ha denominado de diferentes formas, en algunas ocasiones se conoce como *Shale/Tight Boom*, otros lo llaman *Revolución energética en América del Norte* y algunos, los más aventurados, lo señalan como una *Contrarevolución*. Cualquiera de estos nombres nos sirve para identificar el surgimiento de la extracción rentable de hidrocarburos a gran escala en formaciones shale y tight, ocurrido en Estados Unidos.

Es posible clasificar tres grandes categorías de eventos que han sido los detonadores de esta revolución energética. En la primera categoría se encuentran los esfuerzos realizados por el gobierno de Estados Unidos y la participación de las empresas privadas del sector energético. En una segunda categoría de sucesos se encuentra el desarrollo de la tecnología necesaria para la extracción de hidrocarburos no convencionales. Por último, la tercera categoría engloba las características del mercado que favorecieron este desarrollo. El papel que cada uno de estos sucesos ha tomado ha sido fundamental para el shale/tight boom, así mismo todos estos se encuentran intrínsecamente relacionados, esto hace que sea imposible asegurar que alguno se sobrepone en importancia a los otros dos.

2.1 Rol del gobierno de Estados Unidos y empresas privadas

A pesar del esfuerzo muchas veces realizado por colocar al mercado como el agente promotor de avances tecnológicos y distribuidor eficiente de recursos, con su consecuente asignación de precios, esto ha sido insuficiente para generar las condiciones que se traduzcan en beneficios para los consumidores, más aún en un sector con elevada complejidad como lo es el energético. Otros aspectos como la seguridad energética de un país y la visión de largo plazo para diversificar fuentes de energía también quedan por mucho fuera de las capacidades de las empresas privadas y su desarrollo dentro de una estructura de mercado. Trembath y colaboradores (2012) han realizado una revisión de las actividades emprendidas por el gobierno de los Estados Unidos para incentivar la producción de hidrocarburos a partir de lutitas, demostrando que éstas acciones fueron uno de los tres grandes factores que permitieron el surgimiento de esta revolución energética.

Es a partir de la década de 1970, cuando la declinación en la producción de gas natural convencional⁸ y los shocks petroleros hacen que las administraciones de los presidentes Gerald Ford y Jimmy Carter comiencen a establecer estrategias para asegurar el abasto de hidrocarburos. Se comienzan a explorar los yacimientos no convencionales, entre ellos los shale y tight, para en un inicio conocer sus propiedades y evaluar la cantidad de recursos, posteriormente se procedería a la etapa de producción todo esto para asegurar un suministro ininterrumpido de petróleo y gas natural.

⁸ Esto puede corroborarse en la página www.ea.gov US Natural Gas Gross Withdrawals

Las acciones concretas que detonaron el boom del gas natural de lutitas comenzaron en la década de los setentas (NETL, 2011). En específico es en 1976 cuando el *Morgantown Energy Research Center* (MERC) un precursor del ahora conocido *National Energy Technology Laboratory* (NETL) y la *Bureau of Mines* (BOM) ponen en marcha el proyecto denominado *Eastern Gas Shales Research*. El proyecto tuvo lugar en las cuencas orientales de Estados Unidos entre ellas la cuenca *Appalachian*, que actualmente alberga los mayores volúmenes de gas natural de lutita además de ser el mayor productor del mismo (ver Cuadro 2 y Cuadro 7). El proyecto fue patrocinado por el Department of Energy y puede considerarse dentro de las actividades del upstream del gas natural

Algunos de los objetivos más importantes dentro del Eastern Gas Shales Research fueron la determinación del aumento de la eficiencia en la recuperación de gas cuanto se perfora horizontalmente un pozo, la creación de herramientas de medición y monitoreo durante la perforación, identificación de áreas favorables (sweet spots) para la explotación de shale gas, aplicación de operaciones de fractura hidráulica y demostración de los beneficios económicos de la explotación en este tipo de formaciones (Yost II, 1976).

Wang y Krupnick (2013) también concuerdan en que algunas de las tecnologías clave para el desarrollo de recursos no convencionales como los shale fueron resultado de programas de investigación y desarrollo emprendidos por el gobierno de Estados Unidos. Los mismos autores estiman una inversión de \$137 millones de dólares por parte del DOE y \$20 millones de dólares invertidos por la *Energy Research and Development Administration* (ERDA). También el sector privado realizó inversiones en las actividades de investigación y desarrollo sin embargo fueron por mucho inferiores a las realizadas por el gobierno de Estados Unidos, \$35 millones de dólares y \$30 millones de dólares por parte del *Gas Research Institute* (GRI).

Es interesante mencionar la participación de empresas privadas y universidades en estos proyectos, siendo contratadas por el DOE para llevar a cabo objetivos específicos dentro del Eastern Gas Shales Research (NETL, 2009-b). Una revisión detallada de los proyectos para el desarrollo de la tecnología necesaria para la explotación rentable de gas de lutita se encuentra en el punto siguiente.

Además de las inversiones en investigación y desarrollo de tecnología, en 1978 se aprobó la *Natural Gas Policy Act*. Esta ley exigía la eliminación gradual del control de precios en boca de pozo que hasta ese momento se había mantenido. Además la *Crude Oil Windfall Profit Tax Act* de 1980 proporcionó los incentivos para el desarrollo de nuevas fuentes de hidrocarburos incluidas las no convencionales y por su puesto entre estas las shale y tight. Los incentivos a los precios del gas contribuyeron de manera sobresaliente al shale boom ya que como se verá en apartados posteriores el precio es una de las variables de mayor importancia para la determinación de la rentabilidad de proyectos en formaciones no convencionales (ver punto 2.4).

En las entrevistas realizadas por Trembath Fred Julander director y fundador de *Julander Energy Company* con actividades de exploración y producción de gas natural y miembro del National Petroleum Council menciona:

The Department of Energy was there with research funding when no one else was interested and today we are all reaping the benefits. Early DOE R&D (Research and Development) in tight gas sands, gas shales, and coalbed methane helped to catalyze the development of technologies that we (los operadores independientes) are applying today.

A pesar de que los esfuerzos para desarrollar campos no convencionales como los shale comenzaron en los años setentas, no fue hasta las décadas siguientes cuando se comenzó a observar su efecto, que se manifestó en el aumento en la producción de gas en estas formaciones. Curiosamente y contrario a lo que pueda imaginarse no fue en las cuencas orientales, donde habían tenido lugar los esfuerzos realizados por el gobierno de los Estados Unidos.

Fue en Texas un estado con una gran historia petrolera donde comienza el boom de gas de lutitas. En la década de los ochentas George Phydias Mitchell (1919-2013) un productor independiente de Galveston y su compañía *Mitchell Energy & Development Corp* comenzaron a experimentar con la tecnología disponible con miras a extraer gas natural de formaciones hasta ese momento poco estudiadas en la cuenca de Barnett (ver Cuadro 2 y Cuadro 7 para detalles acerca de los recursos y producción en esta cuenca).

El desarrollo de la cuenca de Barnett se encuentra íntimamente ligado con Mitchell Energy, por tal motivo se abordan algunas de las características de la empresa las cuales le permitieron realizar inversiones para desarrollar campos con baja probabilidad de éxito. Para empezar en el momento en que la empresa de Phydias perfora su primero pozo en Barnett en 1981 ya era la mayor productora de gas natural en el norte de Texas. Bastante bien diversificada Mitchell Energy incluía actividades de producción, exploración, recolección y procesamiento de gas natural, lo que le permitía contar con la estructura suficiente de servicios para satisfacer sus necesidades. Esta posición le permitiría asumir riesgos para comenzar a experimentar en formaciones de lutitas.

Sin embargo, el principal incentivo de Mitchell Energy para producir en formaciones shale fue cumplir con las obligaciones de suministro de gas natural establecidas en el contrato que mantenía con la *Natural Gas Pipeline Company of America* (NGPCA). El contrato de largo plazo con la NGPCA le permitió a Mitchell Energy vender el gas producido por la compañía por encima del precio en boca de pozo (Gas Wellhead Price).

A pesar de que algunos autores como Blackmon (2013) y periódicos como *The Economist* (2013) consideran a George Mitchell como el *wildcat*⁹ de la revolución del shale gas, con lo que hasta ahora hemos detallado hay razones suficientes para cuestionar estas afirmaciones. Para empezar, mucha de la tecnología utilizada por Mitchell Energy había sido previamente desarrollada en los esfuerzos realizados dentro del Eastern Gas Shales Research. Además de la tecnología para extraer el gas natural contenido en lutitas, la compañía pudo echar mano de los adelantos en las técnicas de mapeo y monitoreo, también desarrollada previamente, durante las operaciones de fractura. Más importante aún, hasta el año 2002 Mitchell Energy se benefició de los incentivos concedidos en la sección 29 de la Crude Oil Windfall Profit Tax Act.

Sin duda alguna la compañía de George Mitchell contribuyó de manera muy sobresaliente al shale boom, sus principales adelantos fueron en el mejoramiento de tecnología aplicada a los requerimientos específicos de la cuenca de Barnett. Estos avances permitieron reducir los costos de las operaciones y con ello generar la viabilidad económica de las formaciones shale. Con lo hasta ahora expuesto es posible mencionar que la revolución energética del gas de lutitas no habría sido posible sin la participación de ambos actores, el gobierno de Estados Unidos y el sector privado.

⁹ Wildcat es un término utilizado principalmente en la industria petrolera de Estados Unidos para definir a aquellas personas que emprenden empresas arriesgadas fuera de los campos de petróleo y gas conocidos.

2.2 Rol de la tecnología

Dentro de las actividades de la industria del petróleo y gas natural el desarrollo de tecnología juega un papel preponderante. La componente tecnológica permite avanzar significativamente en el desarrollo de proyectos de exploración y producción de hidrocarburos. Como se mencionó en el punto 1.6 son dos las técnicas que han permitido desarrollar la explotación de los hidrocarburos de lutita a gran escala. Sin embargo, estas operaciones no son recientes, el surgimiento de éstas se remonta a mediados de siglo XIX, por lo que es importante mencionar que ninguna tecnología es estática, continuamente cambia, evoluciona y se hace más sofisticada, más eficiente. Abordaremos brevemente la evolución que han tenido cada una de estas y el papel que ha tomado en su desarrollo el gobierno de los Estados Unidos y las empresas de capital privado.

A pesar de que la primera extracción de gas natural a partir de lutitas se remonta al año de 1821 en Fredonia, New York (Boyer, 2011) y el primer pozo de petróleo convencional data de 1859 en Titusville, Pennsylvania (Meyer, 2014), no fue hasta la década de 1970 cuando iniciaron las labores para ampliar el conocimiento científico y tecnológico para la extracción del hidrocarburos en formaciones shale y tight.

En el caso de la perforación horizontal podemos rastrear sus primeras aplicaciones al año de 1934, cuando John Eastman, Roman W y George Failing salvan el campo petrolero *Conroe* en Texas, que se encontraba incendiándose. Failing había comenzado su compañía en 1931 cuando incorporó una plataforma de perforación a un camión. Esta innovación permitió una rápida perforación de una serie de *pozos inclinados* que es el primer antecedente de la perforación horizontal actual (Wells ed).

Posteriormente, es hasta 1975 cuando una asociación entre el DOE y una empresa privada dio como resultado la perforación de los primeros pozos horizontales para la obtención de shale gas, en la cuenca Appalachian (NETL, 2011).

Por otro lado, en la cuenca de Barnett los avances de Mitchell Energy relativos a la perforación de pozos permitieron disminuir los costos en un 15%, además de que los tiempos necesarios también se redujeron de manera importante al pasar de veintidós a únicamente once días. A pesar de estos avances, el uso de la perforación horizontal se hizo intensiva hasta que Devon Energy adquirió la compañía, siendo esta la primera vez en que se utilizaba masivamente (Wang Krupnick, 2013).

En el caso de la fractura hidráulica, sus aplicaciones más tempranas se remontan al siglo pasado. El fracking comienza en 1860, cuando se utilizaba nitroglicerina como fluido para estimular pozos superficiales de roca dura en Pennsylvania, New York, Kentucky y West Virginia. Años más tarde, durante la década de 1930 se cambió la nitroglicerina por un fluido ácido para la estimulación de pozos. A pesar de estos avances no fue hasta que Floyd Harris de la compañía *Stanolind Oil and Gas Corporation* introdujo en 1949 el concepto de fractura hidráulica como se conoce hasta ahora (Wells ed).

Las primeras aplicaciones de esta técnica se destinaron a mejorar la recuperación de crudo principalmente en proyectos convencionales, sin embargo no es hasta años recientes cuando ha logrado gran popularidad en la industria del petróleo y gas natural no convencional.

Para el año de 1947 fue realizado el primer tratamiento de fractura hidráulica en un pozo de gas operado por *Pan American Petroleum Corporation* en Grand County, Kansas. En 1949 se otorgó una patente a Halliburton para la realización de este proceso. Posteriormente la primera operación de fracking libre fue realizada en el condado de Stephens, Oklahoma en 1968, por una empresa filial de *British Petroleum* (Morton, 2013).

Nuevamente de la mano del Eastern Gas Shales Research una asociación entre el DOE y privados introdujeron el concepto de *Massive Hydraulic Fracturing* (MHF) en los campos de lutitas devonivas de las cuencas orientales de Estados Unidos. Sin embargo, no fue hasta que el equipo de Mitchell Energy tomó su propia experiencia y la generada no solo en las cuencas orientales sino también la disponible por la *Union Pacific Railroad Corporation* de la formación *Cotton Valley* para crear la técnica conocida como *Slick water Frac*. Misma que significó un gran avance ya que permitió reducir los costos de la fractura en un 50% manteniendo las tasas de producción iniciales y aumentar las tasas de recuperación en etapas posteriores (Wang y Krupnick, 2013).

En la actualidad la fractura hidráulica ha sido difundida ampliamente, Montgomery y Michael (2010) estiman que se han realizado aproximadamente 2.5 millones de operaciones de fractura alrededor del mundo, que han contribuido a incrementar la producción promedio de un pozo en un 75%. Los mismos autores estiman que mediante la utilización de esta técnica las reservas de petróleo han aumentado 30% y las reservas de gas natural lo han hecho 90%.

Además de la perforación horizontal y la fractura hidráulica, consideradas como las principales herramientas para la producción de hidrocarburos no convencionales, otras tecnologías han influido notablemente en el shale/tight boom. De la asociación entre *General Electric* y ERDA, se derivó el desarrollo de brocas para la perforación de pozos. La broca *Diamond-studded* demostró una mayor eficiencia a la hora de perforar formaciones shale que las herramientas convencionales.

Debido a la particular geología de las formaciones no convencionales (ver Capítulo 1) era de vital importancia desarrollar nueva tecnología de imágenes para el mapeo de los depósitos. La *Imagen Sísmica Tridimensional* (3-D Seismic Imaging) y la *Microseismic Fracturing Mapping* contribuyeron de manera importante al mayor entendimiento de las formaciones shale. En el caso de la primera fue desarrollada casi totalmente por el sector privado con pequeñas contribuciones del gobierno, por el contrario la segunda fue desarrollada por el laboratorio nacional de Sandia (Trembath *et al*, 2012).

Como hemos visto, el desarrollo de la tecnología que ha permitido la producción de petróleo y gas natural en formaciones no convencionales, ha sido un proceso con idas y vueltas, en algunas ocasiones es la iniciativa privada la encargada de llevar a cabo estos avances, en otras por el contrario la participación del sector público resultó ser el mayor catalizador.

A pesar de ello y ante la perspectiva de nula e inclusive negativa rentabilidad a la que se enfrentaban la mayoría de los proyectos shale y tight el incentivo para que las empresas del sector privado invirtieran en investigación y desarrollo fue prácticamente inexistente y no fue hasta que políticas como la Eastern Gas Shales Research tomaron el desarrollo de la tecnología en sus manos.

2.3 Rol del mercado

Las características del mercado en el cual se desarrolló la industria del gas natural en Estados Unidos son muy particulares y difieren grandemente de otros mercados a nivel internacional. Este conjunto de características además de los apoyos a los precios del gas en forma de incentivos y créditos fiscales han dado como resultado una industria pujante dedicada a la extracción de gas natural en formaciones shale.

Una de las características más importantes en Estados Unidos es que el estado de la propiedad del subsuelo, minerales e hidrocarburos pertenece a los propietarios de las tierras superficiales. A diferencia por ejemplo del caso mexicano donde la propiedad de los hidrocarburos es exclusiva del estado, propiedad que se “mantiene” a pesar de la reciente reforma energética de 2013-2014. Esta variante en los derechos de propiedad le concede a las compañías gran facilidad para negociar con los propietarios y arrendar las tierras (Stevens, 2010). Estos arrendamientos se realizan bajo especificaciones de precio como las descritas por Hefley (2011) y que se abordan en el punto siguiente.

En el caso específico de Mitchell Energy esta compañía obtuvo grandes beneficios derivados del estado de la propiedad del subsuelo. La compañía logró arrendar grandes extensiones de tierra a bajo costo, posteriormente estas concesiones se volvieron más atractivas conforme los costos de producción disminuyeron y el precio del gas natural observó un aumento. Wang y Krupnick (2013) señalan que es a través de estos movimientos y no de las innovaciones en tecnología en sí mismas que las compañías empiezan a obtener sus primeros rendimientos financieros.

Por otro lado, la presencia de compañías pequeñas y medianas con interés en la extracción de este tipo de hidrocarburos también fue un importante detonador del shale boom (Stevens, 2010). Si bien en un principio para empresas internacionales de gran tamaño la extracción de gas no convencional no resultó lo suficientemente atractivo fueron las pequeñas y medianas empresas quienes vislumbraron oportunidades de negocios en este tipo de formaciones. El caso de Mitchell Energy es un muy particular ya que sin ser una empresa muy grande, su posición en el mercado le permitió tomar algunos riesgos y experimentar en el shale play de Barnett. Una vez que las demás compañías observaron los beneficios obtenidos por Mitchell comenzaron a interesarse en desarrollar proyectos no solo en la cuenca de Barnett sino en otras más allá del estado de Texas.

Además de varias empresas dedicadas a la extracción de gas natural, la presencia de compañías de servicios (service firms) resultó ser el soporte vital para las actividades de extracción de gas natural (Stevens, 2010). Mucha de la experiencia disponible se basa en lo ocurrido en la cuenca de Barnett, por lo tanto es posible afirmar que compañías como *Humble Geochemical*, *Timeslice Technology* y *Core Lab* fueron muy importantes para el desarrollo de la cuenca ya que Mitchell Energy pudo beneficiarse de los servicios prestados por estas empresas.

Arthur et al (2008), De la Vega y Ramírez (2015), IEA (2012) concuerdan en que mucho antes de que el desarrollo de proyectos shale comenzara a tener protagonismo en la producción de gas natural en Estados Unidos, ya se contaba con una amplia infraestructura de gasoductos para el transporte de este energético a los centros de consumo. La presencia de esta infraestructura es una de las características que más influyeron para detonar el shale boom. Cabe señalar que la construcción de gasoductos es una de las etapas más intensivas en capital, por lo tanto contar con la infraestructura necesaria resultó ser en demasía ventajoso.

Impacto de los precios en la exploración y la producción de HS

Por último dentro de las características del mercado podemos incluir a la variable *precio*, que sin duda es la variable más importante para la determinación de la viabilidad no solo de proyectos en el sector energético sino en cualquier tipo de actividad. Hasta este momento y a propósito la mención a los precios del gas natural y petróleo ha sido marginal pero se dedica todo el punto siguiente a la explicación de su influencia en el shale/tight boom.

Como hasta ahora se ha venido mencionado existen grandes diferencias entre la exploración y producción de yacimientos convencionales y su contraparte no convencional. Una de las más amplias diferencias es la componente económica, que se manifiesta en la forma de inversiones, rentabilidad, riesgo y flujos de efectivo. En específico la exploración y producción de hidrocarburos en formaciones shale y tight tiene consideraciones económicas muy particulares que hacen que hasta hace algún tiempo este tipo de proyectos fueran delegados y catalogados como inviables.

En los puntos anteriores hemos revisado como el desarrollo de tecnología ha contribuido con el desarrollo de los proyectos no convencionales. La implementación masiva de todas estas innovaciones ha permitido una reducción paulatina en los costos de exploración y producción, que es la primera componente para explicar el impacto de los precios en las actividades para obtener hidrocarburos a partir de formaciones no convencionales.

La segunda y más importante componente es el precio *per se*. Al hablar de precio es muy importante diferenciar este concepto del de costo de producción. El precio al que es posible comercializar hidrocarburos en un mercado como el del gas natural en América del Norte no necesariamente refleja los costos asociados a su producción, aunque si bien la teoría económica señala que los precios en un mercado competitivo son un reflejo de los costos de la producción de bienes. Como se expondrá más adelante los precios son una componente fundamental para garantizar la rentabilidad de las inversiones en proyectos no convencionales.

2.4 Rol de los precios

Para determinar la rentabilidad de los proyectos shale la variable más importante, incluso por encima de los costos de producción, ya que como se detalla en el Capítulo 4 estos pueden comprimirse, es el precio al cual se comercializa el gas natural. De acuerdo con Vargas (2006) actualmente la asignación del precio de venta del gas natural sigue la lógica del mercado. En América del norte el precio de referencia se fija en Henry Hub, donde se encuentran abastecedores y consumidores quienes acuerdan el precio con base al costo de oportunidad, sin embargo esto no siempre fue así.

Para comenzar con la explicación del efecto de los precios en el caso específico del shale boom es necesario remontarse a las décadas de 1960 y 1970. Este periodo se caracterizó por la regulación de precios, que propició una escasez en la producción y en las reservas de gas natural. Los precios máximos a los que era posible vender gas natural se fijaron en niveles por debajo de los precios de equilibrio que de acuerdo con la teoría económica neoclásica surgen en un mercado competitivo. Esta situación estimuló el consumo pero no tuvo un efecto positivo en el lado de la oferta, por muchos años proyectos como los no convencionales shale se dejaron de lado por no contar con las características de rentabilidad suficientes.

Como respuesta ante la situación de escasez que se vivía se aprobó la Natural Gas Policy Act (NGPA) en 1978, que exigía la eliminación gradual del control de precios para hacerlos más atractivos. En la misma ley se propusieron los incentivos fiscales para desarrollar proyectos no convencionales como los shale, que en ese momento no contaban con la suficiente robustez técnica y financiera para hacerlos rentables, y así abastecer la creciente demanda de gas natural. La sección 107 de la NGPA provee un *incentivo de precios* (incentive pricing) a proyectos con *alto costo de producción* (high cost of production) que incluyeron a las cuencas shale de edades devónicas (cuencas orientales como la Appalachian), el gas atrapado en capas de carbón (coal bed methane) y cualquier otra fuente de gas natural que la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) determinará incurriera en un costo de producción elevado.

Con la NGPA los precios del gas natural a partir de formaciones shale de edades devónicas fueron desregulados el primero de Noviembre de 1979, esto resultó en una gran ventaja para estos proyectos ya que su precio desregulado fue de más del doble que el que se había mantenido bajo la premisa de precio máximo anterior.

Posteriormente la FERC designó como un gas con alto costo de producción a los proyectos shale de la cuenca de Barnett, aunque la desregulación en este tipo de formaciones no fue inmediata el precio máximo que se le asignó fue el más alto regulado bajo la NGPA.

A pesar de que con la desregulación los precios del gas natural aumentaron significativamente, esto no fue suficiente para hacer rentables a los proyectos shale. Por lo tanto dos años después, durante 1980 se aprobó la Crude Oil Windfall Profit Tax Act, en donde se impusieron impuestos fiscales a la producción de petróleo como un medio para obtener ingresos y financiar otros proyectos como la extracción de gas a partir de lutitas. El incentivo a este tipo de proyectos se implementó en la Sección 29 del *Internal Revenue Code* (Stevens, 2010).

El tamaño del estímulo otorgado por la Sección 29 del Internal Revenue Code varió no solo entre los diferentes proyectos no convencionales, sino también a través del tiempo y la situación de precios que se presentara. Los proyectos shale de edades devónicas comenzaron con un estímulo inicial de \$0.52 USD/Mcf (dólares por cada mil pies cúbicos) producidos pero posteriormente aumentó a \$0.94/Mcf en 1992. En cambio para proyectos shale como los de la cuenca de Barnett el incentivo se fijó en \$0.52/Mcf a principios de 1980. Los pozos para obtener gas natural a partir de formaciones shale perforados entre el primero de Enero de 1980 y el 31 de Diciembre de 1992 fueron designados como elegibles al estímulo de la Sección 29 y continuaron siendo financiados hasta el hasta el 31 de Diciembre de 2002 (Wang y Krupnick 2013). Para la producción de aceite el estímulo a proyectos no convencionales fue de 3 dólares por barril producido (USD/bbl) (Stevens, 2010).

La estrategia para desregular los precios, los incentivos otorgados más los adelantos tecnológicos generados, y la consecuente disminución en los costos de producción, dieron lugar a una situación en donde producir hidrocarburos a partir de lutitas comenzaba a ser rentable y muy atractiva para los productores de este energético.

En la cuenca de Barnett donde comenzó el shale boom Mitchell Energy se benefició de los incentivos otorgados por el gobierno de Estados Unidos, a pesar de esto muchas veces limitó el desarrollo de sus proyectos shale por la baja rentabilidad financiera resultado de los bajos precios de gas natural.

En 1986 por ejemplo, apenas cinco años después de que perforó su primer pozo de shale gas y a pesar de contar con los incentivos de la Sección 29, una disminución en los precios del gas natural obligó a la compañía a localizar las inversiones fuera los proyectos con alto riesgo y ubicarlas en proyectos con un costo unitario de perforación de pozos mucho menor.

A finales de 1992 el estímulo de la Sección 29 considerado por Trembath y colaboradores como esencial en el desarrollo de la cuenca de Barnett expiró. Tres años después el contrato mantenido con la Natural Gas Pipeline Company of America que le permitía a Mitchell Energy vender su producción de gas \$1.25 USD por encima del precio en boca de pozo concluyó (Wang y Krupnick 2013). Estos dos sucesos hicieron que el proyecto Barnett se volviera cuestionable por obtener rendimientos apenas marginales.

Sin embargo esta situación no continuaría durante mucho tiempo, desde 1996 hasta 2001 se observó un aumento en los precios de gas natural que lo llevó hasta un precio máximo de 4 USD/Mcf precio nunca antes visto. Durante este periodo y dados los avances en las técnicas de perforación horizontal y fractura hidráulica, otras compañías además de Mitchell Energy notaron que los rendimientos de la extracción de gas natural en lutitas dejaban de ser marginales y comenzaban a ser bastante atractivos.

A pesar del retroceso en 2002 a partir del año siguiente y hasta 2008 el aumento en el precio del gas natural fue prácticamente constante, en 2008 llegó a su máximo histórico hasta alcanzar los 7.97 USD/Mcf. Esta perspectiva de precios altos fue el principal incentivo para que los nuevos operadores, y los que ya existían, invirtieran en formaciones de lutitas lo que se tradujo en un aumento de la producción de gas a partir de estas formaciones.

Fue esta perspectiva de precios altos que comenzó en 1996 y que sin contar la disminución que se observó en 2002 se mantuvo hasta 2008 la que generó las características necesarias para un aumento generalizado en la producción de gas natural a partir de lutitas. En 2007 el porcentaje de participación de gas proveniente de lutitas fue de apenas 6.8% del total, sin embargo este porcentaje ha aumentado rápidamente hasta alcanzar más de la mitad de la producción total de gas en 2015 (ver punto 1.10).

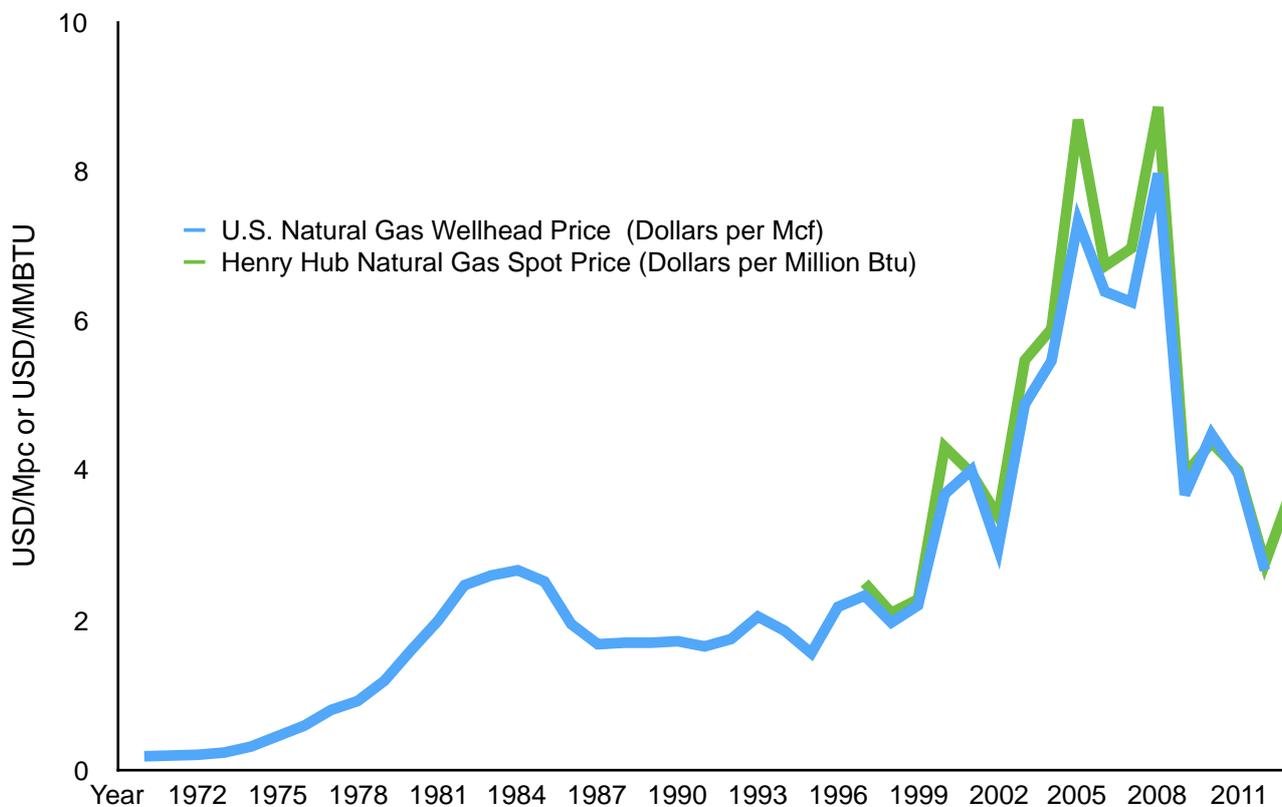
Como hasta ahora se ha mencionado para el fijar el precio del gas natural se utiliza la expresión USD/Mpc sin embargo en Henry Hub la unidad para la venta de gas utilizada es USD/MMBTU. La variación entre ambos valores es muy pequeña ya que aproximadamente un pie cúbico de gas natural contiene mil BTU (Estrada, 2013; NETL, 2009-a; Stevens, 2010).

La incorporación del gas natural producido a partir de lutitas ha impactado fuertemente a toda la industria de los hidrocarburos. Para muestra de ello, basta mencionar que hasta antes de su incorporación el precio del gas natural estaba estrechamente relacionado con el precio del petróleo, ya que la principal fuente de obtención de este recurso eran las fuentes convencionales de gas asociado y no asociado.

De acuerdo con Cohen (2014), la relación de precios entre el gas natural y el petróleo era de uno a siete, es decir, el precio del barril de petróleo se mantenía siete veces superior al precio equivalente del gas natural. Sin embargo con el aumento de la producción shale, esta relación se ha ampliado hasta llegar a ser de uno a veinte. A este fenómeno se le conoce como desacoplamiento de precios o *decoupling* del inglés.

La figura siguiente ofrece una perspectiva histórica de la evolución de los precios en boca de pozo y en Henry Hub. Se observa que ambos valores son muy similares pero se mantiene ligeramente más elevado en Henry Hub.

Figura 18 Gas Wellhead price vs Henry Hub Spot price



Fuente: Elaboración propia con datos de U.S Energy Information Administration

2.5 Costos asociados a la producción de shale gas

Dejando de lado, al menos por el momento, la influencia de los precios, se abordan los costos asociados a la producción. Una primera impresión acerca de los estos costos es por lo regular errónea, los bajos precios que se observan (2.62 USD/MMBTU en 2015) en el mercado spot de gas natural en Estados Unidos hacen creer que la producción implica reducidos gastos, tal impresión resulta incorrecta.

Del estudio de Hefley (2011) realizado en la cueca de Marcellus, es posible obtener la información suficiente para desagregar con detalle las variables que intervienen en el costo total de la construcción y puesta en marcha de un pozo de gas natural en formaciones shale. A pesar de que los costos de producción pueden ser ampliamente variados, incluso dentro de los mismos plays y aún más en formaciones distintas, el estudio de Hefley puede ser utilizado como referencia.

De acuerdo con Hefley la cuantificación de los gastos por la construcción y puesta en marcha de un pozo típico puede considerarse dentro de las etapas siguientes:

- | | | |
|--|---------------------------|----------------------|
| 1) Adquisición y permisos | 2) Construcción del sitio | 3) Perforación |
| 4) Fractura hidráulica | 5) Terminación | 6) Producción |
| 7) Acondicionamientos (<i>workovers</i>) | | 8) Tapado y abandono |

En la fase adquisición y permisos se estima una inversión de \$2,191,125 USD (United States Dollars) divididos en dos grandes rubros. El primero y más amplio corresponde a la adquisición de las tierras propiamente dicho, el cual asciende a un costo promedio de \$1,934,250 USD. El segundo rubro corresponde a los costos asociados a los trabajos por parte de los agentes encargados de la negociación y adquisición de las tierras, que por lo general son contratados por los compañías operadoras. Estos costos ascienden a \$256,875 USD.

Los costos de los permisos necesarios para la construcción y operación de un pozo se dividen en *State permit (drilling) fees* (Honorarios estatales por perforación) los cuales suman \$5,150 USD, *Well bonding* (Fianza por pozo) \$2,500 USD, *Erosion, sediment control plan* (Control de sedimentación y erosión) \$1,900 USD, *Water management permit* (Permiso para la gestión del agua) \$500 USD y *Driveway permits* (permisos de calzada) con un costo de \$25 USD. Sin contar la *fianza por caminos*¹⁰ la suma total por concepto de permisos asciende a \$10,075 USD.

Por otro lado la construcción del pad observa una estructura de gastos promedio por \$400,000 USD. Dentro de este concepto las variables más importantes son el control de la erosión, construcción de caminos, movilización de equipo, remoción de árboles, nivelación del terreno, construcción del depósito para los fluidos de la fractura hidráulica, construcción de la plancha del pad y control de la erosión en pendientes.

Cuadro 8 Costos de la construcción de un pozo de gas

Concepto	Costo USD
Adquisición y Arrendamiento	\$2,191,125
Permisos	\$10,075
Preparación del sitio	\$400,000
Perforación	\$1,878,125
Vertical	\$663,275
Horizontal	\$1,214,850
Fractura hidráulica	\$2,500,000
Terminación	\$200,000
Producción	\$472,500
Total	\$7,651,825

Fuente: Elaboración propia con datos de Hefley (2011). *The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well*.

Durante perforación del pozo se distinguen dos etapas, la primera corresponde únicamente a la perforación vertical cuyo costo es de \$663,275 USD. La segunda y más costosa, es la etapa de perforación horizontal donde los gastos implican \$1,214,850 USD. En total las operaciones de perforación suman \$1,878,125 USD. La fractura hidráulica también constituye un gasto importante en la puesta en marcha de un pozo de gas natural, para tal actividad se estima un inversión de \$2,500,000 USD.

¹⁰ La fianza por caminos (*Road bond*) es un concepto estimado por la violación de los reglamentos de tránsito, específicamente violaciones en cuanto al peso de los vehículos. El costo de los permisos en pozos de gas puede aumentar hasta 12,000 USD por milla.

Una vez que la operación de fractura está completa se procede a la terminación del pozo, lo que implica perforar los tapones insertados y limpiarlo, la inversión requerida durante esta etapa suma un costo promedio de \$200,000 USD al costo total.

Los costos durante la etapa de producción requieren una inversión promedio de \$472,500 USD. Estos gastos implican el pago por los derechos de vía *Right-of-Way Easement* de aproximadamente \$15 USD y el costo por el material y la instalación de \$90 USD ambos por pie lineal (asumiendo una longitud promedio de 4,500 pies de tubería).

Con la información anterior se estima que la inversión necesaria para la construcción y puesta en marcha de un pozo de gas natural en una formación shale como Marcellus asciende a \$7,651,825 USD. En el Cuadro 8 de la página anterior se ofrece un resumen de los costos asociados a cada una de las etapas mencionadas.

Los costos hasta ahora presentados corresponden a un pozo típico¹¹ construido en la cuenca de Marcellus, sin embargo cada pozo es único. La geología del sitio puede variar así como la profundidad y el espesor de la formación. Las distancias a los suministros de agua y carreteras, tan esenciales para el abastecimientos de agua y servicios varían ampliamente de acuerdo a la ubicación de cada pozo.

Otras regiones reflejan costos muy diferentes, por ejemplo en la cuenca de Barnett la construcción de un pozo típico destinado a la extracción de gas de lutitas ronda aproximadamente los cuatro millones de dólares y en Haynesville un pozo similar puede costar aproximadamente el doble que en Barnett. En Woodford el precio de un pozo puede ser de hasta siete millones de dólares. Por otro lado en la Unión Europea, en particular en Polonia, se estima que los costos por la construcción de un pozo de gas rondan entre los diez y los doce millones de dólares, esta diferencia se debe a que la presencia de empresas de servicios no se encuentra suficientemente desarrollada en aquel país (IEA, 2012).

Además de las consideraciones en los costos de producción hasta ahora mencionadas, existen otras dos características que dotan de gran singularidad a los proyectos de lutitas y que influyen de manera muy importante en la economía de los mismos. Una de ellas es la presencia de líquidos, aceite o condensados en el gas natural, la otra es la tasa de declinación de la producción combinada con la producción inicial. La primera tiene un efecto positivo y la otra influye negativamente en la rentabilidad de los proyectos shale.

2.5.1 Líquidos del shale gas

La presencia de hidrocarburos de cadenas más largas dentro del gas natural de formaciones shale, cuyo principal componente es el Metano (CH₄), hacen que se considere como un gas húmedo (*wet gas*). Estos componentes también conocidos como *Natural Gas Liquids* (NGL) son principalmente Etano (C₂H₆), Propano (C₃H₈), Butano (C₄H₁₀) y Pentano (C₅H₁₂). Las principales cuencas donde se han encontrado estos condensados son Marcellus, Utica e Eagle Ford. Por otro lado, también es posible encontrar aceite como es el caso de la formación Bakken (ver Anexo I).

¹¹ 1) Perforación vertical con un *kick-off point* aproximadamente a los seis mil pies (1,828m)

2) Única perforación horizontal de cuatro mil pies (1,219m)

3) Una superficie de 3.5 acres (0.015Km²)

4) Profundidad total media igual a once mil pies (3,352m)

Los líquidos presentes en formaciones shale influyen notablemente en la economía de los proyectos, se estima que en 2010 aproximadamente 17.2% de las exploraciones en cuencas de lutitas han sido en busca de líquidos dado que su valor en el mercado es mucho mayor. El Butano es incluso más caro que el crudo, el Propano y el Etano están por debajo del precio del petróleo y en el caso del segundo su valor es aproximadamente la mitad del precio del crudo (WEC, 2012).

La presencia de líquidos en el gas natural se mide con la relación bbl/MMcf (barriles de condensados por millón de pies cúbicos). Para determinar la influencia de éstos en los *breaking even prices* (ver punto 2.7) se ofrece la Figura 19 del estudio realizado por el *Massachusetts Institute of Technology* en 2010. Para la explicación de tal efecto se hacen dos suposiciones que se reflejan implícitamente en la figura mencionada, la primera es un precio del barril de condensados igual a ochenta dólares, la segunda es que se asumen los costos de producción en la cuenca de Marcellus. Dicho lo anterior la interpretación es la siguiente: cuando la presencia de condensados es nula, los precios de equilibrio responden únicamente a los precios mercado de gas natural, que en el caso de la cuenca de Marcellus es de 4 USD/MMBTU, si por el contrario la presencia de líquidos es equivalente a 25 bbl/MMcf el precio de equilibrio puede bajar hasta los dos dólares por millón de BTU que constituye una gran ventaja en comparación con otros proyectos shale. Otro caso muy optimista es la situación en la que se encuentran 50bbl/MMcf en tal caso, aunque hipotético, no importaría el precio al cual se comercializa el gas natural ya que por sí sola la presencia de condensados mantendría la rentabilidad y continuidad de las operaciones.

Figura 19 Influencia de los condensados en los *break even prices*



Fuente: MIT (2010). *The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary Study*.

A pesar de la gran ventaja que constituye la presencia de condensados en la producción de gas natural, Estrada (2013) sugiere que tal presencia aumenta la opacidad financiera de las operaciones shale, ya que a pesar de pueden aumentar el valor de mercado en un dólar por cada mil pies cúbicos producidos, no se sabe cuánto de estos condensados se producen ya que éstos no se reportan de manera separada.

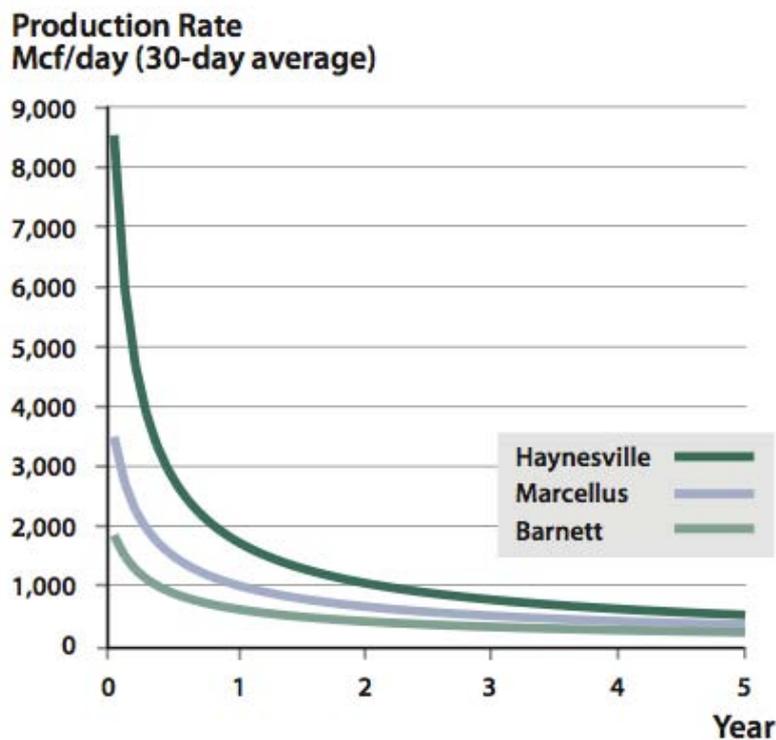
2.5.2 Tasa de declinación y producción inicial

El perfil de producción de gas natural en formaciones shale es una de las características que ha sido más cuestionada. La tasa de declinación es la tasa a la cual desciende la producción con el paso del tiempo después del comienzo de la misma o IP (*Inicial Production*). La tasa de declinación influye considerablemente en el cálculo para determinar la *Estimated Ultimate Production* (EUP) o Tasa Total de Recuperación. Stevens (2010) estima que para formaciones no convencionales la recuperación final varía entre 8 y 30% del gas en sitio. En comparación las formaciones convencionales presentan tasas de recuperación mucho mayores de entre 60 y 80%.

Durante 2013 la productividad de los pozos en Barnett había disminuido 44%, la tasa de declinación de la producción es de 65% el primer año y 53% el siguiente, hasta caer gradualmente a 20% anual (Estrada, 2013). Por otro lado Stevens (2010) recopila información que señala que en Barnett la tasa de declinación en los pozos fue de aproximadamente 39% en los primeros dos años, 50% entre los años uno y tres y 95% entre el primer y el décimo año. Por lo tanto la vida de un pozo de gas en formaciones shale oscila entre los ocho y los doce años.

Del estudio realizado por el MIT en 2010 se retoma la Figura 20, en la que se observan los perfiles de producción de las principales cuencas shale de Estados Unidos. Claramente se observa que la producción de gas en Haynesville, Marcellus y Barnett cae vertiginosamente después del comienzo de la producción en el primer año.

Figura 20 Perfiles de producción en Haynesville, Marcellus y Barnett

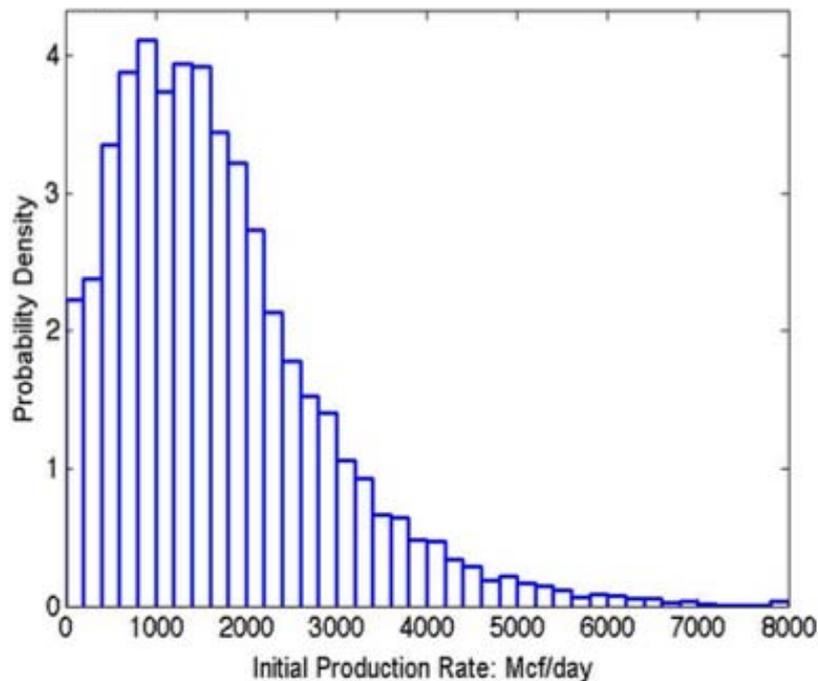


Fuente: MIT (2010). *The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary Study*.

En la figura anterior también se observa que la producción inicial en distintas formaciones es muy variada, en Barnett es de aproximadamente 2,000 Mcf/d, inferior a la de Marcellus que es de 3,500 Mcf/d. De los tres ejemplos que se examinan la formación Haynesville es la que tiene mayor producción inicial, muy superior a la de los otros plays con aproximadamente 8,500 Mcf/d.

Incluso dentro del mismo play la producción inicial entre pozos es muy variada, en Barnett por ejemplo, la mitad de los pozos perforados presentaron una producción inicial de 1,470 Mcf/d, el 20% vieron producciones de 2,530 y otro 20% presentó producciones de apenas 700 Mcf/d (MIT, 2011). Para muestra de lo anterior se presenta la Figura 21 extraída del mismo documento del que se obtuvieron los datos anteriores.

Figura 21 Distribución de probabilidad para la producción inicial de Barnett



Fuente: MIT (2011). *The Influence of Shale Gas on U.S. Energy and Environmental Policy*.

Estas variables, la producción inicial y la tasa de declinación de la producción, influyen en la determinación de la Estimated Ultimate Production por lo tanto también en la economía general de los proyectos shale. Son estas dos características las que han desatado las más duras críticas contra la producción de hidrocarburos en formaciones shale. De acuerdo con Berman (2011) las estimación de la producción final (EUP) son 1.3 Bcf en Barnett, 1.1 Bcf en Fayetteville y 3.0 Bcf en Haynesville.

Este perfil de producción obliga a que el operador siga realizando perforaciones para mantener una tasa fija. Además de la perforación de un mayor número de pozos, se han desarrollado las operaciones de *re-fractura* como medio para mejorar la productividad de los pozos existentes (WEC, 2012). Sin embargo, llevar a cabo estas mejoras implica un mayor gasto, que aumenta significativamente los costos de producción.

Influencia de los HS en la baja de precios

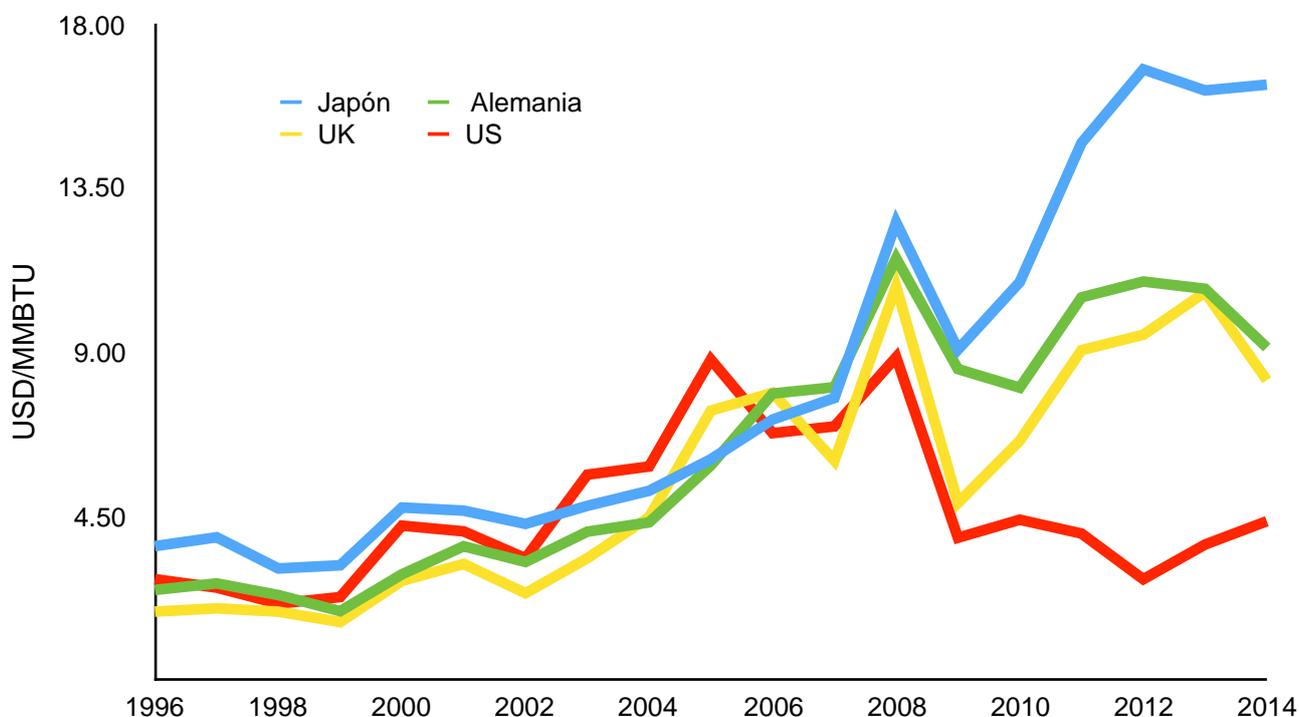
La combinación de los factores anteriormente citados, rol del gobierno de Estados Unidos y empresas privadas, rol de la tecnología y rol del mercado, dio como resultado la revolución energética en formaciones no convencionales. Este fenómeno su vez a influido sobre los factores que permitieron su desarrollo, en particular ha tenido un efecto notable en los precios, principal variable que detonó las actividades en formaciones shale y tight (ver punto 2.4).

A diferencia del mercado mundial de petróleo, el cual observa un precio a nivel internacional a través de sus diferentes crudos denominados marcadores, como el Brent y WTI, el mercado de gas natural ha tendido a la regionalización. Esto se debe principalmente a las características de transporte de este energético. A pesar de los avances en la tecnología para licuar y posteriormente transportar gas natural (NGL) no se ha podido establecer un precio para este energético a nivel mundial, que era lo que se esperaba en años anteriores.

Licuar gas natural para transportarlo de forma líquida aumenta considerablemente el costo del energético (tiranía de la distancia) por lo que es preferible consumir los insumos disponibles en una determinada región. Otra opción para el transporte de gas y que ha contribuido a la regionalización de precios son los gasoductos que a pesar de requerir fuertes inversiones para su construcción presentan un costo menor que el GNL.

Con base en lo anterior se ofrece la Figura 22 que muestra que el precio del gas natural a nivel mundial varía ampliamente de acuerdo a la región geográfica en la que se

Figura 22 Precios del gas natural a nivel mundial



comercializa.

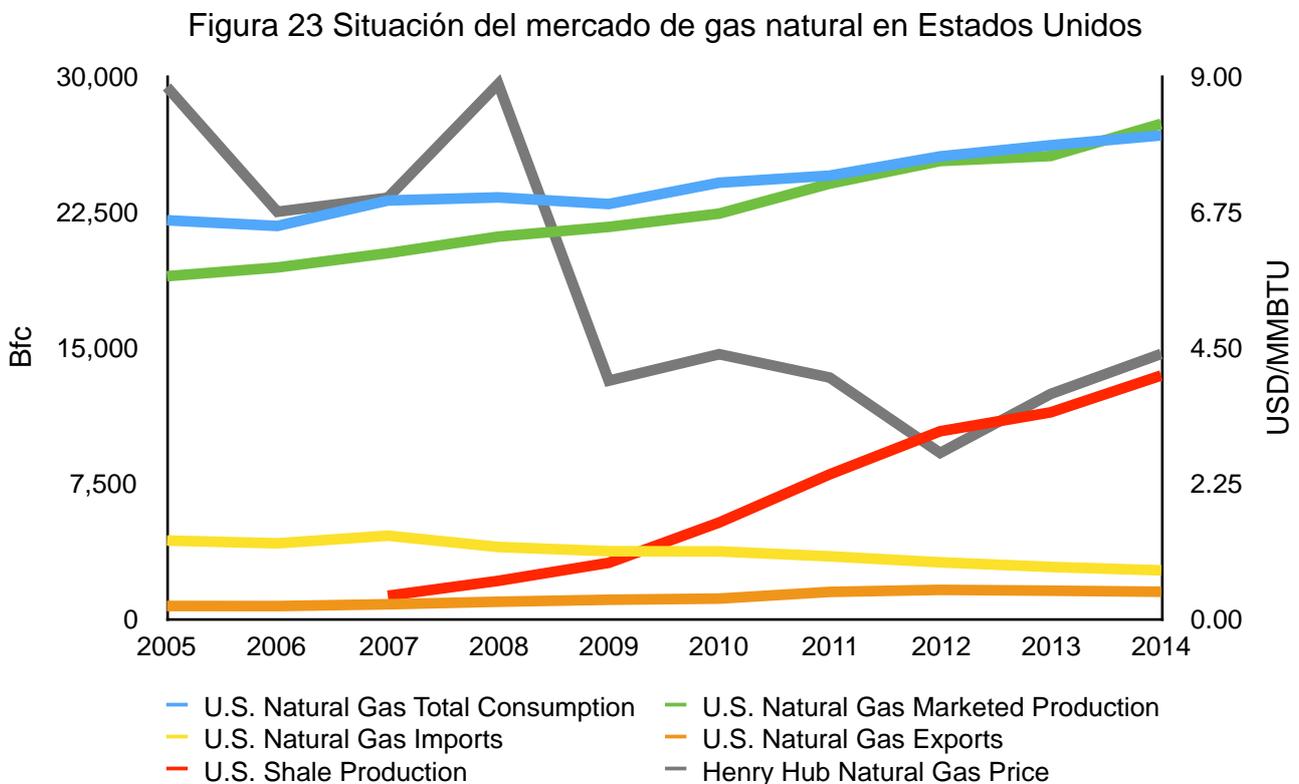
Fuente: Elaboración propia con datos de *BP Statistical Review of World Energy June 2015*.

En Japón todo el gas natural es importado en forma de GNL por lo que su precio es el más alto a nivel mundial, 16.33 USD/MMBTU en 2014. En Europa continental el precio de importación en Alemania fue de 9.11 USD/MMBTU para el mismo año (gas ruso importado mediante ductos) ligeramente superior al precio del Reino Unido 8.22 USD/MMBTU. Por último el precio en Henry Hub de Estados Unidos fue el más bajo a nivel mundial 4.35 USD/MMBTU.

2.6 Sobre oferta de gas natural en Estados Unidos

Como se observa en la figura anterior durante 2008 la desaceleración económica por la crisis financiera redujo drásticamente los precios del gas natural en todas las regiones, sin embargo con la recuperación de la economía y consecuente aumento del consumo de gas mejoraron los precios de los mercados europeo y asiático. Un caso muy diferente ha sido el precio en Henry Hub, precio marcador para el mercado de gas natural en América del Norte, que posterior a la crisis de 2008 no ha visto aumentos significativos en sus valores y por casi siete años ha presentado precios inferiores a los cinco dólares por millón de BTU.

El contexto de precios bajos de gas natural en el bloque América del Norte se debe principalmente al rápido desarrollo de la industria no convencional que ha traído como resultado mayores producciones tanto de gas como de petróleo. De la Figura 15 del capítulo anterior recordamos que la producción total de gas natural en Estados Unidos ha sido fuertemente impulsada por proyectos shale cuya contribución a la producción total fue de 49% en 2014.



Fuente: Elaboración propia con datos de U.S Energy Information Administration

Por otro lado el aumento en el consumo de este energético ha sido moderado, a pesar del crecimiento en el consumo por parte del sector eléctrico esto no ha sido suficiente para estimular una demanda mayor, los inviernos más cálidos y veranos más fríos que se han presentado en años anteriores también han contribuido a estabilizar la demanda. En el caso de las importaciones y exportaciones éstas casi se anulan mutuamente y representan valores muy bajos con respecto a la producción y consumo totales.

La producción total ha crecido a un ritmo de 3.7% anual (TMCA) entre 2005 y 2014, crecimiento sostenido principalmente por la producción de gas shale cuya TMCA entre 2007 y 2014 fue de 34%. Por el lado de la demanda esta creció con un ritmo de apenas 1.9% anual, esta situación ha sido la generadora del contexto de precios bajos vigente.

A pesar de la explicación anterior otras teorías involucran la actividad productora de otros países como medio para justificar la caída de precios, como lo sugiere Berman (2015), esto puede ser cierto para el caso particular del petróleo, que actualmente también se encuentra en sus niveles más bajos. Sin embargo para en el caso del gas natural una teoría de guerra de precios contra los proyectos shale en específico esta lejana de ser correcta al menos no de manera directa (ver punto 4.2)

Los mercados de gas natural regionalizados y ciertamente cautivos por lo elevado que resulta transportarlo de una región a otra, 3 o 4 dólares más por MMBTU (WEC, 2010), hace muy difícil que el gas de regiones lejanas pueda competir con los precios locales, tal es el caso que actualmente se vive en América del Norte.

En el caso del mercado de petróleo a nivel internacional la situación de precios también es precaria para las compañías productoras. Sin embargo, las circunstancias de la caída de precios son muy diferentes en plano global en comparación con los fenómenos regionales como en el caso del gas en América del Norte. Es importante tomar en consideración el efecto del precio de petróleo en la demanda de gas natural ya que muchos contratos de largo plazo para el suministro de gas, principalmente en Europa y Asia se encuentran indexados al precio del crudo.

Expectativa tienen los HCL ante la nueva perspectiva de precios

Como se ha venido mencionando una de las condiciones necesarias para el desarrollo de proyectos shale a gran escala fue la coyuntura de precios altos que se presentó durante la primera década del siglo XXI. Sin embargo el dinamismo de los precios o volatilidad en mercados de *commoditys* continua y se desarrolla a lo largo del tiempo. Esta característica le confiere al mercado de hidrocarburos gran dificultad para predecir precios en un futuro cercano. Como ejemplo de lo anterior se tiene el más reciente caso ocurrido apenas en 2008 en donde a partir de Junio de ese año cuando se alcanzó un máximo de 12.69 USD/MMBTU el precio ha caído vertiginosamente hasta alcanzar un mínimo de 1.95 USD/MMBTU en Abril de 2012 para después aumentar ligeramente a 2.62 USD/MMBTU en 2015.

Ante la nueva perspectiva de precios bajos han surgido cuestionamientos acerca de la viabilidad económica de los proyectos shale, algunos argumentan que los costos de extraer hidrocarburos en estas formaciones son demasiado elevados para generar rentabilidad, otros argumentan que la disminución de costos por las mejoras en la tecnología pueden sostener las actividades por mucho tiempo más. En los puntos siguientes se abordan algunos de estos planteamientos.

2.7 Discusión de los costos de producción

Con lo expuesto en el punto 2.5 es posible asumir dos cosas que nos servirán como base para entrar en la discusión acerca de los costos de producción, la primera de ellas es que estos costos son ampliamente variados incluso entre los mismos plays y mas aún entre diferentes regiones productoras, esta heterogeneidad hace imposible pensar que una estructura de costos como la expuesta por Hefley y desarrollada en el punto mencionado pueda ser extendida más allá de la formación en que basó su estudio. La segunda es que la tecnología avanza y esta contribución puede aumentar los rendimientos de la producción de tal suerte que los costos tienen a disminuir.

Una vez dicho lo anterior hay que tomar en consideración que más allá de la información correspondiente a la construcción de un pozo de gas natural es conveniente analizar los costos como una tasa, de esta manera es posible asociar los costos de producción como la razón entre lo que se invierte y la cantidad de hidrocarburos que se obtienen por esa inversión. La medida más utilizadas para reflejar los costos de producción en pozos de gas no convencionales es USD/Mpc que es la misma unidad utilizada para asignar el precio en boca de pozo.

La expectativa que existe con relación a los costos de producción en formaciones no convencionales ha generado un gran debate y cuestionamientos acerca de la rentabilidad de estos proyectos ante una situación de precios como la que se ha venido presentando desde mediados de 2008.

Las estimaciones alrededor de los costos para extraer hidrocarburos de formaciones shale son muy variadas, para muestra de ello basta mencionar algunas aproximaciones como las realizadas por el *World Energy Council* (2010) que sostuvo que los costos de producción en formaciones shale en Estados Unidos se mantenían entre 4 y 8 USD/Mpc misma cantidad estimada por el MIT en el mismo año.

Por otro lado Stevens (2010) señala que los costos en la cuenca de Barnett son inferiores al promedio de Estados Unidos y se ubican en 3 USD/MMBTU pero pueden incluso bajar hasta 2.5 USD/MMBTU.

Otros autores como Berman y Pittinger (2011) estiman costos de producción mucho mayores a los presentados anteriormente. En su estudio realizan una revisión de los principales operadores en las cuencas de Barnett, Fayetteville y Haynesville. Dentro de su trabajo proponen dos tipos de costos, el primero *Full Cycle Cost* (FCC) contempla todo el proyecto en su conjunto incluida la adquisición de los terrenos (ver punto 2.5). También se plantean los *Point Forward Cost* (PFC) que únicamente contemplan las operaciones de perforación, costos variables de operación y terminación de pozos dejando de lado los costos de adquisición de tierras.

Podemos considerar que actualmente los segundos son más precisos dado que el proceso de arrendamiento de tierras ha sido llevado a cabo durante un largo periodo de tiempo en los Estados Unidos por lo tanto estos gastos han sido realizados con anterioridad. Sin embargo para proyectos completamente nuevos como los que se pretendan realizar en otros países una mejor aproximación a los costos totales debería ser tomada en cuenta con base en los Full Cycle Cost.

El Cuadro 9 nos muestra que los FCC de las cuencas Barnett, Fayetteville y Haynesville son muy similares y rondan aproximadamente los 6 USD/Mcf por otro lado los PFC son mucho menores como es de esperarse y rondan los 4 USD/Mcf.

Cuadro 9 Costos de producir shale gas en Estados Unidos (USD/Mcf)

Barnett		Fayetteville		Haynesville	
Full Cycle Cost	Point Forward Cost	Full Cycle Cost	Point Forward Cost	Full Cycle Cost	Point Forward Cost
6.41	4.12	6.42	3.93	6.37	4.29

Fuente: Elaboración propia con datos de Berman y Pittinger (2011).

Un concepto importante que vale la pena considerar dentro de la discusión de los costos de producción es el de *Breakeven Costs* (costo de equilibrio). Este concepto se relaciona directamente con el precio de mercado, el Breaking Even Cost de los productores tendrá que ser necesariamente igual al precio del mercado para al menos mantener las operaciones, es decir el costo de equilibrio es aquel que genera utilidades nulas cuando es igual al precio de mercado.

2.8 Nueva perspectiva de precios

Ante la nueva perspectiva de precios el concepto de precios de equilibrio o *Breakeven Prices* (BEP) ha cobrado gran importancia para determinar la rentabilidad de los proyectos shale. Un precio de equilibrio es aquel que permite mantener las operaciones pero no generar ninguna utilidad o renta. De los instrumentos de análisis financiero clásico el *Valor Presente Neto* se utiliza para determinar estos precios a una tasa de descuento determinada.

Durman (2012) realiza un estudio en la cuenca de Marcellus y determina que los precios de equilibrio en esta zona con una tasa de descuento del 10%. Encuentra que los precios varían entre 3.29 y 2.94 USD/Mcf dependiendo del escenario planteado.

En el año anterior a la publicación del estudio de Durman el precio promedio anual del gas natural en Henry Hub fue de 4 USD/MMBTU por lo tanto las conclusiones a las que llegan son correctas en cuanto a la rentabilidad se refiere. Por otro lado, si consideramos que en 2012 los precios cayeron a un promedio anual de 2.75 USD/MMBTU, inferior a cualquiera de los precios de equilibrio del trabajo de Durman, encontramos que la rentabilidad en la cuenca de Marcellus es nula e incluso negativa al menos en ese año.

Berman y Pittinger (2011) plantean una situación aún más desfavorable para rentabilidad en proyectos de lutitas, en el estudio que realizan en las cuencas de Barnett, Fayetteville y Haynesville determinan que los precios de equilibrio utilizando una tasa de descuento del 8% varían entre 8.31 y 8.75 USD/MMBTU en proyectos de ciclo completo (ver punto anterior). Para proyectos Point Forward los precios de equilibrio son inferiores y se encuentran entre 5.06 y 6.80 USD/MMBTU.

Cuadro 10 Break even prices en Estados Unidos (USD/MMBTU)

Barnett		Fayetteville		Haynesville	
Full Cycle BEP	Point Forward BEP	Full Cycle BEP	Point Forward BEP	Full Cycle BEP	Point Forward BEP
8.75	5.63	8.31	5.06	8.68	6.80

Fuente: Elaboración propia con datos de Berman y Pittinger (2011).

En otro estudio Lake *et al* (2012) construyen un modelo para determinar la rentabilidad de proyectos shale en Haynesville manteniendo un precio de venta constante en el tiempo de 4.50 USD/Mcf y una tasa de descuento del 10%. Bajo estas dos premisas encuentran rentabilidad positiva y estiman que para que el VPN tenga un valor de cero el precio de venta a lo largo del tiempo deberá ser de 3.80 USD/Mcf.

Por su parte el MIT (2010) también genera información acerca de los precios de equilibrio en diferentes formaciones, de su estudio vale la pena rescatar la incorporación del efecto de la producción inicial en el precio de equilibrio como se muestra en el siguiente cuadro. Se observa que entre mayor sea la producción inicial el precio de equilibrio podrá disminuir y el caso se aplica para todas las formaciones, además se excluye el efecto de los líquidos del gas natural (ver punto 2.5.1) ya que asume que únicamente se produce gas seco.

P20, P50 y P80 en el Cuadro 11 se refiere a la probabilidad de que los pozos perforados igualen o superan la producción inicial en los primeros treinta días después de la puesta en marcha de la producción. De lo anterior también es posible hacer unos comentarios interesantes, si bien con altas tasas de producción iniciales es posible mantener las operaciones durante periodos de precios bajos dada la disminución del precio de equilibrio, la probabilidad de ocurrencia de este tipo de tasas es muy baja.

En comparación la probabilidad de que se presenten tasas mucho menores durante los primeros días de la producción es mucho mayor lo que conduce a pensar que ante una expectativa de precios bajos las operaciones empezaran a observar rentabilidad negativa.

Cuadro 11 Producción inicial y precios de equilibrio en Estados Unidos

	Barnett		Fayetteville		Haynesville		Marcellus		Woodford	
	IP Mcf/d	BEP USD/Mcf	IP Mcf/d	BEP USD/Mcf	IP Mcf/d	BEP USD/Mcf	IP Mcf/d	BEP USD/Mcf	IP Mcf/d	BEP USD/Mcf
P20	2700	4.27	3090	3.85	12630	3.49	5500	2.88	3920	4.12
P50	1610	6.53	1960	5.53	7730	5.12	3500	4.02	2340	6.34
P80	860	11.46	1140	8.87	2600	13.42	2000	6.31	790	17.04

Fuente: MIT (2010). *The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary Study*.

Medlock *et al* (2011) conceptualiza el término BEP como el precio promedio en el mercado que tiene que mantenerse para desarrollar el 60% de los recursos técnicamente recuperables identificados en las diferentes cuencas. La Figura 22 nos muestra algunas de las formaciones más importantes en Estados Unidos y sus respectivos BEP de acuerdo con Medlock.

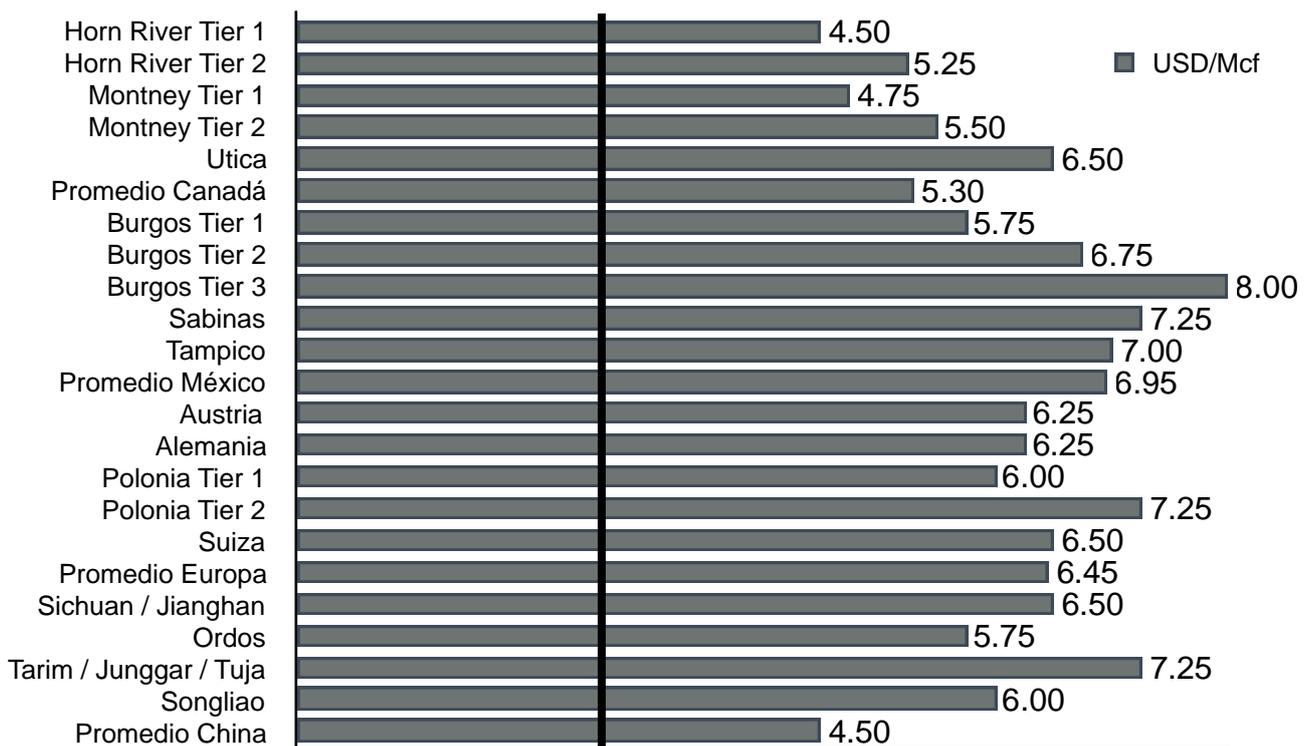
Figura 24 Break even prices en diferentes formaciones de Estados Unidos



Fuente: Elaboración propia con datos de Medlock, K, et al (2011). *Shale Gas and U.S. National Security*

El trabajo de Medlock *et al* (2011) no se limita a estudiar los precios de equilibrio en Estados Unidos y explora mas allá de las fronteras de aquel país. En caso del bloque América del Norte Canadá muestra precios de equilibrio de entre 4.5 y 6.50 USD/Mcf. En México por otro lado se necesitan precios más altos para sostener las inversiones. La formación con el menor precio de equilibrio en México es Burgos y ronda los 5.73 USD/Mcf, extraer gas natural de la misma cuenca pero a una profundidad mayor eleva el precio de equilibrio hasta los 8 USD/Mcf siendo este precio el más elevado en México.

Figura 25 Break even prices alrededor del mundo



Fuente: Elaboración propia con datos de Medlock, K, et al (2011). *Shale Gas and U.S. National Security*

A pesar de que como vimos hay una gran variedad de estimaciones con respecto a los costos de producción y a los precios de equilibrio la discusión que existe no solamente permite clasificar a estas estimaciones como optimistas o pesimistas como sugiere Berman y Pittinger. Esta diferencia entre datos trasciende a la simple clasificación entre grupos y nos presenta un problema de mayor tamaño que el de justificar o no las operaciones en este tipo de proyectos.

Hoy en día a nadie le es posible negar que ambos tipos de proyectos shale y tight se enfrentan a un entorno completamente distinto al que se vivía en la primera década del presente siglo. El actual entorno es adverso y los proyectos no convencionales experimentan severos problemas de rentabilidad o en el caso de los estimadores menos severos al menos la posibilidad de obtener ingresos nulos.

A pesar de que los datos presentados parecen favorecer una desestimación de la rentabilidad de las operaciones shale las expectativas de poder continuar e incluso aumentar las operaciones incluso en otras latitudes sigue vigente como lo muestra Rinkenbach (2016) opinión muy rescatable para contrastar los datos anteriores.

Capítulo 3

**Los hidrocarburos shale en el
marco de la reforma energética
mexicana**

El auge en la extracción de petróleo y gas natural de formaciones no convencionales observado en Estados Unidos ha generado la expectativa de poder replicar el suceso en otros países. En México por ejemplo se tiene contemplado extraer hidrocarburos en este tipo de yacimientos. Sin embargo, ante la nueva perspectiva de precios que se analizó en el capítulo anterior las expectativas para desarrollar proyectos shale y tight en nuestro país son escasas a pesar de la reforma energética llevada a cabo en 2013-2014.

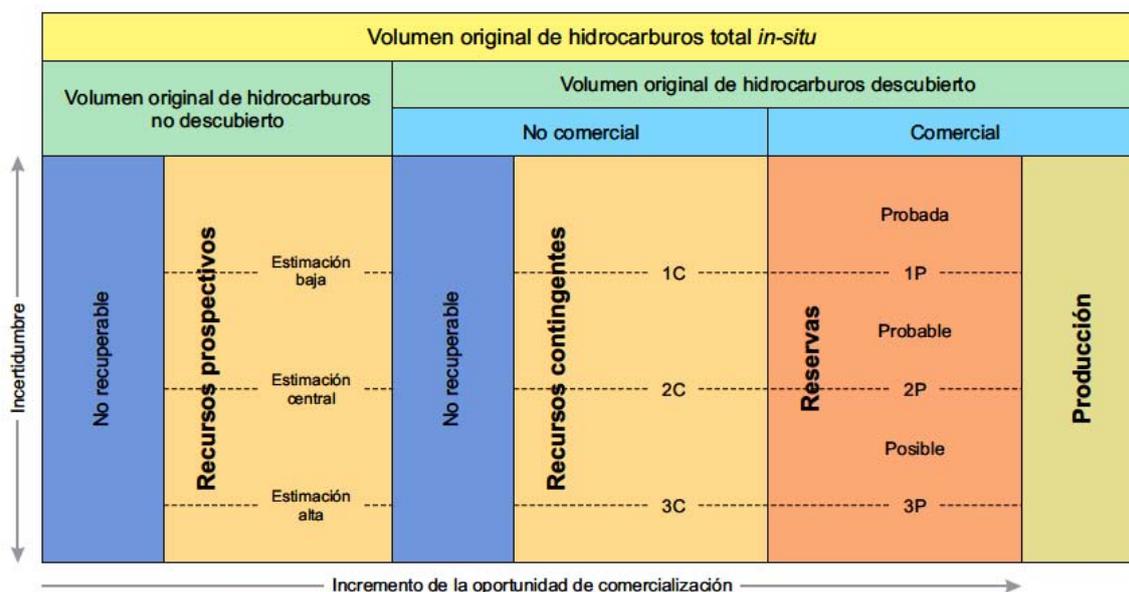
En México existe información suficiente para confirmar la presencia de hidrocarburos contenidos en lutitas en diferentes regiones del territorio nacional y se han realizado algunos esfuerzos para en un principio evaluar las cantidades de estos recursos y posteriormente extraerlos. En el presente capítulo se analizan estas cuestiones y se identifica cual fue el papel de los proyectos no convencionales en la promoción de la pasada reforma del sector energético en México.

Recursos y Reservas en México

Se estima que en nuestro país existen importantes cantidades de hidrocarburos provenientes de formaciones no convencionales, tanto aceite como gas. La existencia de estos hidrocarburos *per se* ha generado un debate acerca de la cantidad precisa de los mismos. Como es de esperar la mayor presencia de hidrocarburos favorece o no la puesta en marcha de proyectos de extracción, a su vez existe una gran incertidumbre acerca de cual es la cantidad exacta de hidrocarburos, las estimaciones realizadas por la EIA de Estados Unidos contrastan por ser mucho mayores a las estimadas por PEMEX aumentando la incertidumbre.

Antes de comenzar a precisar las cantidades de hidrocarburos shale y tight en México se empieza por exponer algunas de las definiciones que contribuyen a una correcta interpretación de los recursos en lutitas de México. Por este motivo emplearemos las definiciones utilizadas por PEMEX en su publicación anual *Las Reservas de Hidrocarburos en México*. Para tal efecto nos apoyaremos en la Figura 26 la cual nos muestra la clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.

Figura 26 Clasificación de las reservas y recursos de hidrocarburos a)



Fuente: PEMEX. Las reservas de hidrocarburos en México. 1 de Enero 2015.

Volumen original de hidrocarburos total *in-situ*:

...el volumen original de hidrocarburos total in-situ es la cuantificación referida a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales. Este volumen incluye a las acumulaciones descubiertas, las cuales pueden ser comerciales o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, así como también a los volúmenes estimados en los yacimientos que podrían ser descubiertos (PEMEX, 2015).

Volumen original de hidrocarburos no descubierto:

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una cierta fecha, se encuentra contenida en acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas...(PEMEX, 2015).

Recursos prospectivos:

Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde un cierto volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto, e incluso, en ocasiones, producido. Los recursos prospectivos tienen tanto una oportunidad de descubrimiento como de desarrollo, además se subdividen de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones de recuperación, suponiendo su descubrimiento y desarrollo, y pueden también sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto (PEMEX, 2015).

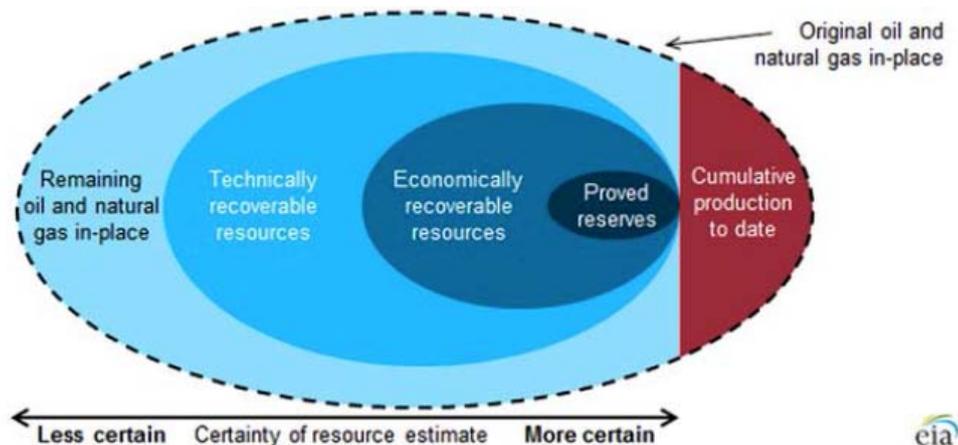
Dado que los volúmenes de hidrocarburos no convencionales shale y tight en México están clasificados como recursos prospectivos las definiciones antes mencionadas son las únicas que nos competen. Para una discusión detallada de la parte derecha de la Figura anterior que incluye a los *Recursos contingentes* y a las *Reservas* consulte el documento del que hasta ahora hemos hecho referencia.

Las estimaciones de EIA utilizan otro concepto para determinar los volúmenes de hidrocarburos contenidos en lutitas, *Technically recoverable resources* que se define como:

...includes all the oil and gas that can be produced based on current technology, industry practice, and geologic knowledge. As technology develops, as industry practices improve, and as the understanding of the geology increases, the estimated volumes of technically recoverable resources also expand (EIA, 2015).

De manera similar a la figura anterior se ofrece la Figura 27 en donde gráficamente podemos observar el lugar que ocupan los recursos técnicamente recuperables dentro de todo el universo de hidrocarburos existentes.

Figura 27 Clasificación de las reservas y recursos de hidrocarburos b)



Fuente: EIA 2015

3.1 Recursos prospectivos

PEMEX ha identificado cinco provincias petroleras¹² con potencial para la extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas las cuales son Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantal, Veracruz y Chihuahua. La ahora empresa productiva del estado estima que existe un potencial que ronda entre los 150 y los 459 billones de pies cúbicos de gas natural (SENER, 2012) contenidos en formaciones no convencionales shale. Por otro lado en una primera evaluación EIA de Estados Unidos calculó que en México había 681 Tcf (Trillion Cubic Feet) de gas natural Técnicamente Recuperable (EIA, 2011), posteriormente en una nueva evaluación EIA calculó que el potencial de recursos no convencionales shale en México era de 545 Tcf de gas natural y 13.1 billones de barriles de aceite (bbl) y condensados (EIA, 2013 y 2015).

En los puntos siguientes se describen algunas de las características de las provincias petroleras mexicanas identificadas por PEMEX. También se presentan las estimaciones de recursos shale y tight tanto prospectivos como técnicamente recuperables

3.1.1 Sabinas-Burro-Picachos

La provincia petrolera se encuentra en la parte norte del país y abarca parte de los estados de Coahuila y Nuevo León. En esta provincia se han identificado tres sistemas petroleros¹³ relacionados con rocas generadoras de edades¹⁴ Jurásico Superior y Cretácico Inferior y Superior. De los tres sistemas petroleros identificados son dos los que tienen mayor relevancia y contienen a las formaciones La casita e Eagle Ford (PEMEX, 2013-a).

¹² Es un área donde ocurren cantidades comerciales de petróleo o en la que se han identificado condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos (Potencial Medio-Bajo). El término cuenca es algunas veces usado geográficamente para describir una provincia petrolera, sin embargo, no todas las provincias petroleras pueden llegar a ser cuencas.

¹³ Incluye el área en la cual se encuentra una roca madre activa, la red natural distribución, y los descubrimientos de la ocurrencia de petróleo genéticamente relacionados. A su vez existen tres tipos de sistemas petroleros de acuerdo con la probabilidad de ocurrencia. Sistema petrolero conocido: Correlación positiva aceite-roca madre o gas-roca madre. Sistema petrolero hipotético: En ausencia de correlación positiva petróleo-roca madre o evidencia geoquímica. Sistema petrolero especulativo: Evidencia geológica o geofísica.

¹⁴ Para clasificar a las rocas de acuerdo con su edad se utilizan la escala de tiempo geológico muchas expresadas en millones de años M.a. También es muy común en geología utilizar las unidades geocronológicas que clasifican a las rocas de acuerdo con los principales eventos geológicos biológicos y climáticos que han sucedido a lo largo del tiempo.

Dada la información que una y otra dependencias ofrecen en la Figura 28 se muestran los valores de las propiedades más importantes para determinar la viabilidad de una formación y que fueron revisados en el Punto 1.5, siendo estos COT, R_o y tipo de Kerogéno. Además de las características anteriores también se detalla la profundidad de cada una de las formaciones. Por último y de acuerdo con Alcocer (2012) la complejidad estructural en ambas formaciones en baja.

Figura 28 Ubicación y propiedades de la provincia Sabina-Burro-Picachos



Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX (2013) y EIA (2015). Imagen por .CNH RIG.

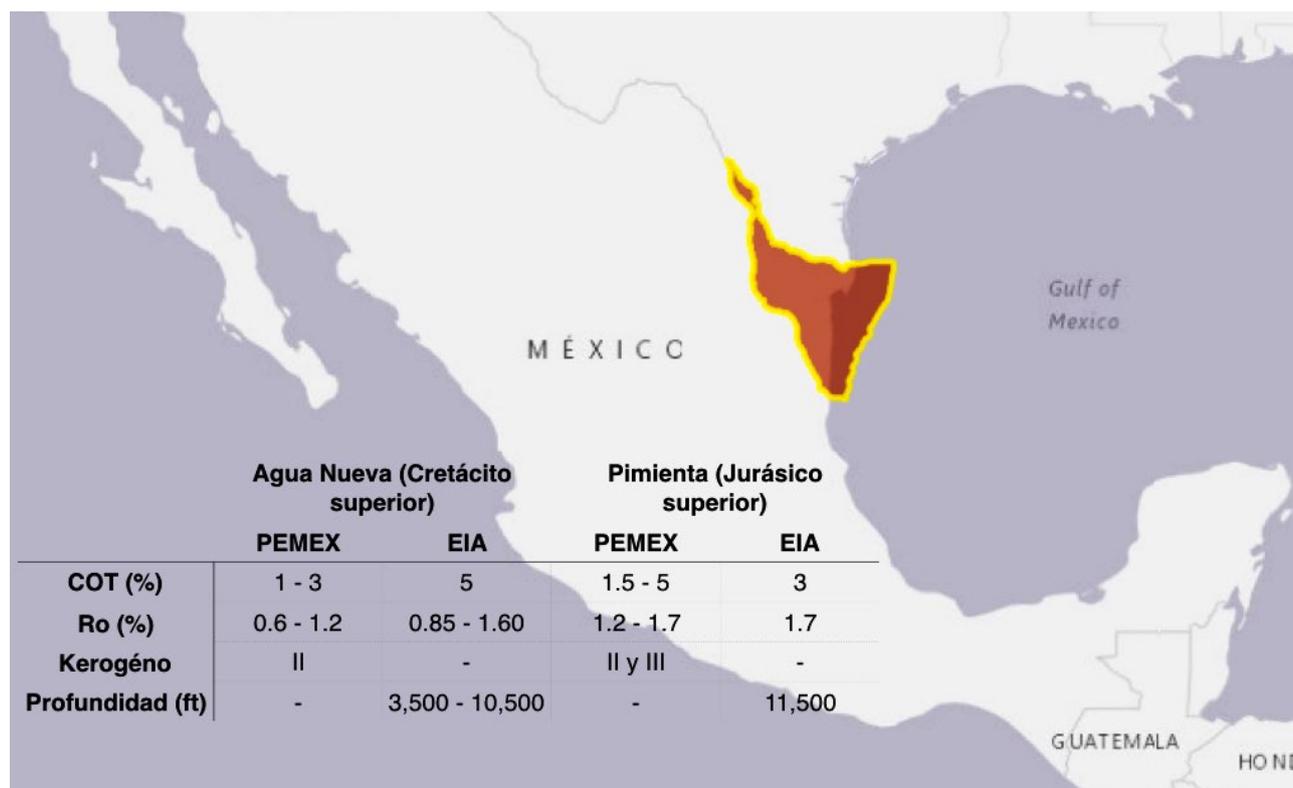
Con respecto a los recursos prospectivos SENER (2013) estima que en Sabinas-Burro-Picachos existen 0.6 miles de millones de barriles de petróleo (MMMb) y 67 millones de millones de pies cúbicos (MMMMpc) de gas natural. Por su parte Alcocer (2012) descompone la parte correspondiente al gas natural en 6.6 MMMMpc de gas húmedo y 60.4 de gas seco. Por su parte EIA (2015) estima que en Sabinas-Burro-Picachos existen 100.2 Tcf de gas natural en la formación Eagle Ford y 23.6 Tcf en la formación La Casita.

3.1.2 Burgos

La provincia petrolera Burgos se localiza al noreste de México y se extiende a través de los estados de Tamaulipas y Nuevo León. Son dos los sistemas petroleros con interés para desarrollar proyectos shale Pimienta y Agua Nueva (PEMEX, 2012 y Alcocer, 2012) de edades jurásico superior y cretácico superior respectivamente.

Los recursos prospectivos en la cuenca de burgos son de acuerdo con SENER (2013) 53.6 MMMMpc de gas natural de los cuales 9.5 MMMMpc son de gas húmedo y 44.3 MMMMpc de gas seco (Alcocer, 2012). EIA (2015) estima que en esta cuenca existen 393.1 Tcf de gas natural y 6.34 billones de barriles de aceite técnicamente recuperables.

Figura 29 Ubicación y propiedades de la provincia Burgos



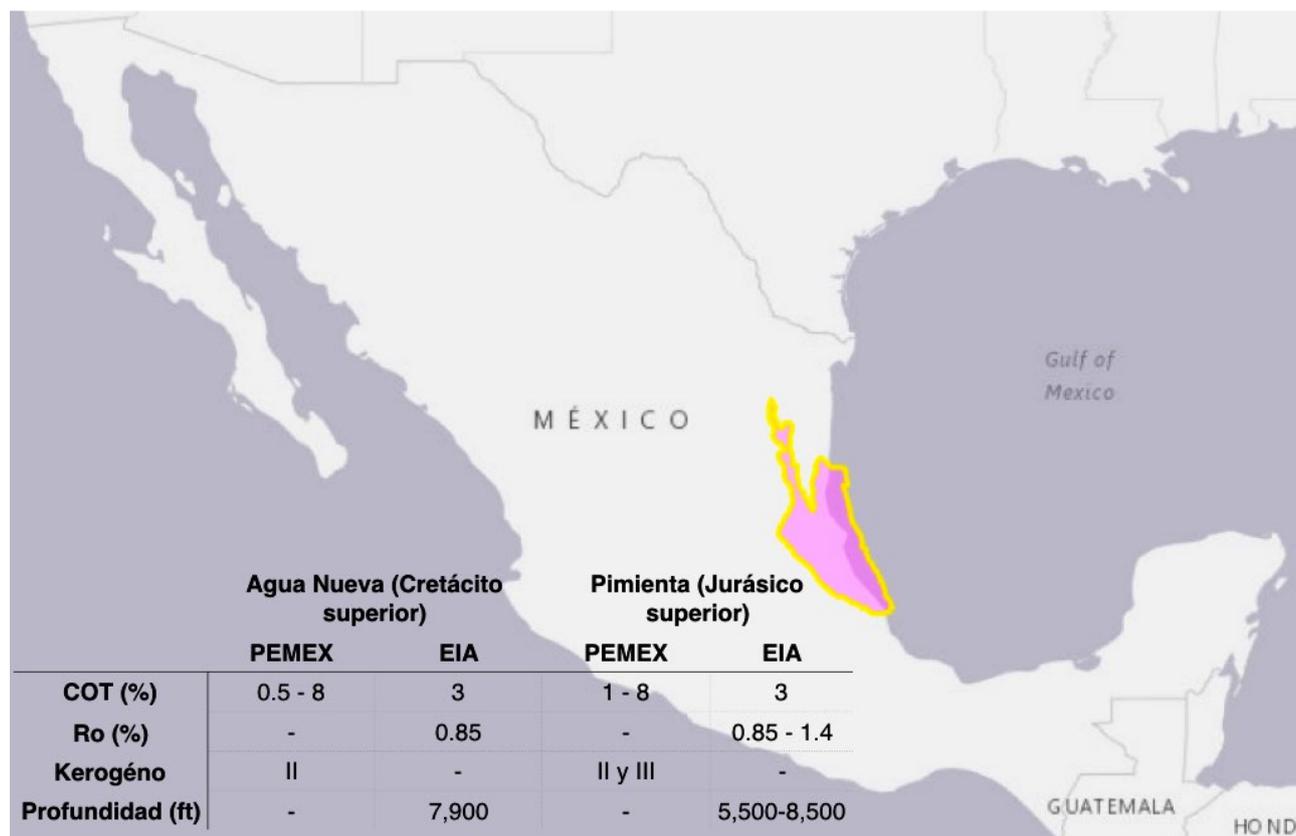
Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX (2012) Alcocer (2012) y EIA (2015). Imagen por .CNH RIG.

3.1.3 Tampico-Misantla

La provincia se ubica en la parte centro-oriental de México, se extiende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central de Veracruz. También abarca las porciones orientales de los estados de San Luis Potosí e Hidalgo, el Norte de Puebla y occidente del Golfo de México (PEMEX, 2013-c). En esta provincia se han identificado dos formaciones de interés para el desarrollo de proyectos shale que son continuidad de las formaciones en la cuenca de Burgos, Pimienta y Agua Nueva de edades jurásico superior y cretácico superior respectivamente (PEMEX, 2012 y Alcocer, 2012).

SENER (2013) estima que en la cuenca existen recursos prospectivos por 30.7 MMMb de aceite y 20.7 MMMMpc siendo estos últimos gases húmedos de acuerdo con Alcocer (2012). Por otro lado EIA (2015) predice la existencia de 24.7 Tcf de gas natural y 6.49 billones de barriles de aceite técnicamente recuperables.

Figura 30 Ubicación y propiedades de la provincia Tampico-Misantla



Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX (2012) Alcocer (2012) y EIA (2015). Imagen por .CNH RIG.

3.1.4 Veracruz

La Provincia Petrolera Veracruz se ubica en la parte oriente de México, prácticamente queda comprendida por el estado de Veracruz y se extiende hacia la plataforma continental (aguas afuera), cubre un área aproximada de 38,000 Km² (PEMEX, 2013-d). La formación Maltrata del cretácico superior es la que contiene a las recursos shale de interés.

SENER (2013) estima que en la provincia de Veracruz existen 0.6 MMMb de aceite y que no existe gas natural. En la cuenca de Veracruz EIA (2015) aproxima que existen 3.4 Tcf de gas natural y 0.28 billones de barriles de aceite técnicamente recuperables.

3.1.5 Chihuahua

Por último la provincia petrolera de Chihuahua se ubica en la parte norte del país, se encuentra en el estado del mismo nombre y abarca una superficie de 177,000 km² (PEMEX, 2013-e). A pesar de que la provincia esta muy poco estudiada se tiene conocimiento de dos formaciones con intereses por sus posibles recursos shale La Casita y Ojinaga.

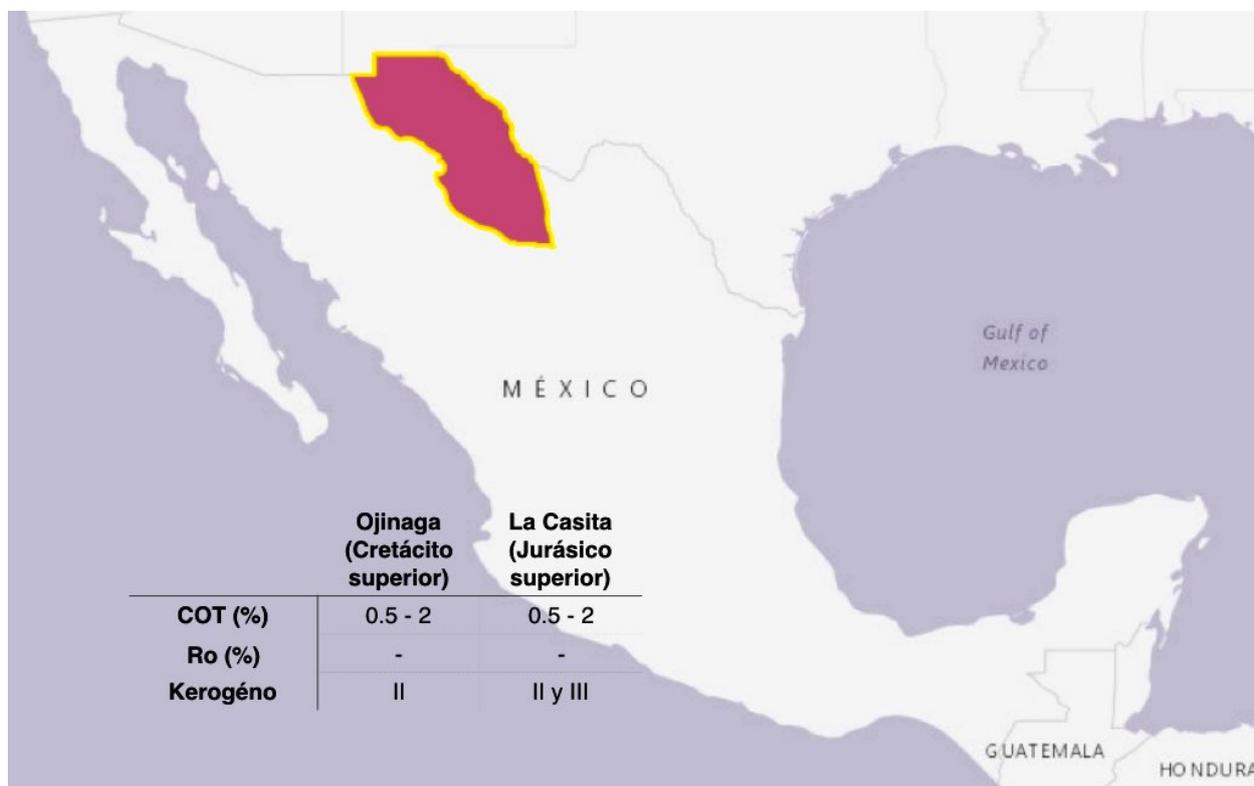
Ni PEMEX ni EIA ofrecen información referente a los recursos prospectivos contenidos en la cuenca.

Figura 31 Ubicación y propiedades de la provincia Veracruz



Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX (2012) Alcocer (2012) y EIA (2015). Imagen por .CNH RIG.

Figura 32 Ubicación y propiedades de la provincia Chihuahua



Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX (2012) Alcocer (2012). Imagen por .CNH RIG.

Como hemos visto México cuenta con importantes recursos shale y tight dentro de su territorio. A pesar de esto y de que existe una correlación entre las formaciones mexicanas de edades del cretácico y jurásico y las cuencas productoras de Estados Unidos como Eagle Ford y Haynesville, las formaciones mexicanas son estructuralmente más complejas.

Por lo tanto asegurar un desarrollo de proyectos de extracción de gas y aceite de formaciones shale y tight únicamente basados en las estimaciones de los recursos prospectivos resulta incorrecto, a pesar de la tecnología desarrollada hasta el momento y dejando de lado las condiciones de precio que actualmente se observan.

Un resumen de los recursos prospectivos shale y tight en México de acuerdo con las estimaciones de PEMEX se ofrece en el Cuadro 12.

Cuadro 12 Recursos prospectivos shale y tight en México

	Petróleo (MMMb)	Gas húmedo (MMMMpc)	Gas seco (MMMMpc)	Petróleo crudo equivalente (MMMbpce)
Sabinas-Burro- Picachos	0.6	6.6	60.4	14.0
Burgos	-	9.5	44.3	10.8
Tampico-Misantla	30.7	20.7	-	34.8
Veracruz	0.6	-	-	0.6
Chihuahua	Sin datos			
Total	31.9	36.8	104.7	60.2

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX (2012), Alcocer (2012) y SENER (2013)

Por último cabe señalar que en el primer semestre de 2013 el fondo CONACYT-SENER Hidrocarburos asignó recursos por alrededor de 3,177 millones de pesos para realizar estudios en yacimientos de gas y aceite en lutitas principalmente en las áreas de Galaxia y Limonera de las cuencas de Burgos y Tampico-Misantla respectivamente (SENER, 2014).

Actividades de PEMEX antes de la reforma

Además de los trabajos de exploración que han tenido como resultado los datos presentados en el punto anterior, PEMEX ha perforado algunos pozos en formaciones no convencionales que han servido para verificar las grandes diferencias que existen entre la geología de los plays y los costos de perforar con respecto al vecino país del norte.

Es importante mencionar que la situación financiera de PEMEX no es la mejor comparada con otras compañías petroleras a nivel mundial ni nacionales *National Oil Company* (NOC) ni de capital privado *International Oil Company* (IOC). Esto se debe principalmente a la excesiva carga fiscal impuesta por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) que se refleja en los estados de resultados e informes a la SEC (Securities and Exchange Commission).

Esta situación de quiebra ficticia ha sido uno de los argumentos a favor de la reforma energética llevada a cabo en 2013-2014. Además de la carga fiscal que es la principal dificultad a la que se enfrenta PEMEX también existen algunas fallas internas relacionadas con el contrato colectivo de los trabajadores que han ocasionado que Petróleos Mexicanos se rezague en relación a otras compañías a nivel mundial.

3.2 Actividades de exploración y producción

A pesar de los obstáculos presupuestales de PEMEX la ahora *Empresa Productiva del Estado* ha llevado a cabo algunos esfuerzos en relación con la exploración y explotación de recursos en lutitas. La actividad inició con la perforación del pozo Emergente-1 en la cuenca de Sabinas cerca de los límites con la cuenca de Burgos a finales de 2010 y principios de 2011. Con una profundidad de 2,550m, una sección horizontal de 1,300m y 17 etapas de fractura (PEMEX, 2012-a) resultó ser un pozo productor de gas seco con una IP de 3.7 MMpc/d (PEMEX, 2012) aunque otras fuentes reportan una IP mucho menor 2.8 MMpc/d (EIA, 2015) y 2.9 MMpc/d (PEMEX, 2012-a). Lo anterior contribuyó a aumentar las reservas 1P, 2P y 3P de gas natural en 5.2, 30.4 y 118.2 MMMpc (miles de millones de pies cúbicos) respectivamente (PEMEX, 2012-a).

Con respecto a la economía de este pozo el costo total de acuerdo con Barbosa (2012) fue de 20 millones de dólares muy similar a lo estimado por EIA (2015) que propone valores entre 20 y 25 millones de dólares por pozo, esto es más del doble de los costos estimados por Hefley (ver Cuadro 8). La producción acumulada del pozo Emergente-1 del 1 de Febrero de 2011 hasta el 17 de Septiembre de 2012 fue de 643 millones de pies cúbicos de gas natural (Barbosa, 2012) dando como resultado (tomando un tipo de cambio de 12.90 pesos por dólar) un costo de producción en boca de pozo de 31 USD/Mpc, para una comparación con los costos de producción en Estados Unidos vea el Capítulo 2.

El segundo pozo perforado en formaciones shale fue Montañés-1 ubicado 60 kilómetros al noroeste del pozo Emergente-1. Fue perforado con una profundidad de 1,600m una sección horizontal de 1,300m y fracturado en 17 etapas (PEMEX, 2012) tuvo un costo de 90.8 millones de pesos (Geron, 2014) y fue declarado no comercial (Barbosa, 2012).

Nómada-1 ubicado aún más a norte, resultó ser un fracaso ya que fue un pozo seco (Barbosa, 2012). Con una profundidad de 1,176m, una sección horizontal de 1,300m y fracturado en 16 etapas (PEMEX, 2012) tuvo un costo de 87.5 millones de pesos (Geron, 2014).

Posteriormente PEMEX tuvo un éxito con la perforación de Percutor-1 de 1,630m de profundidad, sección horizontal de 1,500m y fracturado en 16 etapas, cuya producción inicial fue de 2.2 MMpc/d (PEMEX, 2012). Con este descubrimiento se agregaron 1.2 MMMpc de gas natural en cada una de las reservas 1P, 2P y 3P (PEMEX, 2013-f). La producción acumulada de este pozo al 17 de Septiembre de 2012 fue de 292 millones de pies cúbicos de gas (Barbosa, 2012), si tomamos en cuenta que el costo de producción del pozo fue de 105.8 millones de pesos (Geron, 2014) tenemos que el costo de producción en boca de pozo fue de 28 USD/Mpc.

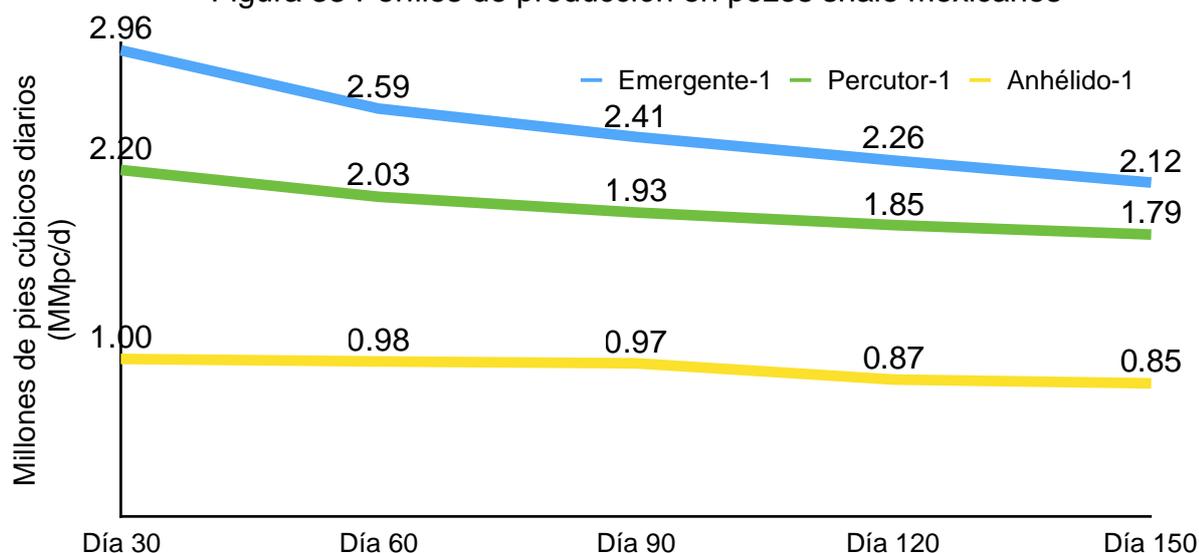
Otro éxito vino con la perforación del pozo Habano-1 productor de gas y condensados. Con una profundidad de 2,099m, sección horizontal de 1,500m y fracturado en 16 etapas (PEMEX, 2012) tuvo un costo aproximado de 44 millones de pesos (Geron, 2014). La producción inicial de gas fue de 2.8 MMpc/d y la de condensados de 27 barriles diarios (b/d) (PEMEX, 2012) sin embargo el pozo no fue conectado a producción. El aumento en las reservas por el descubrimiento de este pozo fue de 6.8 MMMpc a reservas 1P, 34.1 MMMpc a las 2P y 102.3 MMMpc a las reservas 3P (PEMEX, 2013-f).

Arbolero-1 también resultó ser productor, con una producción inicial de 3.1 MMpc/d de gas seco (PEMEX-2012). A diferencia de los pozos anteriormente mencionados cuyos objetivos estuvieron situados en rocas del periodo cretácico (Eagle Ford) Arbolero-1 tuvo como objetivo rocas jurásicas en la formación Pimienta. La perforación inició el 8 de Enero de 2012 y concluyó el 7 de Julio del mismo año (PEMEX, 2013-f), con una profundidad de 2,900m una sección horizontal de 978m y fracturado hidráulicamente en 13 etapas (PEMEX, 2012). Los costos ascendieron de acuerdo con Geron (2014) a 68 millones de pesos. Este pozo tampoco fue conectado a producción. El aumento en las reservas por el descubrimiento de este pozo fue de 13.3, 66.7 y 20.3 MMMpc a las reservas 1P, 2p y 3P respectivamente (PEMEX, 2013-f).

El pozo Anhelido-1 al igual que el anterior, tuvo como objetivo evaluar el potencial para producir gas húmedo en la formación pimienta de edad jurásico superior. Cabe mencionar que este pozo es considerado como el primero en producir aceite ligero a partir de una formación no convencional. Este pozo presentó una producción inicial de 288 b/d de aceite y 1.48 MMpc/d de gas natural (PEMEX, 2014). Gracias a la perforación del pozo Anhelido-1 se incorporaron 0.3 MMb (millones de barriles) de aceite y 2.5 MMMpc de gas natural a las reservas 1P, 1.7 MMb de aceite y 13 MMMpc de gas natural a las 2P y 5.3 MMb de aceite y 40 MMMpc de gas natural a las reservas 3P (PEMEX, 2014). Los costos aproximados de la perforación y terminación del pozo suman aproximadamente 76.9 millones de pesos (Geron, 2014).

A pesar de estos resultados en los pozos mexicanos se observa el mismo problema relacionado con el rápido declive en los perfiles de producción como se observa en la Figura 33. En este sentido Barbosa (2012) apunta que en el caso del pozo Emergente-1, cuya IP fue de casi 3 MMpc/d (Febrero 2011), a un año de su puesta en marcha (Marzo 2012) su perfil de producción había caído hasta los 1.370 MMpc/d esto es menos de la mitad. Para Septiembre de 2012 el mismo pozo se encontraba produciendo apenas 1 MMpc/d lo que esto nos dice es que en el primer año y medio la producción ha perdido casi un 75% de su valor. Una situación similar aunque no tan dramática se presenta en el pozo Percutor-1 que ha perdido un 20% de su productividad en los primeros seis meses de operación.

Figura 33 Perfiles de producción en pozos shale mexicanos



Fuente: Elaboración propia: Modificación con datos de Geron (2014).

A pesar de los pobres resultados hasta ahora obtenidos PEMEX ha mantenido la exploración en formaciones shale. Durante 2013 se perforaron cinco pozos más que se describen el Cuadro 13 siendo los más importantes Chucla-1 que agregó reservas de gas natural por 1.8, 1.8 y 81 MMMpc a las reservas 1P, 2P y 3P respectivamente y Nuncio-1, 3 MMMpc de gas natural a las reservas 1P, 3 MMMpc a las 2P y 135 MMMpc de gas natural a las reservas 3P.

Cuadro 13 Pozos shale perforados por PEMEX en 2013

Pozo	Objetivo geológico	Producción inicial		Costo del pozo (Pesos)
		Crudo y condensados (bd)	Gas natural (MMpc/d)	
Chucla-1	Cretácico Superior	24	1.9	112,737,645
Durián-1	Cretácico Superior	0	1.9	123,358,817
Gamma-1	Cretácico Superior	12	0.3	128,788,537
Nuncio-1	Jurásico Superior	0	3.0	57,489,965
Kernel-1	Jurásico Superior	0	2.9	196,159,276

Fuente: Elaboración propia: Modificación con datos de Geron (2014).

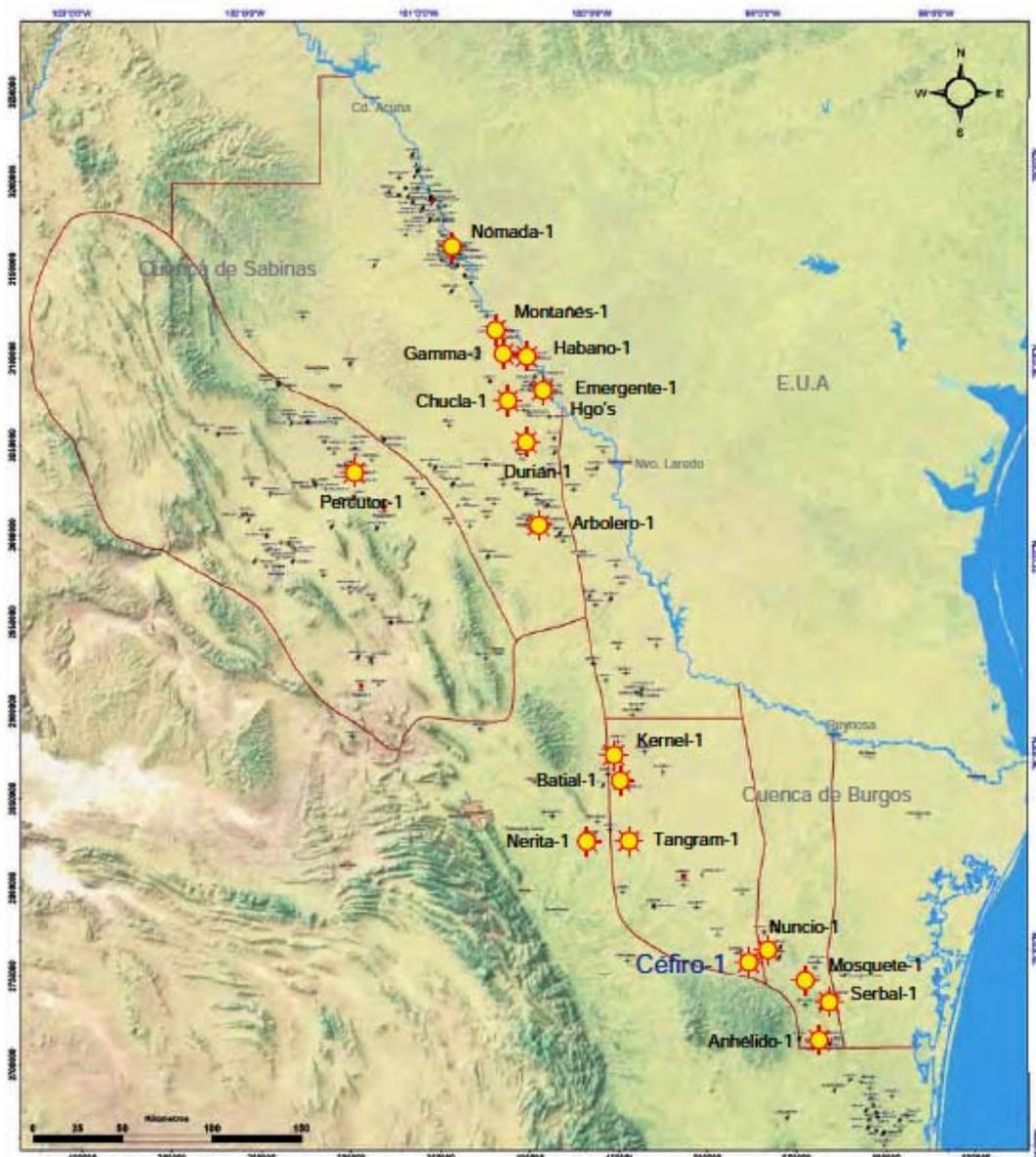
En 2014 se perforaron seis pozos en formaciones shale, Batial-1, Nerita-1, Mosquete-1, Serbal-1, Céfiro-1 y Tangram-1 siendo los más importantes los últimos dos. Con respecto al pozo Céfiro-1 este agregó reservas por 25.4, 124.1 y 372.9 MMMpc de gas natural a las reservas 1P, 2P y 3P respectivamente. Este pozo tuvo como objetivos rocas del jurásico superior de la formación Pimienta, con una profundidad aproximada de 3,000m, una sección horizontal de 1,500m, con un total de 15 etapas de fractura hidráulica resultó ser un productor de gas seco con una IP de 12 MMpc/d (PEMEX, 2015).

Por otro lado con la perforación del pozo Tangram-1, con el mismo objetivo geológico que el pozo anterior, se lograron aumentar las reservas 1P, 2P y 3P en 17.4, 89.3 y 269.2 MMMpc de gas natural. La profundidad de este pozo alcanzó los 2,880m con una sección horizontal de 1,600m y 16 etapas de fractura que fueron suficientes para obtener una producción inicial de 10.9 MMpc/d de gas natural (PEMEX, 2015). Este pozo tuvo un costo aproximado de acuerdo con Geron (2014) de 146 millones de pesos.

A pesar de que los esfuerzos han sido grandes y la experiencia desarrollada ha permitido hacer avances importantes como conseguir producciones iniciales mayores y atenuar el decremento de la producción, el panorama actual no es el más propicio para el desarrollo de estos proyectos dado que el precio del gas natural sigue siendo demasiado bajo para generar la rentabilidad comercial que requieren estos proyectos.

En la Figura 34 se muestra la ubicación de los pozos hasta ahora perforados por PEMEX en formaciones no convencionales.

Figura 34 Ubicación de pozos no convencionales en México



Fuente: PEMEX (2015).

Situación del mercado de gas natural en México

Para contemplar la exploración y desarrollo de recursos no convencionales en México, y en particular los recursos shale, es necesario echar un vistazo a la situación que atraviesa el subsector gas natural en el país. A pesar de la llamada integración energética del bloque América del Norte, que hace pensar convierte un análisis en conjunto de los tres países que lo conforman, los intereses particulares de cada miembro la mayoría de las veces no concuerdan con los de los otros participantes del bloque.

En México, por mucho tiempo la estructura del subsector gas natural, y en general de todos los hidrocarburos y sus derivados así como el sector eléctrico, estuvo sostenida mayoritariamente con la participación de una sola empresa, Petroleos Mexicanos en el caso de hidrocarburos y sus derivados y CFE en el caso de la generación de electricidad, ambas paraestatales del estado. Con este tipo de estructura, un monopolio, el subsector del gas natural comenzó a observar situaciones que no son las más favorables para el pleno desarrollo de las industrias relacionadas como este energético ni para el país en general.

Sin embargo, la situación anterior no es atribuible por completo a la ahora empresa productiva del estado. La excesiva carga fiscal a la que fue sometida limitó la inversión en exploración y producción de este energético, lo que se reflejó en la disminución de las reservas probadas y la producción del mismo (ver Figuras 6 y 13). Además, el menor precio del gas natural observado en el mercado regional al que pertenece México comparado con el precio del petróleo limita aún más las inversiones en este rubro dado los bajos rendimientos generados, esto se agrava aún más con el nuevo mandato de generación de valor económico asignado a PEMEX y CFE en la pasada reforma energética.

3.3 Situación actual

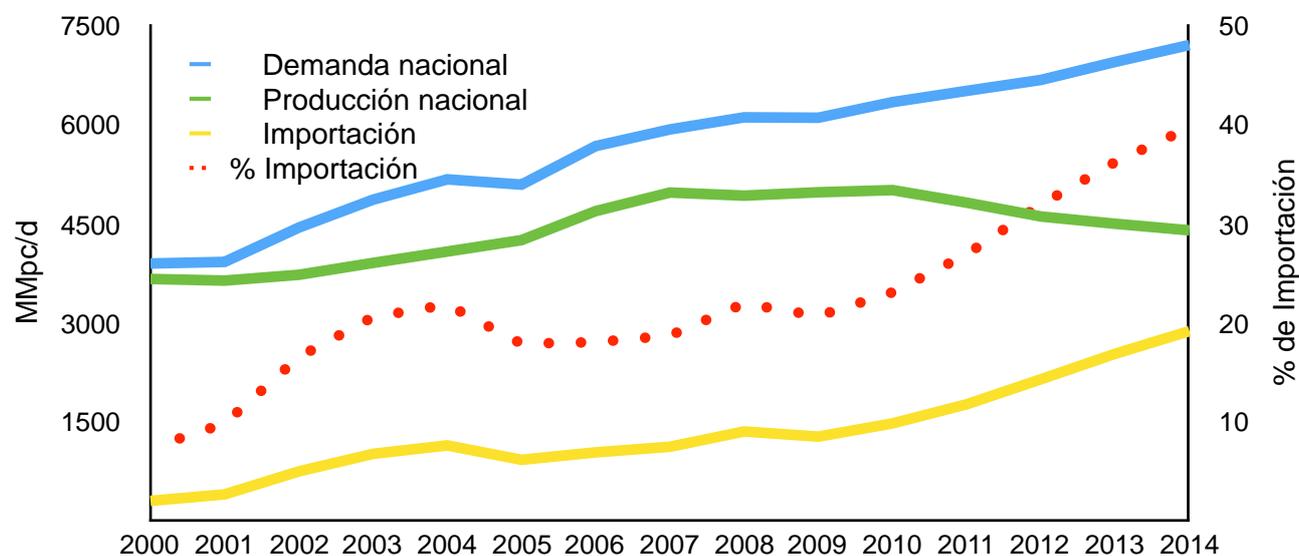
3.3.1 Balance Nacional

La situación actual de lo que ahora se conoce como *mercado nacional de gas natural* no es la más favorable, por un lado la producción ha disminuido como resultado de la declinación natural de campos maduros y por otro la demanda ha aumentado considerablemente. La demanda de gas natural ha aumentado a una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de 4.2% entre el año 2000 y 2014, y en este último año ascendió a 7,209 MMpc/d (Millones de pies cúbicos diarios). El sector eléctrico es el que observa el mayor consumo de gas debido a las plantas de ciclo combinado, en 2014 el 42% del consumo total de gas fue por plantas de CFE y 6% de productores independientes de energía. El sector petrolero y el industrial representaron el 33 y 18% de la demanda respectivamente (SENER, 2014-a).

La producción en este periodo apenas creció con una TMCA del 1.2% y en 2014 observó una producción de 4,393 MMpc/d. La brecha entre la producción y el consumo ha tenido que ser cubierta con importaciones las cuales han sido realizadas principalmente por ducto a Estados Unidos y algunas otras por medio de Gas Natural Licuado (LNG del inglés) a países como Qatar, Perú y Noruega. A pesar de que las importaciones han podido cubrir la demanda esta situación plantea una excesiva dependencia y riesgo debido a la volatilidad de los precios de mercados internacionales en el caso de las importaciones LNG y es la misma situación para el caso del mercado regional de gas de América del Norte.

En 2014 las importaciones contribuyeron a satisfacer el 40% de la demanda nacional con un volumen de 2,861 MMpc/d y en el periodo 2000-2014 observaron una TMCA de 16.7% (ver Figura 31).

Figura 35 Situación de mercado de gas natural en México



Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética de SENER.

3.3.2 Infraestructura de gasoductos

Además, otro de los grandes retos que enfrenta el mercado de gas natural mexicano es la insuficiencia de capacidad en el transporte y distribución. Mientras que la demanda crece la infraestructura de gasoductos no ha presentado los incrementos necesarios para garantizar el acceso a este energético, entre 1995 y 2010 creció apenas un 1% promedio anual (Ramírez, 2012).

La red de gasoductos del país esta constituida por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y el sistema Naco-Hermosillo (SNH) que anteriormente pertenecían a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB). A la red de gasoductos del país se suman algunos privados que pueden estar conectados o no al SNG y otros están conectados con el sur de Estados Unidos.

En 2013 se contaba con 23 permisos de Transporte de Acceso Abierto¹⁵, 18 operando y cinco en construcción. En conjunto la longitud de ductos suma 13,889 Km de los cuales 9,043 Km (65%) pertenecían a PMPB (SNG y SNH) con una capacidad para transportar 5,055 MMpc/d. Actualmente estos sistemas se encuentran saturados (SENER, 2014-a).

A pesar de las reformas de 1995 para abrir las actividades midstream y downstream del mercado de gas natural estas no han tenido el efecto esperado, del párrafo anterior vemos que la mayor parte de la infraestructura de gasoductos sigue siendo financiada por

¹⁵ Consiste en recibir, conducir y entregar gas natural por medio de gasoductos mediante la prestación de servicios en base firme e interrumpible, cuando esta última modalidad de servicio sea factible y esté disponible para los usuarios, de acuerdo con las condiciones generales para la prestación del servicio (SENER, 2012-a).

un agente público. La situación de saturación en los gasoductos del SNG ha llevado a la emisión de 22 alertas críticas¹⁶ en 2012.

Diez de estas alertas se debieron a incrementos no programados en los consumos de los clientes, o por baja inyección de gas en el sureste del país. Tres más se originaron por fallas en la infraestructura de procesamiento y transporte, y nueve se atribuyen a causas de fuerza mayor (SENER, 2012-a).

A través de esta estrategia se propuso la separación de PGPB de forma gradual, en suministrador, transportista, y *Gestor Independiente* a través de la modificación del Reglamento de Gas Natural. La función de la nueva figura Gestor independiente sería *optimizar el uso de la infraestructura de los sistemas de transporte interconectados al Sistema de Transporte Nacional Integrado*, este a su vez se planteó como una entidad filial de PEMEX y separada de PGPB (SENER, 2012-a). Lo anterior puede considerarse como un antecedente de lo que hoy con la nueva reforma energética es el *Centro Nacional de Control del Gas Natural* (CENAGAS).

Llegados a este punto es importante mencionar el papel relevante que ha tomado CFE en el mercado de gas natural nacional. Como se ha dicho el sector eléctrico es el mayor consumidor de este energético por lo que la actividad de planeación de este influye de manera muy importante en la prospectiva de gas natural. La ubicación de nuevas plantas en su mayoría de ciclo combinado justifica el desarrollo de la infraestructura necesaria para el transporte de gas por lo que muchos de los proyectos anunciados en la estrategia de Calderon estuvieron apalancados mediante la CFE. A pesar de la figura *Productor Independiente de Energía* (PIE) ha sido la empresa productiva del estado la que ha generado las condiciones necesarias para el abasto suficiente de gas natural a plantas propias y del sector privado.

3.4 Reforma energética 2013-2014 y nuevo panorama del sector

Como respuesta a las dificultades que atraviesa el sector energético nacional se vislumbra la posibilidad de generar mejores oportunidades para su desarrollo a través de la puesta en marcha de las llamadas fuerzas del mercado que operan en un mercado competitivo. Este proceso de liberación de las actividades, para permitir la participación de más actores dentro de la cadena de valor del sector energético, no es una situación única en México sino que también se observa a nivel internacional. Sin embargo, en ocasiones la liberación de mercados no ha sido suficiente para mejorar el desempeño de los actores involucrados y en casos extremos incluso han empeorado las condiciones.

En México a pesar de que se habían venido realizando aperturas en el sector energético así como modificaciones en la estructura de Petroleros Mexicanos y las instituciones alrededor del sector como SENER, CRE y CNH no es hasta el año de 1995 cuando se abre el sector para permitir la participación privada en las etapas en el transporte, distribución, almacenamiento, importación y comercialización de gas natural en el mercado mexicano gracias a la reforma del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y consecuente expedición de su respectivo reglamento.

¹⁶ Una alerta crítica es la declaración que hace el transportista por cierto periodo, debido a que existen condiciones de riesgo operativas que afectan la prestación del servicio en el sistema de transporte de gas natural. La alerta se emite cuando las condiciones de operación no son seguras para continuar operando el gasoducto y entregar gas a los clientes (SENER, 2013-a).

Posteriormente con la figura de *Contratos de servicios múltiples* se permitió la participación de la iniciativa privada en las actividades upstream del gas natural (exploración y producción) con la finalidad de *incrementar las reservas y la producción de gas natural no asociado* (Rodríguez, 2010).

Con esta trayectoria se ha continuado abriendo más y más el sector para permitir la participación de agentes privados. En 2008 con la reforma energética de Calderón se otorgaron mayores atribuciones a la SENER como la capacidad de conducir la política energética y de planeación que se reflejó en la Estrategia Nacional de Energía y los documentos prospectivos, también se creó la Comisión Nacional de Hidrocarburos y aumentaron las capacidades de la Comisión Reguladora de Energía. Con la misma reforma se permitió que PEMEX tuviera mayor flexibilidad para realizar adquisiciones, y contratar terceros mediante las Disposiciones Administrativas de Contratación (DAC). Esta última disposición permitió la aparición de las figuras de Contrato de Obra Pública Financiada (COPF) y Contrato Integral de Exploración y Producción (CIEP) (Gutierrez, 2014).

A finales de 2012 termina la administración de Felipe Calderon Hinojosa y pasará a tomar protesta como presidente de la república Enrique Peña Nieto, lo que traerá grandes cambios no solo en el sector energético, que a tres años de comenzado su mandato aún no terminamos de observar. En materia energética una reforma agresiva, que no llegó en el mejor momento dada la caída en el precio del petróleo que lo ha mantenido en precios de aproximadamente 30 dólares por barril, ha cambiado por completo el modelo energético nacional permitiendo la participación de empresas particulares en todos los eslabones de la cadena de valor, desde la producción hasta la comercialización hidrocarburos. En el caso del sector eléctrico los cambios también han sido profundos.

Con la reforma energética de 2013-2014 se termina por abrir a la iniciativa privada todos los eslabones de la cadena de valor del sector energético. Con esto se da por terminado el monopolio que habían mantenido PEMEX y CFE en los subsectores hidrocarburos y generación de electricidad respectivamente y plantea un nuevo modelo de *Mercado* en el que la competencia genere las mejores condiciones para el desarrollo del sector.

En este nuevo contexto es donde se insertan las expectativas de exploración y producción de gas natural no convencional, por lo tanto resulta conveniente analizar los aspectos más relevantes del *nuevo modelo energético* que se será la base para el desarrollo de todos los proyectos del sector.

Empresas productivas del estado

Para empezar PEMEX y CFE pasan a ser *Empresas Productivas del Estado*, con un nuevo mandato *La Generación de Valor Económico*, las dos empresas más grandes del estado mexicano pasan a ser un participante más dentro de sus mercados correspondientes. Como la teoría neoclásica señala para la generación de mercados competitivos es necesaria la eliminación del poder mercado que algunas compañías ejercen, bajo esta premisa se ha llevado a cabo la desintegración vertical de PEMEX y CFE, los críticos más duros de la reforma señalan a este proceso como *desmantelamiento* en clara oposición a la promoción realizada durante las etapas más tempranas del proceso de reforma que en el discurso sostenían el fortalecimiento de ambas paraestatales.

Mediante la modificación de los artículos 25, 27 y 28 constitucionales se da la oportunidad a empresas de capital particular de participar en las actividades que antes eran consideradas de exclusividad del Estado. En sector hidrocarburos lo anterior se logra mediante la aplicación de instrumentos jurídicos enfocados en las actividades del exploración y producción de hidrocarburos.

De la Ley de Hidrocarburos surge el concepto de *Asignación* que es el primero de los instrumentos jurídicos mencionados y que aplica únicamente a PEMEX como empresa productiva del Estado. Cabe resaltar que bajo este esquema se permiten los contratos de servicios con particulares y la facultad de la SENER para la revocación de asignación siempre y cuando este justificada en los términos que la ley establece.

Por asignación se entiende: *El acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un Asignatario el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación, por una duración específica* (Ley de Hidrocarburos, DOF 2014).

La solicitud de campos para asignación de exploración y producción por parte de PEMEX a la Secretaria de Energía fue realizada mediante la Ronda Cero en la cual se le asignaron 83% de las reservas 2P y el 21% de los recursos prospectivos del país. Con esta base de recursos se espera que Petróleos Mexicanos pueda producir 2.5 MMb/d por un lapso de 15.5 años (SENER, 2016-a) (ver Capítulo 4).

En el caso de los hidrocarburos de lutitas a PEMEX le fueron asignados para exploración un total de 5,225 MMbpce que corresponden al 9% del total de este tipo de hidrocarburos (SENER, 2016-a) sin embargo la cantidad solicitada por PEMEX fue mucho mayor.

Por otro lado para dar oportunidad a la iniciativa privada de participar en las actividades upstream de petróleo y gas se creó la figura de *Contrato de exploración y producción* que se define como: *Acto jurídico que suscribe el Estado Mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por el que se conviene la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en un Área Contractual y por una duración específica* (Ley de Hidrocarburos, DOF 2014). Donde se destaca que las asignaciones de PEMEX pueden ser transferidas este tipo de esquemas para permitir la asociación con privados previa autorización de la SENER.

Serán cuatro los tipos de contratos disponibles, Contratos de servicios que estaban disponibles desde 2008, *Contratos de utilidad compartida*, *Contratos de producción compartida* y *Licencias*. Cada uno refleja las condiciones particulares del área contractual así como de las características de las empresas a las que fueron asignadas estas áreas. Las contraprestaciones de cada una de estas modalidades serán: pago en efectivo para el caso de contratos de servicio, un porcentaje de la utilidad y un porcentaje de la producción para los casos de contratos con estas modalidades, por último para el caso de las licencias será mediante la transmisión onerosa de hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo¹⁷.

Los contratos de exploración y producción serán asignados mediante el proceso licitatorio denominado Ronda Uno. La primera convocatoria de este proceso puso a concurso catorce áreas de exploración en aguas someras de las cuales únicamente dos tuvieron

¹⁷ Reforma Energética. Gobierno de la República encontrado en internet 07/01/2016 <http://cdn.reformaenergetica.gob.mx/explicacion.pdf>

ganador En la segunda convocatoria se licitó la explotación en aguas someras de cinco campos de los cuales tres fueron asignados.

La tercera convocatoria tuvo mejores resultados de los 25 contratos de licencia para explotación de recursos en campos terrestres todos fueron asignados. La cuarta convocatoria comprende 10 áreas localizadas en aguas profundas del golfo de México.

Por último los *Permisos* son la figura para los últimos eslabones de la cadena de valor y que se refieren al transporte de hidrocarburos pudiendo de esta manera importarlos o exportarlos a través de un permiso que otorgado la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Una revisión más profunda de las exceptivas y resultados de la Ronda 1 se ofrece en el punto 4.4.

Con respecto a los hidrocarburos shale y tight en las tres convocatorias pasadas y en la cuarta en espera de realizarse no se ha contemplado la asignación de estos recursos, esto puede explicarse debido a la elevada complejidad para explorar y producir en este tipo de formaciones además de las fuertes inversiones necesarias.

Arreglo Institucional

Más allá de las empresas productivas del estado y los nuevos productores que entraran al mercado los reguladores y la propia secretaria de energía toman un papel que será fundamental para el pleno desarrollo del sector. Por su parte la secretaria de energía tiene como facultades la dirección de la política energética nacional así como la planeación estratégica del sector.

Por otro lado las actividades de regulación son de suma importancia para garantizar la competencia efectiva dentro un mercado. Dentro del nuevo modelo de producción de hidrocarburos el desempeño de la CNH, la CRE y la ASEA como los principales reguladores del sector energético nacional será decisivo para generar las mejores condiciones.

Como parte de las facultades que ejerce la CNH se encuentran:

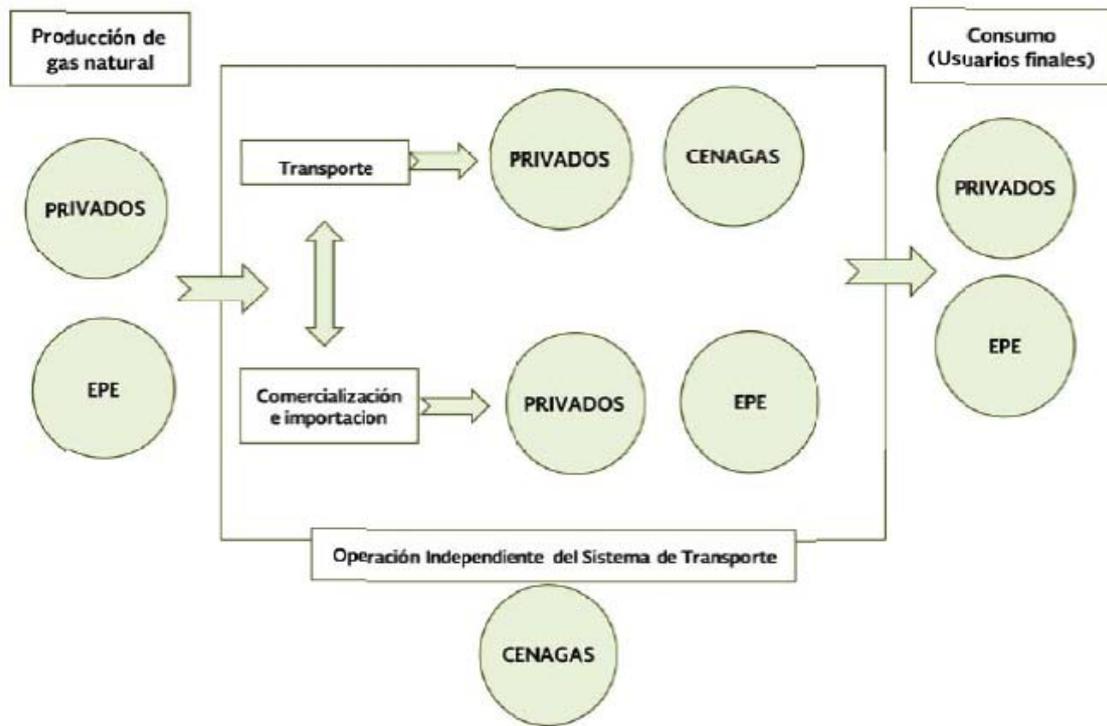
...asesorar técnicamente a la SENER, recopilar la información geológica y operativa, autorizar los trabajos de reconocimiento y exploración superficial, y emitir regulación en materia de exploración y extracción de hidrocarburos... También será responsable de llevar a cabo y de asignar las licitaciones de contratos de exploración y extracción de gas y petróleo, de suscribirlos, y administrarlos de manera técnica (SENER, 2014).

En cuanto a la CRE será el regulador encargado de otorgar los permisos para el almacenamiento, transporte y distribución de gas natural así como de petróleo y petrolíferos. La CRE además tendrá a su cargo la regulación de las ventas de primera mano¹⁸. Con la reforma se consolida la figura de gestor independiente del sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas natural, que había sido propuesta desde la administración anterior, este nuevo organismo tiene como facultad *licitar proyectos estratégicos de transporte de gas natural a través de procesos transparentes y competitivos y podrá apoyarse en las Empresas Productivas del Estado*¹⁹.

¹⁸ La primera enajenación del gas natural que realiza PEMEX o los particulares, se puede efectuar a la salida del CPG o en el punto de entrega que determine el comprador.

¹⁹ Reforma Energética. Gobierno de la República encontrado en internet 07/01/2016 <http://cdn.reformaenergetica.gob.mx/explicacion.pdf>

Figura 36 Nuevo modelo del mercado de gas natural en México



Fuente: SENER (2014).

Escenarios de producción antes de la reforma energética

Uno de los requerimientos surgidos de la reforma energética de 2008 fue la elaboración anual de la *Estrategia Nacional de Energía*, en adelante nos referiremos a ella únicamente como *La Estrategia*. Esta publicación se planteó como el “documento rector de largo plazo del sector energético en México” (SENER 2011). La estrategia señalaría las directrices para orientar las actividades y proyectos de los actores, públicos y privados que participan dentro del sector energético mexicano. Por lo tanto es en la estrategia, que integra a su vez los documentos conocidos como *Prospectivas*, en donde está plasmado el ejercicio de planeación del sector.

Es en estos documentos en donde se contempla la participación de hidrocarburos provenientes de formaciones no convencionales, principalmente gas natural, para satisfacer la demanda energética nacional. Como se detalla a continuación se han planteado escenarios tomando en cuenta el desarrollo de hidrocarburos shale en México. Es importante mencionar que los escenarios descritos con sus diferentes consideraciones fueron generados en un contexto de incertidumbre a nivel mundial, por lo menos en lo que se refiere a los precios de los hidrocarburos. Como se demostró en el capítulo anterior el precio es una de las variables fundamentales para la puesta en marcha o no de proyectos en el sector. A pesar de que la disminución en los precios de petróleo y gas natural es un fenómeno que viene ocurriendo desde 2008 la inercia inherente al sector y un optimismo desbordado enmarcan escenarios que parecen poco probables.

3.5 Expectativa del mercado de gas natural

Dentro de la estrategia se plantean tres ejes rectores, *Seguridad energética, Eficiencia económica y productiva y Sustentabilidad Ambiental*, que engloban a los objetivos que les dan sustento. De los objetivos planteados en ENE 2010-2024 figura por nuestro interés particular *Restituir reservas, revertir la declinación de la producción de crudo y mantener la producción de gas natural* si bien en este documento no hay ninguna mención a los hidrocarburos de lutitas se plantea la necesidad de aumentar la producción de crudo y mantener los niveles de producción de gas natural, sin embargo no se detalla ningún escenario y únicamente se contempla aumentar la participación de proyectos en aguas profundas.

En la versión 2010 de la estrategia se esboza una visión de largo plazo en la cual las empresas se desarrollen dentro de un marco legal y regulatorio que promueva la competitividad dentro del sector, se formulaba desde ese entonces la creación de *mercados nacionales vinculados a los mercados internacionales, donde las empresas del estado sean competitivas, eficientes financiera y operativamente* (SENER 2010).

Es en la estrategia 2011-2025 donde por primera vez se hace mención al gas natural de lutitas, se hace con referencia a la insuficiencia de capacidad en el *Sistema Nacional de Gasoductos* (SNG) para aprovechar los excedentes de producción ocurridos en Estados Unidos. Con esto se da por hecho la existencia de vastas reservas de gas natural en el vecino del norte. Posteriormente y dentro del objetivo número uno que concuerda con el de la estrategia anterior, *Restituir reservas, revertir la declinación de la producción de crudo y mantener la producción de gas natural*, una de las acciones para dar cumplimiento a este objetivo es *Ampliar el portafolio de oportunidades exploratorias de gas no asociado y no convencionales*. Aunque no contempla metas concretas de participación de proyectos shale la mención que se hace de la existencia de estos

recursos es de tomarse en cuenta dada la situación que enfrenta el mercado de gas natural en nuestro país y se que aborda en el punto 3.4.

En la tercera versión de la estrategia, es decir en su prospectiva 2012-2026, la mención a los recursos de gas natural en formaciones shale se hace desde las primeras páginas del documento. Se destaca que *estos recursos representan un elemento fundamental de la planeación de largo plazo y fungen como un detonador de desarrollo económico* (SENER 2012). Los planteamientos con respecto al gas de lutitas se presentan muy optimistas al mencionar que *se espera que la explotación de este recurso resulte en un incremento en la producción de gas natural, una mayor disponibilidad de gas para la generación de electricidad y un aumento en los insumos destinados a la industria petroquímica* (SENER 2012). Es tal la consideración de que el gas natural shale contribuya con el suministro de insumos a la industria petroquímica que incluso se plantea un nuevo objetivo, el último de la estrategia 2012-2026, y que en las anteriores versiones no estaba contemplado, este es el de *Impulsar el desarrollo de la industria petroquímica nacional*.

El objetivo número 1 al igual que en las estrategias anteriores nos habla de Restituir reservas, sin embargo en esta estrategia el objetivo es incrementar la producción de crudo y no solo mantener la producción de gas natural sino aumentarla. Se plantea que las actividades de perforación exploratoria deben enfocarse en aguas someras y en tierra donde se incluye a los proyectos shale, con el fin de identificar y cuantificar estos recursos para posteriormente incorporarlos a las reservas y a la producción.

En la estrategia de 2012-2026 por primera y única vez hasta la fecha se plantean los escenarios más elaborados que pueden o no llegar a concretarse pero que ofrecen una visión clara de los objetivos que se persiguen. Estos escenarios incluyen la diversificación de la cartera de proyectos donde destaca que en ambos se incorpora la participación de las formaciones shale para la producción de gas natural. Lo anterior permite incorporar la producción de gas de lutitas a la oferta de energía primaria del país. Por lo tanto se plantean dos escenarios uno conservador denominado *Inercial* y otro un tanto más esperanzador conocido como escenario *ENE*.

3.5.1 Escenario Inercial

Producción

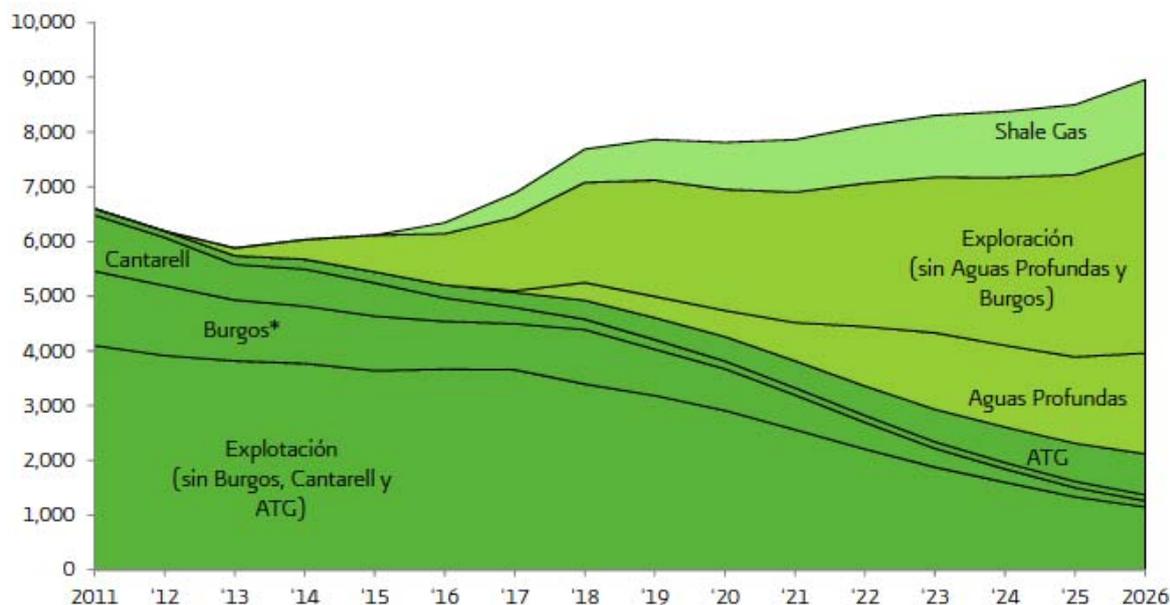
El primero de los escenarios nos ofrece un panorama más moderado en comparación con el escenario ENE, se estima que la producción de gas natural alcance los 8,958 MMpc/d en 2026, con una producción promedio de 7,356 MMpc/d (SENER, 2012).

La distribución de la producción al año 2026 corresponderá mayoritariamente a la producción de lo hoy son proyectos de exploración con 5,711 MMpc/d (63.8%) de los cuales 2,161 MMpc/d (24.1%) serán en aguas profundas. Los proyectos que actualmente se explotan disminuirán hasta alcanzar una producción de 1,670 MMpc/d (18.6%). La incorporación del gas natural de lutitas alcanzará una producción de 1,343 MMpc/d en el último año. Por último los contratos integrales de producción aportarán 2.6% (234 MMpc/d) (SENER, 2012-a).

Para alcanzar los objetivos de producción de gas no convencional se contempla el desarrollo del play que da continuidad a la formación Eagle Ford (ver punto 3.1) de Estados Unidos. En este escenario se espera que la producción de gas natural de lutitas comience en 2016 con una producción de 200 MMpc/d y aumente hasta alcanzar 1,343 MMpc/d en 2026 (SENER, 2012). Lo anterior significa que la producción de gas natural de lutitas tendrá un contribución del 3.15% en 2016 y aumentará hasta constituir el 15% de la

producción total de gas natural en el país en 2026 (ver Figura 37), lo anterior representa una TMCA del 19%.

Figura 37 Producción de gas natural Escenario Inercial 2012-2026 (MMpc/d)



Fuente: Modificado de Estrategia Nacional de Energía 2012-2026 (SENER, 2012)

Demanda e Importaciones

En el escenario inercial la demanda de este energético presentará una TMCA de 3.2% entre 2011 y 2026 impulsada por el consumo en el sector eléctrico principalmente así como los sectores petrolero e industrial que es la misma estructura que se observa hoy en día, en 2026 la demanda será de 13,207 MMpc/d (ver Figura 37).

A pesar del aumento en la producción de gas natural para satisfacer la demanda esperada se tendrá que recurrir a importaciones que crecerán a ritmos menos acelerados que en años pasados con una TMCA de 4.9% entre 2011 y 2026, alcanzando en este último año un volumen de 3,816 MMpc/d. Las importaciones provendrán sobre todo de Estados Unidos vía gasoducto (76.5%) y el resto será por la vía marítima a través de NGL (SENER, 2012-a) debido al mejor precio del energético en el mercado regional de América del Norte.

Infraestructura adicional

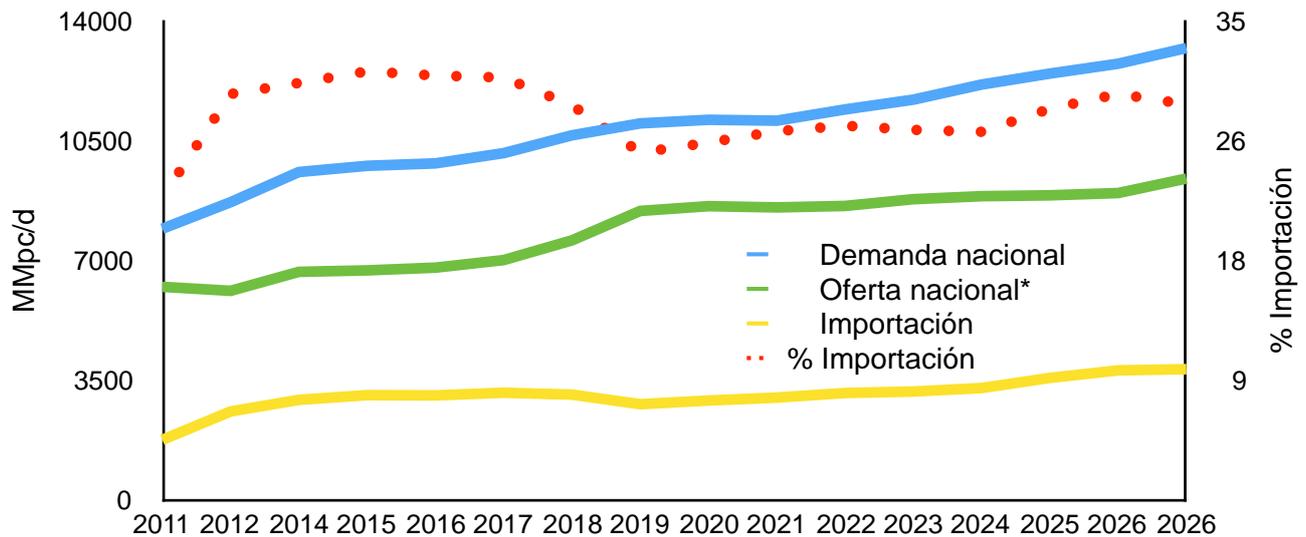
Además de las inversiones en exploración y producción, de alcanzar estos objetivos será necesario aumentar la capacidad de PGPB. En el periodo 2013-2017 será necesario aumentar la capacidad de proceso criogénico en 434 MMpc/d, el proceso de endulzamiento en 334 MMpc/d, la capacidad de fraccionamiento de líquidos en 15 Mbd y la capacidad de recuperación de azufre en 64 Td (toneladas por día). Para procesar el gas húmedo proveniente del play shale gas Eagle Ford será necesaria la construcción de un Complejo Procesador de Gas (CPG) en el área de Sabinas con capacidad criogénica de 400 MMpc/d.

Para el periodo 2018-2016 las capacidades de los diferentes procesos deberán aumentar aún más, la capacidad criogénica en 2,577 MMpc/d, el endulzamiento en 768 MMpc/d y 198 toneladas de recuperación de azufre por día. Para procesar el incremento de la

producción de gas húmedo en el plays Eagle Ford la capacidad del CPG de Sabinas deberá aumentar 1,000 MMpc/d (SENER, 2012-a).

Por otro lado, también se deberá incrementar la capacidad del SNG, el principal proyecto para cumplir con este objetivo es la construcción del gasoducto *Frontera-Los Ramones-Centro* de 1,221 Km lo longitud, que se desarrollara bajo un esquema de *contrato de servicio*. Para conectar la producción del plays Eagle Ford se tiene contemplado la construcción del ducto *Sabinas-Los Ramones* de 42 pulgadas de diámetro que entrará en operación en 2016 (SENER, 2012-a).

Figura 38 Balance de gas natural Escenario Inercial 2012-2026



*La producción presentada en la figura es mayor a la que se ha venido mencionando, 9391 MMpc/d en 2026. TMCA 2.6%
Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética (SIE) de SENER.

3.5.2 Escenario ENE

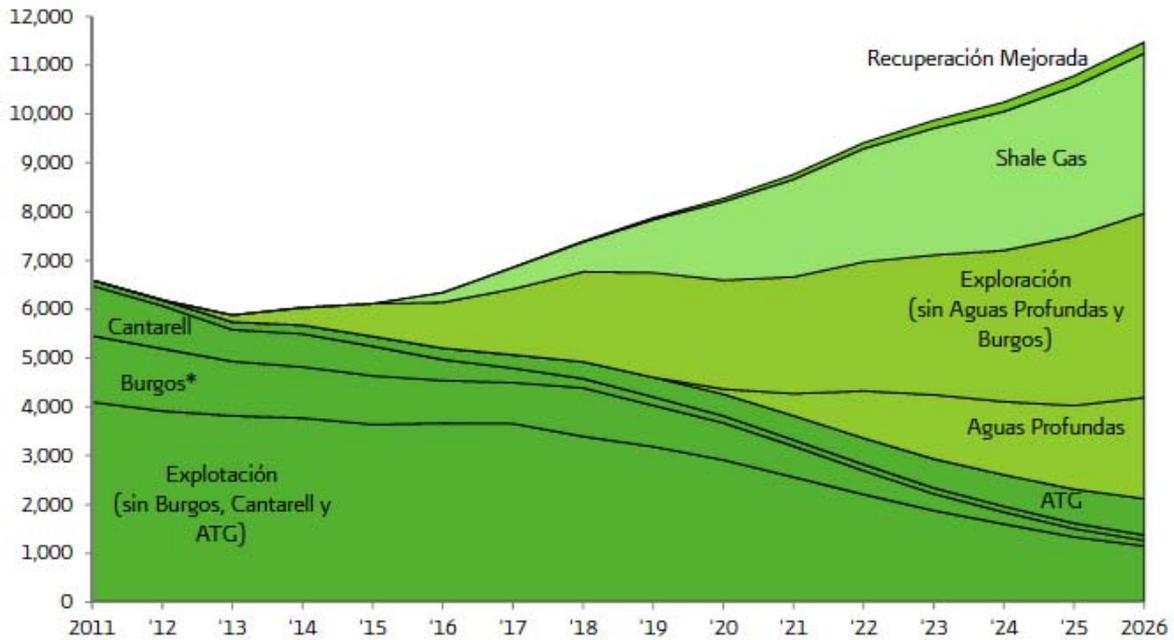
Producción

En el escenario ENE las proyecciones son mas optimistas ya que se espera que en el mismo periodo la producción promedio de gas natural sea de 8,077 MMpc/d, siendo 2026 donde se espera obtener la mayor producción 11,472 MMpc/d (SENER, 2012). La principal diferencia entre ambos escenarios es la mayor producción de gas natural por el desarrollo de un play no convencional más, La Casita (ver punto 3.1).

Para el año 2026 de acuerdo con este escenario los proyectos de explotación actuales contribuirán con 15.3% del total de la producción de gas (1,760 MMpc/d), los proyectos en Aguas Profundas aportarán 22.0% (2,527 MMpc/d), los proyectos de exploración alcanzará una participación del 24.3% del total (2,785 MMpc/d) y también se verá aumentada la producción por medio de recuperación mejorada que contribuirá con el 9.7% (1,121 MMpc/d) (ver Figura 39).

La producción shale gas en 2026 alcanzará 3,279 MMpc/d lo que representa el 28.5% del total de la producción. Para cumplir con esto además del play Eagle Ford se contempla desarrollar un play más, La Casita. Este play iniciará su producción en 2019 con 342 MMpc/d y aumentará hasta 1936 MMpc/d en 2026 (ver Figura 40), lo anterior representa una TMCA del 29% (10% superior a la del escenario anterior).

Figura 39 Producción de gas natural Escenario ENE 2012-2026 MMpc/d



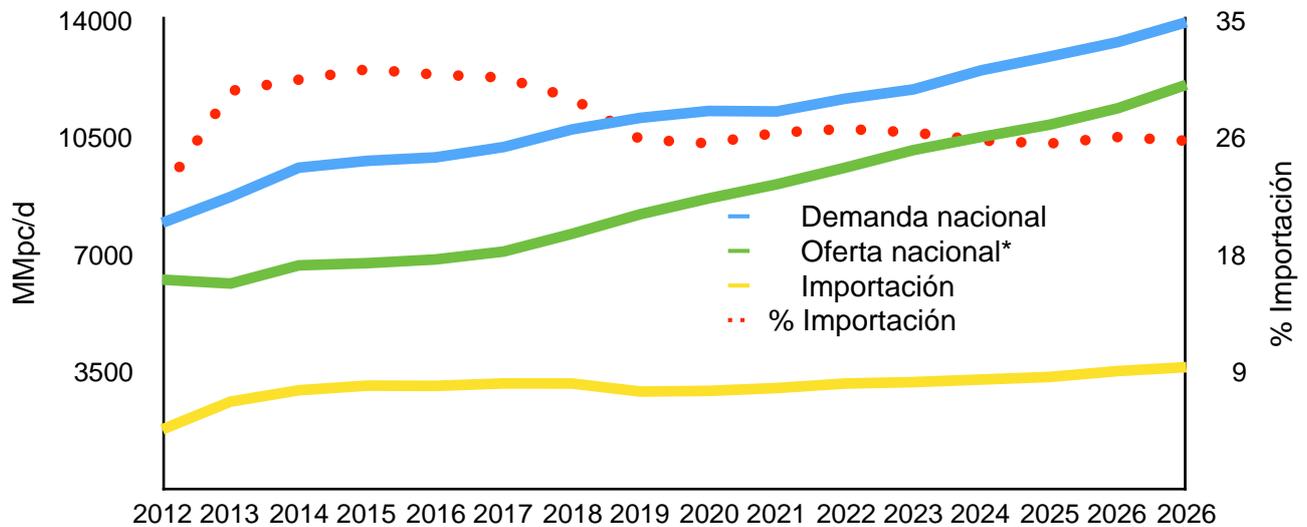
Fuente: Modificado de Estrategia Nacional de Energía 2012-2026 (SENER, 2012)

Demanda e Importaciones

La demanda de este escenario será ligeramente mayor 13,916 MMpc/d en 2026 y crecerá con una TMCA de 3.5% en el periodo 2011-2026 mayor únicamente en 0.2% a la tasa del escenario anterior. La estructura de los principales consumidores no cambiará siendo el sector eléctrico el mayor de ellos.

Por otro lado las importaciones a diferencia del escenario anterior crecerán de forma más moderada con una TMCA de 4.6%, 0.3 puntos porcentuales menos que en el escenario anterior, y alcanzarán 3,609 MMpc/d en 2026.

Figura 40 Balance de gas natural Escenario ENE 2012-2026



*La producción presentada en la figura es mayor a la que se ha venido mencionando, 12,048 MMpc/d en 2026. TMCA 4.2%
Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética (SIE) de SENER.

Infraestructura adicional

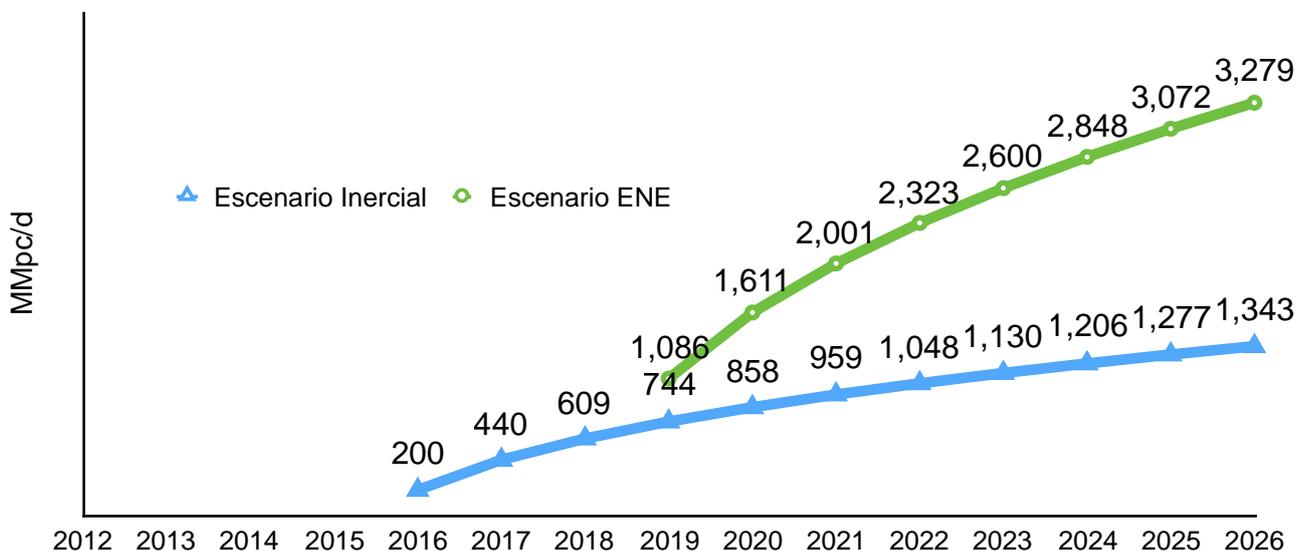
Por el lado de los aumentos de capacidad de procesamiento, en el escenario ENE los incrementos en la capacidad criogénica, fraccionamiento de líquidos y la construcción del CPG de Sabinas con su respectiva capacidad criogénica se mantienen igual que en el escenario Inercial para el periodo 2013-2017. La capacidad de endulzamiento tendrá que ser 454 MMpc/d y la capacidad de recuperación de azufre 224 Td.

En el periodo 2018-2026 se deberá aumentar la capacidad criogénica 2,676 MMpc/d, de endulzamiento en 852 MMpc/d y 198 Td en la recuperación de azufre. La capacidad criogénica en el CPG de Sabinas al igual que en el escenario anterior deberá incrementarse en 1,000 MMpc/d en este periodo.

Las proyecciones para la infraestructura de ductos además de los proyectos Frontera-Los Ramones-Centro y Sabinas-Los Ramones incluyen la construcción del gasoducto *Culebra-Los Ramones* de 42 pulgadas de diámetro que servirá para conectar la producción del play shale gas La Casita.

En los escenarios presentados la participación del gas natural de lutitas es bastante significativa como se dijo en el escenario inercial se espera que su contribución para satisfacer la demanda sea del 15% y es mucho mayor en el caso del escenario ENE 28.5%. Para cumplir con lo anterior las TMCA tendrán que ser del 19 y 25% respectivamente algo que parece muy aventurado, una representación gráfica de la evolución de la producción shale gas se ofrece en la figura siguiente.

Figura 41 Escenarios de producción de gas natural shale 2012-2026



Fuente: Elaboración propia con datos de Estrategia Nacional de Energía 2012-2026 (SENER, 2012)

Para superar los obstáculos a los que se enfrentan las formaciones no convencionales shale se plantea el diseño de una estrategia en donde se revise el marco regulatorio para adecuarlo a las características de este hidrocarburo, lo que podría interpretarse como modificaciones legislativas más profundas a las realizadas hasta la fecha (ver punto 3.3) y que permitirían la incorporación de la iniciativa privada. Además se señala que para lograr una rentabilidad que permita el desarrollo de gas de lutitas se deben llevar a cabo acciones para alcanzar niveles de costos similares a los observados en Estados Unidos.

En el mismo documento se plantea la posibilidad de que PEP celebre contratos integrales debido a que las inversiones requeridas para perforar los miles de pozos necesarios son de gran magnitud.

3.6 Nuevas expectativas después de la reforma

La estrategia 2013-2027, así como la prospectiva, estuvieron a cargo de una nueva administración, la del presidente Peña, por ello se observan algunos cambios en lo referente a la estructura organizativa y conceptualización de los objetivos y medidas para lograrlos. Más importante aún la nueva visión de la administración para proyectar los escenarios de oferta, demanda e importaciones de gas natural en lo particular y en general de todos los hidrocarburos así como las actividades del sector eléctrico es muy distinta que la de la administración anterior. Esto se debe en parte a la coyuntura de precios bajos que se acentuado en los años.

La principal contribución de esta versión de la estrategia al tema de los hidrocarburos en lutitas es la cuantificación de estos recursos, que previamente revisamos en el punto 3.1. En cuanto a la producción de gas de lutitas se espera que para el año 2027 aumente hasta alcanzar 179 MMpc/d (SENER, 2013-a) la cifra es muy inferior a cualquiera de los escenarios de producción planteados para el periodo 2012-2016. Con esta cantidad el gas natural de lutitas tendrá una contribución a la producción nacional total del 3.2% y bastará para satisfacer el 1.6% de la demanda.

En el periodo 2013-2027 la producción nacional crecerá con una TMCA de 1.3% finalizando con 5,567 MMpc/d en 2027. Por otro lado la demanda nacional crecerá más rápidamente con una TMCA de 3.6% y para el 2027 ascenderá a 11,425 MMpc/d. De continuar con esta tendencia las importaciones en 2027 serán de 5,858 MMpc/d, cifra mayor que la producción nacional, con lo cual la satisfacción de la demanda con importaciones será de 51.3%. Para cumplir con esto la TMCA de las importaciones crecerá aun ritmo de 7%. Este planteamiento tan contrastante con el anterior puede interpretarse como una medida más para la promoción de la reforma energética de Diciembre del mismo año.

Con la aprobación de la reforma energética se abre una nueva etapa en el sector energético nacional, las expectativas de la evolución del mercado nacional de gas natural recogidas en la prospectiva 2014-2028 vuelven a ser bastante más optimistas a diferencia de su versión anterior. En cuanto a la producción de gas de lutitas se espera la producción comience en 2017 con un volumen de 10 MMpc/d y que alcance un volumen de producción de 926 MMpc/d en 2028, lo que significa una TMCA de 45%. Con este nivel de producción se contribuirá a satisfacer el 8% de la demanda y representará el 12% de la producción nacional.

Con la falta de publicación tanto de una estrategia y la perspectiva del mercado de gas natural durante 2015 las proyecciones 2014-2028 son las últimas publicadas de manera oficial. En ellas se estima que la producción nacional crecerá a una TMCA de 3.7% para finalizar con 7,748 MMpc/d de los cuales 5,232 MMpc/d (68%) serán producidos por Pemex y Pemex más asociaciones. La producción restante 2,517 MMpc/d lo producirán empresas particulares. Por el lado de la demanda esta crecerá a una TMCA de 3.5% con un consumo en 2028 de 11,595 MMpc/d. Para cubrir esta demanda las importaciones crecerán 4.1% anualmente para finalizar con un volumen de 4,600 MMpc/d en 2028, lo que representará el 40% de la demanda nacional de gas natural en ese año.

Capítulo 4

**El futuro de los hidrocarburos shale
en el bloque energético América del
Norte**

Futuro de los hidrocarburos shale en Estados Unidos

4.1 Continuidad en las operaciones y producción de hidrocarburos shale

La continuidad de las operaciones en formaciones shale y tight ha sorprendido a todo el mundo. De la discusión mantenida en el Capítulo 2 y en específico en los puntos 2.7 y 2.8 se esperaba que ante la situación de precios vigente muchos operadores marginales con elevados costos de producción comenzaran a salir del mercado ante la nula o incluso negativa rentabilidad. Con la salida de algunos operadores y la consecuente disminución de la oferta los precios del gas natural verían un aumento.

A pesar de lo lógica que resulta la afirmación anterior este hecho no ha ocurrido, por lo menos no de manera suficiente para observar un repunte de precios, sin embargo algunos casos como las cuencas Barnett y Haynesville/Bossier que disminuyeron su producción durante 2014 y Fayetteville que la mantuvo igual con respecto al año 2013 dan cuenta de las dificultades a las que se enfrentan los operadores (ver punto 1.10).

Para explicar el por qué las operaciones de productores que pueden ofertar nueva producción de gas de manera casi inmediata, entre 90 y 180 días (WEC, 2010), donde sería conveniente pensar en la misma elasticidad para dejar de producir, han mantenido las operaciones durante el segundo semestre de 2014 y todo el 2015 se requiere de la incorporación de otro factor no contemplado en el análisis reduccionista que únicamente toma en cuenta la oferta y demanda de bienes en un mercado competitivo.

Detrás de la continuidad de operaciones en formaciones no convencionales se encuentra un tema de financiamiento, que involucra a toda la estructura de este tipo de proyectos, pasando por el aspecto de las reservas probadas hasta llegar al punto de la rentabilidad de las inversiones. En este sentido dentro de los proyectos de desarrollo shale y tight ha cobrado relevancia la actividad de prestamistas e inversores privados como lo sugiere Clad (2015) y Wade (2015) los cuales están dispuestos a financiar a las compañías que desarrollan este tipo de proyectos.

Comenzando con el tema de las reservas probadas, Rogers (2013) fue la primera en plantear una posible sobreestimación en los valores de gas natural a partir de formaciones shale. Rogers estimó que en algunos casos, los menos severos, las reservas probadas estarían por lo menos 100% por encima de los valores reales, en el caso de situaciones más alarmantes supone una sobreestimación de entre 400 y 500% tomando en cuenta los bajos valores de recuperación (EUP, ver punto 2.5.2) observados en este tipo de proyectos, los cuales oscilan entre 4.7 y 10%.

La estimación de las reservas cobra importancia debido a que el monto de los préstamos está directamente relacionado con la cantidad de reservas, de tal suerte que estas se utilizan como medio para garantizar el pago de la deuda adquirida para desarrollar los proyectos (Rinkenbach, 2013).

El pago de deuda, como señala Berman (2015), ha sido el requisito principal para el otorgamiento de préstamos, dejando de lado el tema del rendimiento (Sandrea, 2014). La necesidad de al menos recuperar las inversiones que han sido realizadas con base en deuda ha presionado a las compañías para continuar con las operaciones (Estrada, 2013), aún y cuando su rendimiento llega a ser negativo.

Todavía durante la segunda reunión bi anual entre productores y prestamistas en 2015, en la cual se revisan las reservas de gas y petróleo para la determinación de líneas de crédito, donde se esperaban recortes de hasta el 10% en los créditos ofrecidos se otorgaron préstamos con reducciones mínimas de alrededor del 1.4% (Gayathr, 2015). La primera reunión bi anual de 2016 se llevará a cabo en Abril de tal manera que los bancos jugaran un papel determinante en la continuidad de operaciones en plays no convencionales.

Muy relacionado con el punto anterior se encuentra el tema de la tasa de interés, que ha sido un factor muy importante para facilitar la obtención de créditos (Berman, 2015 y De la Vega 2015). Desde 2006 la Reserva Federal de Estados Unidos (FED) tomó la decisión de bajar la tasa de interés para fijarla entre 0 y 0.25%, este hecho fue un intento por estimular la actividad económica que no fue suficiente para evitar la crisis financiera de 2008. Tuvieron que pasar casi diez años, coyuntura en la cual la producción de gas y aceite no convencional ha visto sus mayores aumentos, para que la FED en Diciembre de 2015 aumentara la tasa de referencia para colocarla en valores entre 0.25 y 0.50% como señal de la "recuperación económica" que experimenta Estados Unidos.

A pesar de que el aumento en la tasa de interés es mínimo, es muy probable esperar más recortes en las líneas de crédito de los productores shale y tight que los ya observados ante la necesidad de colocar capitales en negocios más redituables, que mitiguen el efecto del aumento en la tasa de interés de referencia. Cabe mencionar que existe la posibilidad de futuros aumentos en la tasa de interés, lo que castigaría aún más a las compañías dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales.

Otro aspecto de carácter financiero a tener en cuenta para explicar la continuidad de las operaciones en formaciones no convencionales son las coberturas, de las que muchas compañías se han apoyado para garantizar los retornos de inversión (Ngai, 2015-a). Por ejemplo *Pioneer*, una de las compañías más grandes con actividades de producción en Eagle Ford aseguro el 90% de su producción de 2015 con un precio promedio de 71 dólares por barril, y se prepara para asegurar el 75% de su producción en 2016 (Kemp, 2015). Estas coberturas han garantizado un precio de referencia que ha permitido obtener los ingresos necesarios para continuar con las operaciones.

Por otro lado la tecnología también ha contribuido con la continuidad de operaciones. Los operadores que han logrado mantener sus actividades han podido incrementar su producción como es el caso de Marcellus e Eagle Ford. La situación anterior ha sido resultado de mejoras en la tecnología y nuevas técnicas como el *re-fracking* (Nysven y Wei, 2016-a). Los aumentos en la producción pueden explicarse, al menos en parte, gracias a las mejores tecnológicas que permiten tener mayores tasas de recuperación lo que a su vez contribuye a tener mejores rendimientos (ver punto 2.5.2).

A pesar de que los factores mencionados han hecho posible la continuidad de operaciones en formaciones no convencionales, lo que se ha traducido en un aumento de la producción total de gas y petróleo durante el año 2015 (ver Figura 15 y Anexo I), no todas las compañías han podido sobrevivir a los embates de la baja de precios. Durante 2015 aproximadamente cuarenta compañías dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales se han declarado en bancarrota (Oil and Gas Financial Journal eds, 2015) y con la expectativa de que existen 175 compañías más con alto riesgo de caer en la misma situación (Oil and Gas Financial Journal eds, 2016) el panorama no es nada alentador para 2016.

Algunos de los caso de quiebra más preocupantes son *Magnum Hunter Resources Corp.* con operaciones en la cuenca de Marcellus y Utica y *Swift Energy Co* que opera en Eagle Ford (Oil and Gas Journal eds, 2015 y 2016).

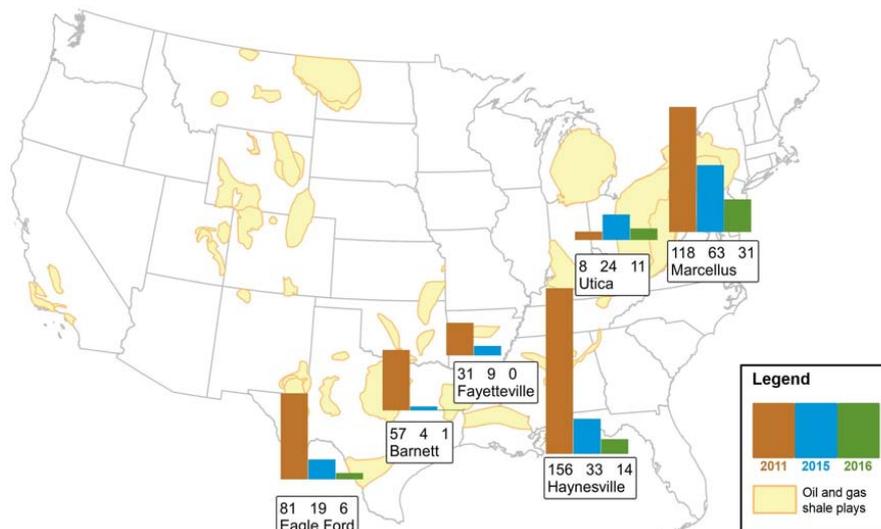
Las compañías que han logrado sobrevivir al entorno han visto sus finanzas fuertemente afectadas, como lo demuestra el análisis del tercer cuarto (3Q) de 2015 por parte de Stowers y Bell (2016). De las 124 empresas estadounidenses que cotizan en la bolsa de valores únicamente 23 reportaron un ingreso neto positivo, el resto (83%) reportaron perdidas netas en el mismo cuarto.

Los ingresos torales (*total revenues*) del grupo de estudio durante el 3Q de 2015 disminuyeron 39% con respecto al mismo cuarto del año anterior y 9% con respecto al 2Q del mismo año. Los ingresos netos (*net incomes*) también observaron disminuciones, aunque fueron mucho más dramáticas al pasar de 28.3 billones de dólares en el 3Q de 2014 a -47.3 billones de dólares en 3Q de 2015 (ingreso neto negativo).

El valor total de los activos (*total value asset*) en 3Q de 2015 disminuyó 12% con respecto al mismo cuarto del año anterior y 6% comparado con 2Q del mismo año, el capital contable (*stockholders' equity*) del conjunto de compañías en el 3Q de 2015 disminuyó 114.6 billones de dólares con respecto al mismo cuarto del año anterior.

Con respecto a los gastos de capital (CAPEX) estos también han disminuido al pasar de 159 billones de dólares en 3Q de 2014 a 122 billones de dólares en 3Q de 2015 una reducción del 24%. Los principales afectados de esta disminución son las empresas que prestan servicios a las compañías de exploración y producción, así como a los trabajadores de las mismas. De acuerdo con Cassidy, Ebanks y Sullivan (2016) las principales reducciones en los gastos de capital se observan en los rubros de exploración y producción, así como en las actividades del midstream. La reducción de gastos de capital se refleja en el número de rigs (ver punto 1.7) los cuales han venido disminuyendo paulatinamente hasta alcanzar un mínimo de 89 (rigs de gas) en Marzo de 2016 (<http://www.bakerhughes.com>). A pesar de esta reducción, el número de pozos por rig ha aumentado lo que ha traído consigo un aumento en la producción de gas como lo demuestran los *Drilling Productivity Report's* de la EIA.

Figura 42 Número de rigs en las principales cuencas shale de EU

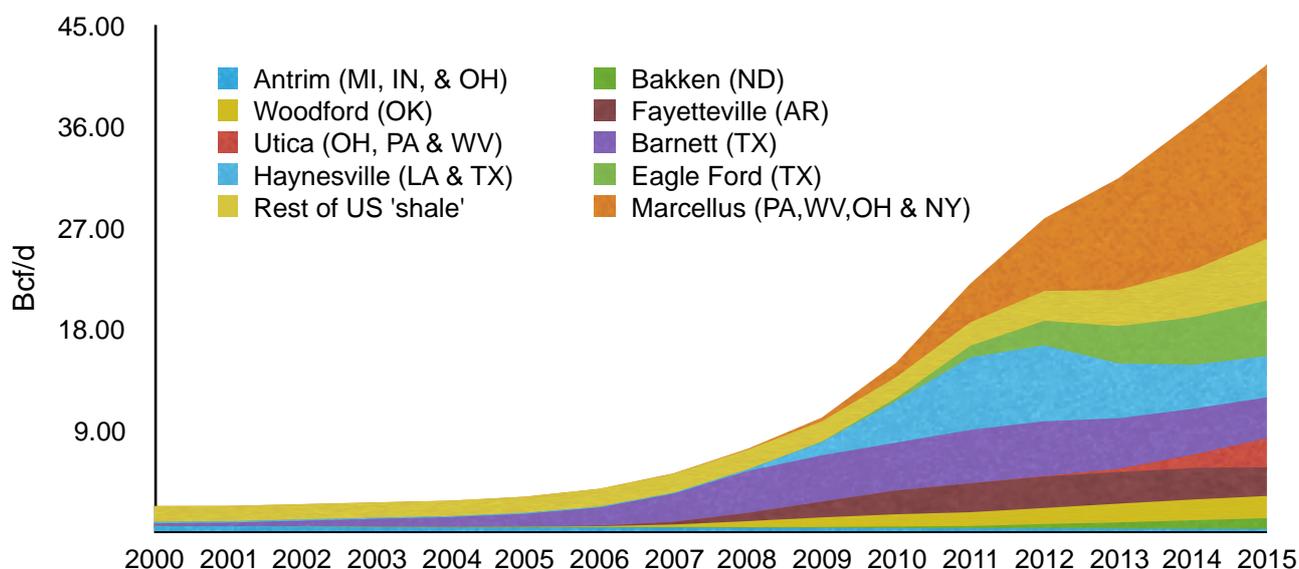


Fuente: U.S Energy Information Administration

A pesar de las difíciles condiciones a las que se enfrentaron los productores durante 2015, la producción de gas natural a partir de formaciones shale aumentó hasta alcanzar 41.5 Bcf/d, un aumento de 5.2 Bcf/d con respecto a 2014. Con lo anterior se estableció un nuevo récord de producción de gas natural en Estados Unidos (Ver punto 1.10). Sin embargo, no en todas las cuencas se observaron aumentos en la producción de gas natural. Marcellus, Eagle Ford, Utica y Woodford además del apartado *Rest of US shale* lograron incrementar su producción, en conjunto estas cuencas pasaron de producir 24.6 Bcf/d en 2014 (68% de la producción shale) a 30.5 Bcf/d en 2015 (73% de la producción shale).

Por otro lado Haynesville, Barnett y Fayetteville disminuyeron su producción al pasar de 11.7 Bcf/d en 2014 a 11 Bcf/d en 2015. En comparación con el aumento en la producción, el cual fue de 5.9 Bcf/d, la disminución en la misma fue de apenas 0.7 Bcf/d lo que explica que de manera global se hayan presentado aumentos en la producción de gas no convencional durante 2015 (ver Figura 15). La producción de gas natural en Bakken, mayor cuenca productora de petróleo (ver Anexo 1), y Antrim es mucho menor comparada con las anteriores, menos de 1 Bcf/d en el caso del primera y menos de 0.5 Bcf/d en el caso de la segunda.

Figura 43 Producción diaria en las principales cuencas shale de EU



Fuente: Elaboración propia con datos de U.S Energy Information Administration

La producción global de gas natural en formaciones shale aumentó durante 2015, confirmando la resistencia de los productores ante la situación de precios bajos que se presenta desde mediados de 2014, en casos particulares como los que se mencionaron (Haynesville, Barnett y Fayetteville) la producción ha disminuido y aunque esta situación es apenas marginal marcará la pauta a seguir durante los años venideros.

Es altamente probable que durante 2016 las tendencias que han tenido lugar hasta el año pasado continúen y se hagan más agudas, por lo tanto la producción de gas shale se concentrará cada vez más en cuencas como Marcellus y Utica, además de Eagle Ford y Woodford, por otro lado las disminuciones en la producción de Haynesville, Barnett y Fayetteville serán más profundas.

4.2 Futuro de los precios

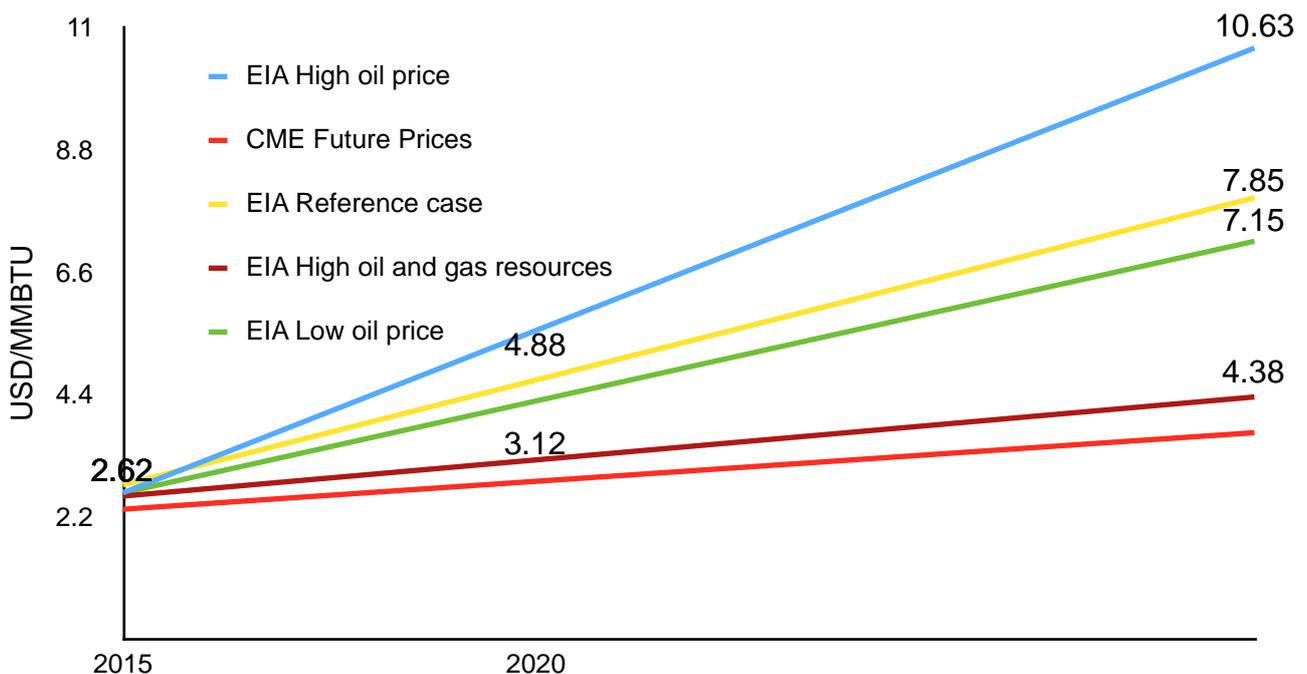
Sin duda alguna la evolución en el desarrollo de proyectos no convencionales dentro y fuera de Estados Unidos dependerá en gran medida del futuro los precios. De los argumentos sostenidos en el Capítulo 2 se concluye que el precio es una de las variables fundamentales para explicar el boom de petróleo y gas no convencional además de ser una pieza clave para modelar el desarrollo de proyectos shale y tight en el futuro.

A pesar de las dificultades para predecir el futuro de los precios de commodities como el petróleo y gas natural, agencias como la EIA y la IEA, bajo distintos supuestos, proponen algunos escenarios para la predicción de la evolución de precios. En la perspectiva con panorama al 2040 Energy Information Administration de Estados Unidos plantea cuatro escenarios en los que se desarrolla el precio del gas natural.

El escenario que presenta los mayores incrementos en el precio del gas natural es el denominado como *High oil price*, donde la demanda de gas natural licuado aumenta como resultado de un mayor precio del petróleo, en particular el marcador Brent, lo anterior es debido a que todavía en muchos contratos a largo plazo, sobre todo en los mercados Europeo y Asiático, el precio del gas se encuentra indexado al precio del crudo.

A pesar de que este escenario resulta muy atractivo para los productores shale, 10.63 USD/MMBTU en 2040, resulta poco probable dada la baja demanda de crudo esperada (IEA, 2015-a), además el levantamiento de las sanciones contra Irán mantiene la expectativa de incrementar aún más la oferta de petróleo (Smith, 2016). Sin embargo, diversificar la cartera de suministro de gas como medio para contrarrestar la presión rusa sobre la Unión Europea (Bordoff y Houser, 2014 y Coote, 2016) puede traer consigo una mayor demanda de gas norteamericano favoreciendo este escenario. Por lo anterior, la trayectoria *Low oil price* que sostiene un aumento en el precio de crudo Brent más moderado parece ser un escenario más factible que llevaría al precio de gas natural en Henry Hub a 7.15 USD/MMBTU en 2040.

Figura 44 Evolución de los precios de gas natural en Henry Hub a)



Fuente: Elaboración propia con datos de U.S Energy Information Administration y CME

En el caso del escenario denominado de referencia (*Reference case*) se estima un incremento de la demanda nacional e internacional, al igual que un aumento en la producción, de tal suerte el precio de gas natural aumentaría hasta alcanzar 4.88 USD/MMBTU en 2020 y 7.85 USD/MMBTU en 2040.

Por último el escenario *High oil and gas resources* toma como principal consideración las mejoras tecnológicas, las cuales han permitido un aumento de la producción en formaciones shale y tight a pesar de una disminución del precio, y un incremento de la demanda moderada (ver Figura 23). En este escenario el precio del gas natural se mantendría por debajo de los 3.5 USD/MMBTU en 2020 y por debajo de los 5 USD/MMBTU en 2040. Otro escenario con una predicción de aumento de precio muy conservadora es el de *Chicago Mercantile Exchange* (CME), donde se espera una recuperación del precio que lo lleve hasta 3.38 USD/MMBTU a mediados de 2025 (ver Figura 44).

Ante los últimos escenarios planteados (*High oil and gas resources* y CME) la producción de gas y petróleo en formaciones shale y tight, sobre todo en las zonas menos favorables (ver punto anterior) y a pesar de las mejoras en la tecnología, no tendrían las condiciones para aumentar de forma constante la producción de hidrocarburos. Aunque si bien las mismas mejoras así como una reconfiguración de la industria (DNV GL, 2016) tampoco permitirían una disminución precipitada de la producción.

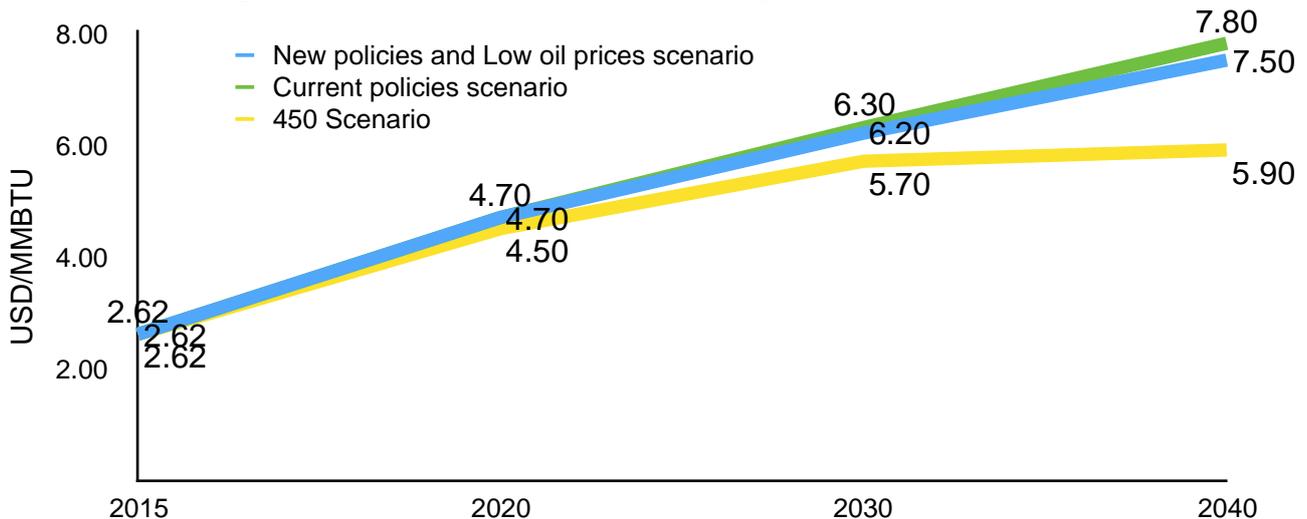
La Agencia Internacional de Energía, por otro lado, también nos ofrece su perspectiva de precios con relación al 2040. En ella el mercado de América del Norte (Canadá, Estados Unidos y México) sigue observando el menor precio a lo largo del periodo de análisis en comparación con los mercados Europeo y Asiático.

En su prospectiva se establecen cuatro escenarios, el primero de ellos *New policies* cuya principal contribución es tomar en consideración las medidas establecidas dentro de las *Intended Nationally Determined Contributions* (INDCs), presentadas por los países rumbo a la 21 Conferencia de las Partes (COP21) que se llevó a cabo en París. Por otro lado la trayectoria *Low oil prices* curiosamente establece la misma evolución de precios que el escenario anterior 4.7 USD/MMBTU en 2020, 6.20 USD/MMBTU en 2030 y 7.5 USD/MMBTU en 2040, sin embargo las consideraciones para estos resultados son completamente diferentes que en el escenario *New policies*.

El escenario *Current policies* es el que presenta los mayores incrementos en el precio de gas natural en Norte América, 4.7 USD/MMBTU en 2020, 6.30 USD/MMBTU en 2030 y 7.80 USD/MMBTU en 2040, aunque la misma agencia argumenta que es el pronóstico con menos posibilidades de hacerse realidad. Cabe señalar que los tres escenarios hasta ahora mencionados son casi idénticos como puede verse en la Figura 44.

El último escenario denominado 450, toma en consideración las acciones necesarias para estabilizar el incremento de la concentración de CO_2 en la atmósfera en 450 ppm hacia 2050 y mantenerlo en el mismo valor hasta 2100. Lo anterior permitiría acotar del calentamiento global alrededor de los 2°C. De acuerdo con esta perspectiva, el precio del gas natural en Norte América vería un aumento más moderado en comparación con los anteriores. Hasta 2020 el precio en los tres escenarios es muy similar, pero hacia 2030 la brecha entre ellos se hace cada vez más grande al situar el precio del gas en 5.7 USD/MMBTU y mantenerlo prácticamente en el mismo nivel en 2040 (5.9 USD/MMBTU). Lo anterior se debe a una mayor participación de las fuentes de energía renovable lo que estimula una menor demanda de combustibles fósiles entre ellos el gas natural.

Figura 45 Evolución de los precios de gas natural en Henry Hub b)



Fuente: Elaboración propia con datos de International Energy Agency

Una de las variables que pueden incrementar significativamente el precio del gas natural en América del Norte es el desarrollo masivo de complejos LNG, lo que también contribuirá a lograr un precio único de gas a nivel internacional. Esta opción parece ser la esperanza de muchos productores shale y tight los cuales han ganado algunas batallas en el plano político para poder acceder a mercados internacionales.

Desde 1970 con el embargo petrolero por parte de algunos países que hoy en día forman parte de la OPEP, el gobierno de Estados Unidos tomó la decisión de prohibir las exportaciones de crudo como medio para garantizar la satisfacción de la demanda interna. Sin embargo, la situación del mercado en Estados Unidos ha cambiado (ver Figura 23), los productores necesitan acceder a nuevos mercados con el fin de garantizar mejores precios y sus presiones han tenido como resultado el levantamiento de la prohibición para exportar petróleo (Sanati, 2015) e incluso han hecho su primera exportación de gas natural licuado el 24 de Febrero de 2016 que tuvo como destino Brasil (Krohn, 2016).

A pesar de lo que ventajoso que resulta para los productores de petróleo y gas no convencional poder acceder a mercados internacionales, estos se enfrentan a una serie de problemas que limitan un despliegue acelerado de la infraestructura necesaria para transportar los hidrocarburos. La regulación establecida por el DOE y la FERC para aprobar nuevos proyectos en el caso de ductos y plantas procesadoras de LNG es cada vez más estricta, en parte por preocupaciones de grupos activistas ante los accidentes ocurridos sobre todo durante la operación de la infraestructura (Platts ed, 2016 y Gibbs y Johnson, 2016). Ante esta situación es poco probable observar una proliferación de plantas procesadoras de gas lo que mantendrá limitadas las exportaciones de este energético.

Con lo hasta ahora revisado es posible concluir que la evolución en el precio de gas se mantendrá a la baja en el mercado Norte Americano. Muy probablemente, con un margen de 3.5 USD/MMBTU, el precio de gas natural se encontrará entre los 4.5 y los 7.8 USD/MMBTU hacia 2040. Algunas de las consideraciones descritas servirán también como justificación para seleccionar un escenario de producción de gas natural tanto de manera global y en particular en formaciones shale como ser verá en el punto siguiente.

Ante la expectativa anterior las operaciones en formaciones shale y tight se mantendrán e inclusive veremos ligeros aumentos en la producción de gas en el corto plazo, sin embargo es poco probable esperar incrementos importantes en la producción no convencional, como los ocurridos durante el boom de la década pasada. De tal manera cabe esperar que la producción cambie de una trayectoria de importantes aumentos (ver figura 23) a una con una producción más estable como se verá en el punto siguiente.

4.3 Futuro de la producción shale

Al igual que la predicción de precios la continuidad de las operaciones en formaciones shale y tight y su consecuente producción goza de gran incertidumbre, por lo menos así lo señala la IEA en su *World Energy Outlook 2015*.

En el corto plazo EIA (2016) estima que la producción de gas natural en Estados Unidos durante 2016 apenas crecerá al pasar de 78.9 Bcf/d en 2015 a 79.7 Bcf/d en 2016, un incremento de apenas 0.8 Bcf/d. Este incremento en la producción es inferior al ocurrido entre 2014 y 2015, el cual fue de 4 Bcf/d y mucho menor al observado entre 2013 y 2014 de 4.9 Bcf/d. Sin embargo, en las proyecciones de la EIA esta tendencia se revierte para el año 2017 donde se espera que la producción vuelva a crecer de forma más acelerada para alcanzar los 81.4 Bcf/d, un incremento de 1.7 Bcf/d con respecto a 2016 valor que si bien es superior al año anterior sigue siendo mucho menor al incremento sostenido en años anteriores.

En el largo plazo las estimaciones se mantienen optimistas, al igual que en el caso de los precios se plantean cuatro escenarios en los que se modela la evolución de la producción total y la producción shale. El primero de estos es el *High oil and gas resources* que como se explicó en el punto anterior toma en cuenta el continuo desarrollo de tecnología y disminuciones en los costos de producción para justificar un aumento de la producción, a pesar de mantener los precios mas bajos en el periodo de análisis (4.38 USD/MMBTU en 2040). En este escenario para el año 2040 la producción total de gas natural en Estados Unidos aumenta hasta alcanzar 50.6 Tcf y la producción shale será la que soporte la mayor parte de la producción ya que se ubicará en los 34.6 Tcf en el año mencionado, lo que representa el 68.4% de la producción total.

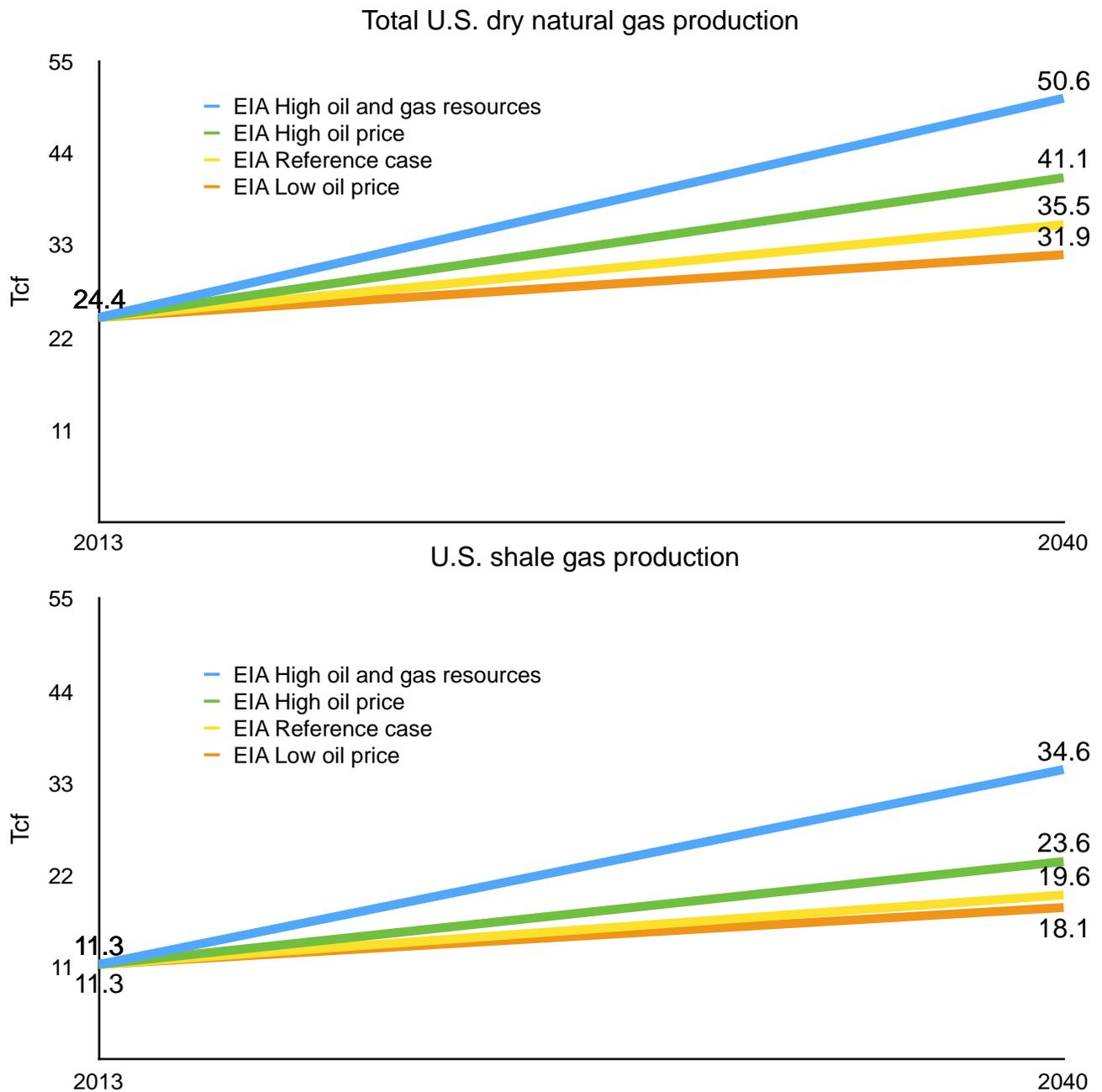
El escenario *High oil price* (10.63 USD/MMBTU en 2040), donde se esperan mayores exportaciones por medio de LNG (ver punto anterior), el aumento de la producción es más moderado que el caso anterior. Al llegar a 2040 la producción total de gas natural aumentará hasta 41.1 Tcf y el aporte de la producción shale será del 57.4% (23.6 Tcf), once puntos por debajo que en el escenario anterior.

El caso de referencia estima que la producción total de gas natural en Estados Unidos será 35.5 Tcf en 2040. En el mismo año el precio estimado será de 7.85 USD/MMBTU y la producción en formaciones shale aumentará hasta alcanzar los 19.6 Tcf. Con esto la producción shale contribuirá con el 55.2% de la producción total, 2.2 puntos por debajo del escenario anterior y 13.2 puntos por debajo del escenario High oil and gas resources.

Por último el escenario *Low oil price*, que fija el precio del gas natural en 7.14 USD/MMBTU en 2040, estable los menores aumentos en ambas producciones. Por el lado de la producción shale esta aumentará hasta alcanzar 18.1 Tcf en 2040 lo que significa un aporte a la producción total del 56.7%, mucho mayor que en el escenario anterior. La producción total en este escenario también es la más baja los cuatro planteados ya que

estima que únicamente crecerá hasta alcanzar 31.9 Tcf en el último año del análisis (ver Figura 45).

Figura 46 Escenarios de producción total y producción shale 2013-2040



Fuente: U.S Energy Information Administration

Las mejoras tecnológicas (Nulle, 2015) y disminución en los costos de producción (Nysven y Wei, 2015) han disminuido los precios de equilibrio alrededor de 30% (Cassidy, Ebanks y Sullivan, 2016), logrando tener una mayor recuperación de hidrocarburos. Lo anterior ha incrementado la producción de los mismos a pesar de la situación de precios, sin embargo, es poco probable que esta situación continúe indefinidamente. Una muestra de los problemas y oportunidades del desarrollo tecnológico ante la coyuntura de precios bajos se ofrece en Agarwal (2016). De tal manera esperar un incremento en la producción shale como el planteado en el escenario High oil and gas resources resulta casi imposible

de pensar, por consecuencia el precio del gas natural en Norte América tampoco mantendrá la evolución de precios de este escenario.

Por otro lado, acceder a capital, un factor muy importante que ha dado la fortaleza a los productores no convencionales para continuar con las operaciones (ver punto 4.1), también se vuelve más complejo. La presión que los reguladores federales ejercen sobre los bancos hacen que las líneas de crédito se contraigan y que se prohíban nuevos préstamos. Los accionistas de empresas públicas (que cotizan en bolsa) también han tomado una actitud conservadora en torno a las actividades del petróleo y gas. La vía más sencilla para la obtención de capital es la venta de los activos menos atractivos como medio para aumentar la liquidez de la compañías (Swanson y Frederickson, 2016 y Hatter y Pearson (2016).

El entorno de precios bajos no es el único frente en el que los productores shale y tight encuentran dificultades, cada vez más las regulaciones ambientales se vuelven más estrictas y en Noviembre del año pasado la administración de Obama anunció una serie de objetivos para mitigar los efectos sobre los recursos naturales en un amplio espectro. Lo anterior se traduce en un mayor número de regulaciones que no solo serán aplicables por la EPA sino que involucran a otras agencias como *Bureau of Land Management*, *US Army Corps of Engineers*, *National Park Service* y *US Forest Service* (Rothschild y Ewing, 2016).

En este sentido, las preocupaciones por los efectos de la fractura hidráulica sobre el ambiente han tenido como resultados un incremento en el número de lugares con prohibiciones para realizar esta operación, con lo que se limita aún más el margen de acción de las compañías. Un listado de estos sitios puede consultarse en Medlock y Harley (2015).

El incremento de regulaciones ambientales no ha sido el único objetivo de la administración de Obama que involucra a las compañías productoras de gas y petróleo, entre estas aquellas con operaciones en formaciones shale y tight. Como parte de su agenda de combate contra el cambio climático Obama ha propuesto la construcción de lo que llama *21st Century Clean Transportation System*, para financiar el ambicioso proyecto se tiene contemplado un impuesto con cargo a las compañías de 10 USD por barril de crudo (The White House, 2016). Como es de esperarse las respuesta del sector no se hicieron esperar (vea Snow, 2016 y 2016-a). A pesar de que el proceso para confirmar este impuesto será largo y muy posiblemente se quede como una simple propuesta ha despertado las más duras críticas por parte del las compañías del sector.

A pesar de este ambiente una ventaja sustantiva de los proyectos no convencionales shale y tight es su ciclo de inversiones, el cual es más bajo en capital y más corto en tiempo comparado con los proyectos convencionales (Cassidy, Ebanks y Sullivan, 2016). Nysven (2016) señala que el ciclo de negocios, desde las inversiones hasta el retorno del capital, en proyectos convencionales es de aproximadamente cinco años mientras que las inversiones en formaciones shale y tight observan retornos entre 12 y 18 meses. Lo anterior hace que los proyectos no convencionales tengan una mayor elasticidad a los cambios de precios y ante cualquier alza significativa puede tener como respuesta un incremento de la oferta, con esto la expectativa de precios bajos continuará indefinidamente.

Ante los argumentos presentados podemos pensar que si bien las operaciones continuarán, incrementos en la producción tan elevados como los de la década pasada difícilmente ocurrirán. Con esto los incrementos serán marginales lo que mantendrá la producción de gas natural casi constante a lo largo del tiempo favoreciendo una lenta recuperación de precios.

Futuro de los hidrocarburos shale en México

4.4 Panorama general del sector hidrocarburos en México

Como se revisó a lo largo del Capítulo 3 el panorama del mercado de gas natural en nuestro país es desalentador (ver Figura 35) y la situación no es muy diferente en el caso del petróleo. De manera general el sector hidrocarburos se encuentra atravesando la transición entre los hidrocarburos baratos, fáciles de extraer, y los hidrocarburos de complejidad elevada.

Reservas y producción

En la visión de Ocampo (2015-a) la producción actual de aceite proviene de reservas descubiertas hace más de 30 años en consecuencia la mayoría de estos campos son maduros, algunos de ellos están en etapa de declinación natural y otros en vísperas de entrar en ella. Además, descubrir nuevas reservas se vuelve más complejo y los resultados son menos promisorios. Los hidrocarburos no convencionales, junto con Chicontepec y Aguas Profundas no representan para Ocampo una oportunidad inmediata para revertir las tendencias actuales ya que estas formaciones son de alta complejidad y baja productividad, que requieren enormes montos de inversión para su desarrollo y presenta altos riesgos geológicos y comerciales.

En un artículo anterior (2015) el mismo autor detalla que actualmente la producción mexicana depende mayoritariamente de los yacimientos en las cuencas del Sureste ubicadas en Tabasco y las aguas someras de Campeche (95% del total de la producción total). Mas preocupante aún resulta el hecho de que el 51% de la producción anterior se concentra únicamente en dos yacimientos, *Cantarell* y *Ku-Malobob-Zaap*, el primero de ellos comenzó a declinar su producción hacia 2005 y el segundo se encuentra en la fase de producción máxima.

En el caso del gas natural la situación detallada de las reservas y producción puede verse desde el Capítulo 1. También es importante destacar que la extracción y/o recuperación de gas natural no ha sido el principal objetivo de PEMEX. Las actividades de la empresa productiva han estado inclinadas a la recuperación de crudo por su valorización más alta en lo mercados, esta situación se agrava aún más con el mandato de generación de valor impuesto a PEMEX y CFE.

Situación de PEMEX

En paralelo con lo anterior se encuentra la situación que atraviesa PEMEX que no es muy diferente a la de las empresas norteamericanas, como vimos en el punto anterior. Además de la situación de declinación natural de campos, la autonomía, presupuestal y operativa, de petróleos mexicanos ha estado limitada por el accionar político del gobierno en turno, situación que ha hecho que las practicas de administración de yacimientos estén lejanas de ser las más eficientes en cuanto a recuperación de hidrocarburos.

Si a todo lo anterior sumamos la coyuntura de precios bajos vigente la situación de la principal empresa mexicana es en realidad caótica. Los efectos del desplome de precios

van a más allá del sector energético en una economía, como la mexicana, con fuertes vínculos a sus recursos fósiles. Dado que una tercera parte de los ingresos de la federación dependen de la venta de crudo (Pech, 2015-a), la necesidad de hacer recortes en el presupuesto federal llevaron a una reducción, durante el año 2015, de 62 mil millones de pesos al presupuesto de PEMEX (20% de su presupuesto total) cuyo impacto se refleja mayormente en sus gastos operación requeridos para mantener la producción actual (Vielma, 2015).

Lo anterior no parece tener lógica, ante la clara desventaja que enfrentan las finanzas públicas del estado mexicano, recortar aún más la capacidad operativa de tu principal suministrador de ingresos puede dejar al gobierno en una situación de carencia de liquidez.

En 2015 sin embargo, y nuevamente muy similar a lo ocurrido en el vecino del norte, las coberturas petroleras han logrado, en cierta medida, disminuir los efectos de la baja de precios (Pineda, 2015) al cubrir parte de la producción con un precio más elevado.

Reforma energética

Ante el panorama anterior y antes de la caída de precios de mediados de 2014 se llevó a cabo la Reforma Energética de 2013-2014 de la que ya hemos hablamos en el punto 3.4. Ante el panorama poco prometedor que se vive en el entorno global por la depresión de precios existen opiniones divididas acerca de la efectividad de la reforma para enfrentar los retos del sector. Por un lado Pineda (2015) prevé que ayudará a mitigar los efectos de la baja de los precios, a través de la participación de los inversionistas privados, generando fuentes de empleo y eventualmente mejorando a la economía en su conjunto.

De manera contraria Aguilera (2015) ve en la pasada reforma elementos de riesgo no solo para la seguridad energética nacional sino también para la soberanía de la nación misma. Al recordar todas las situaciones anteriores a la expropiación petrolera Aguilera nos recuerda que el petróleo así como el gas natural trascienden de ser simples mercancías, que puedan intercambiarse en el mercado, a piezas clave en el desarrollo nacional así como factores de influencia en la geopolítica regional y global.

Plan Quinquenal

Las asignaciones de la Ronda Cero así como los resultados parciales de la Ronda Uno se desarrollan dentro del entorno general esbozado en el *Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Producción de hidrocarburos* publicado por la SENER el 30 de Junio de 2015.

Este plan y así como el programa contienen la estrategia de exploración y producción de hidrocarburos a seguir en los próximos años, tomando en cuenta el nuevo modelo del sistema energético mexicano, en palabras de SENER (2016):

...contiene la información estratégica de las áreas a licitar, misma que se traduce en las nuevas oportunidades de inversión en la industria de hidrocarburos en México. Asimismo, promueve la coordinación entre el sector industrial nacional e internacional y la alineación de sus objetivos con los de la política pública del sector hidrocarburos... busca incentivar la inversión en el sector petrolero nacional para incrementar el conocimiento del subsuelo, la tasa de restitución de reservas y los niveles de producción de petróleo y gas, ampliando la capacidad del Estado en materia de exploración y extracción de hidrocarburos.

Excluyendo a la Ronda Cero, el Plan Quinquenal establece cuatro Rondas en las cuales se licitarán campos, para el caso de extracción de hidrocarburos, y áreas, para la exploración de los mismos. Cabe mencionar que los procesos de licitación son públicos, abiertos e internacionales, y son ejecutados por la CNH, con base en el modelo de contrato y lineamientos técnicos que elabore la SENER (SENER, 2016). Los recursos a licitar a lo largo de las cuatro rondas ascienden a un poco más de 100 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce). Del valor anterior 65,944.5 MMbpce comprenden el volumen original remanente y 38,844.1 corresponden a recursos prospectivos (ver Cuadro 14, siguiente página).

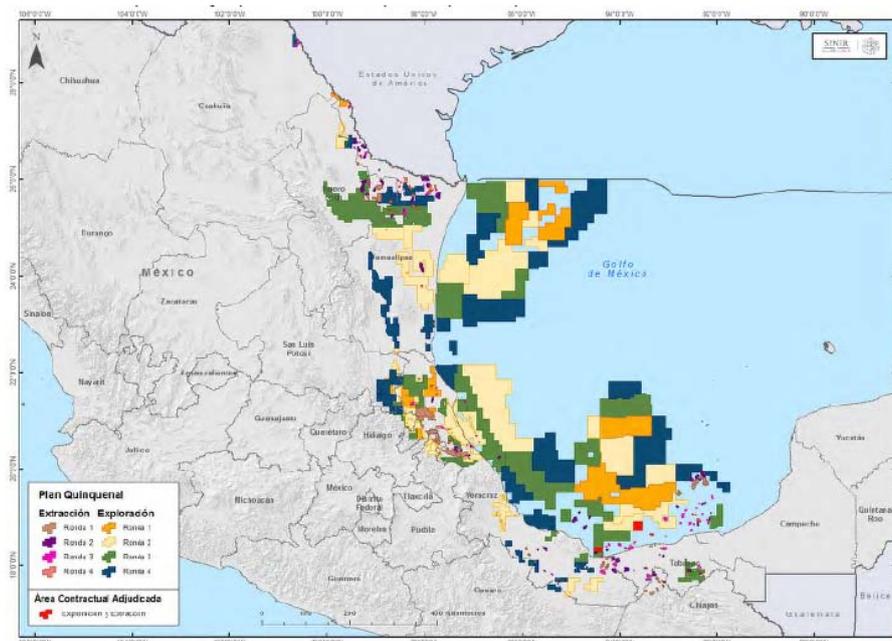
Cuadro 14 Plan Quinquenal de Licitaciones 2015-2019

	Recursos(MMbpce)	Superficie (Km ²)
Ronda Uno	70,095.3	34,074.1
Ronda Dos	14,796.2	75,342.8
Ronda Tres	12,276.5	61,557.1
Ronda Cuatro	7,620.6	64,095.9
Total	104,788.6	235,069.9

Fuente: SENER (2016).

En una versión inicial del Plan Quinquenal la superficie de exploración y producción era mucho menor que el dato presentado en la tabla anterior, sin embargo se logró aumentar la superficie en un 31.7% (SENER, 2016) para finalizar en aproximadamente 235 mil Km², a pesar de este aumento los recursos disponibles solamente aumentaron 2.1%. Lo anterior confirma que la complejidad para explorar y explotar nuevos hidrocarburos es cada vez más difícil. En la figura siguiente se muestran la ubicación geográfica de las áreas y campos a licitar durante las cuatro Rondas del Plan Quinquenal de Licitaciones.

Figura 47 Plan Quinquenal de Licitaciones 2015-2019



Fuente: SENER (2016).

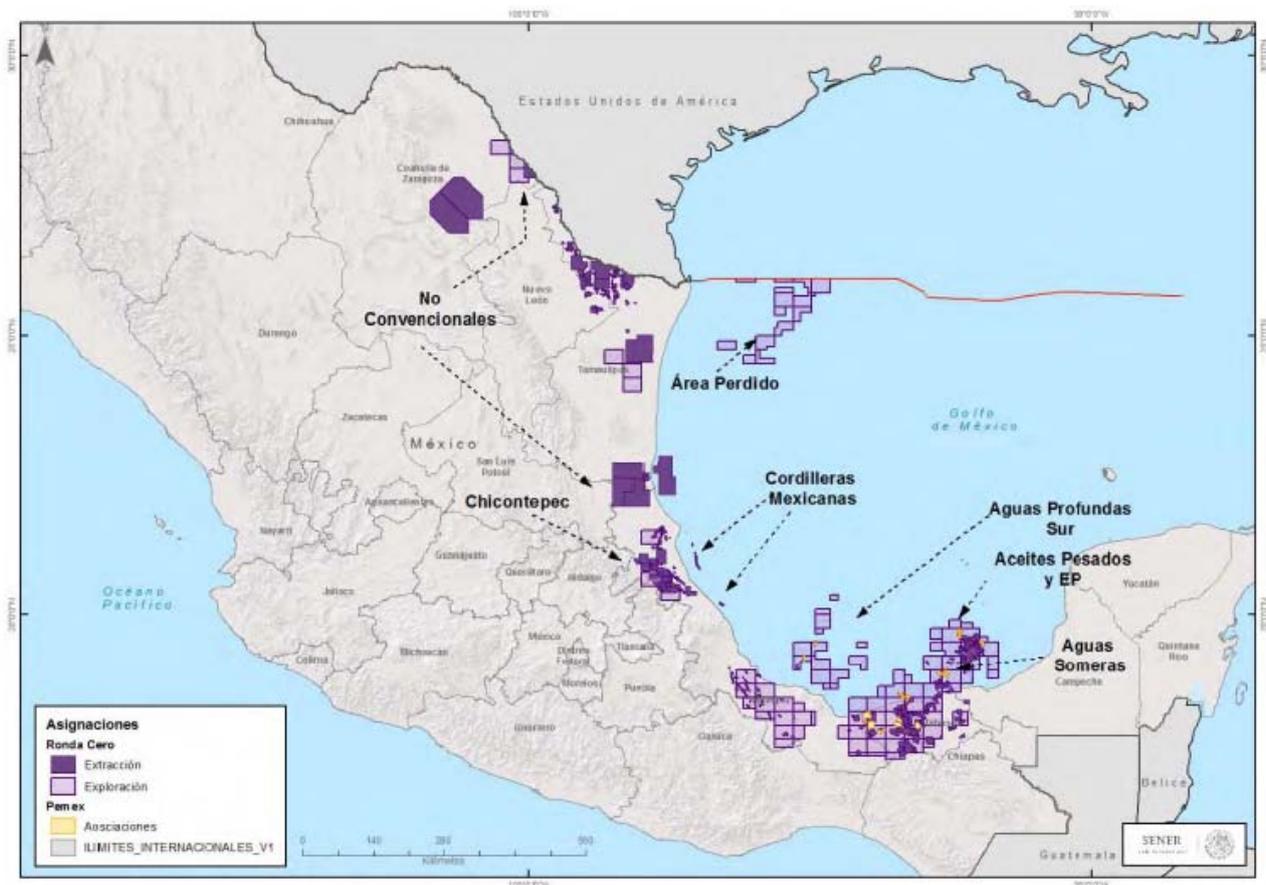
Ronda Cero

El proceso para asignar (ver punto 3.4) a PEMEX los recursos necesarios para mantener una base de exploración y producción fue denominado Ronda Cero. SENER con la asistencia técnica de CNH, fue la encargada de adjudicar a PEMEX las asignaciones en aquellos campos y áreas en las que la empresa productiva demostrara contar con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución, para operar de manera eficiente y competitiva. Además de lo anterior el proceso de asignación tuvo dos objetivos, el primero dotar a PEMEX de los recursos necesarios para mantener sus niveles de producción y restitución de reservas y segundo, permitir a PEMEX celebrar alianzas y asociaciones (*farm-outs*) que incrementen su capacidad técnica y financiera.

A través de este proceso se concedieron a PEMEX 489 asignaciones, de las cuales 108 le permiten realizar actividades de exploración, 286 de extracción y 95 que corresponden a campos en producción asignados por un periodo de dos años o hasta que el Estado las licite (SENER, 2016).

La Figura 47 nos ofrece la ubicación de las asignaciones otorgadas a Petroleos Mexicanos donde la destaca que una parte importante de estas se encuentran localizadas en *aguas someras* en las que a nivel mundial PEMEX se consolida como uno de los productores de crudo. Con estas asignaciones la empresa productiva del estado cuenta con cuenta con 83% de las reservas 2P y 21% del recurso prospectivo del país (ver Cuadro 15)

Figura 48 Asignaciones otorgadas a PEMEX durante la Ronda Cero



Fuente: SENER (2016).

Cuadro 15 Recursos asignados a PEMEX durante la Ronda Cero

Recurso	Volumen Otorgado (MMbpce)	Otorgado/Solicitado (%)	Superficie (Km ²)
Reservas 2P	20,589	100	17,010
Recurso Prospectivo	23,447	68	72,897
Convencional	18,222	71	64,489
No Convencional	5,225	59	8,408
Total	44,036	-	89,907

Fuente: SENER (2016).

La cantidad de recursos no convencionales asignados a PEMEX es aproximadamente la mitad de lo que solicitó (59%), sin embargo y como vimos en páginas anteriores la situación actual de Petróleos Mexicanos sugiere fuertes limitaciones tanto técnicas como financieras para afrontar este tipo de proyectos. Muy posiblemente estas asignaciones migraran a contratos que permitan a PEMEX asociarse con otra compañía (farm-outs) a fin de favorecer el desarrollo de este tipo de proyectos.

Ronda Uno

A través del proceso licitatorio denominado Ronda Uno es que las empresas de capital privado pueden concursar para ganar contratos de exploración y producción de hidrocarburos en territorio nacional mexicano.

A lo largo de la Ronda Uno se licitarán un total de 169 bloques: 109 de exploración y 60 de producción (SENER, 2016). Las expectativas de inversión ascienden a 44 mil millones de dólares por los procesos de la migración de contratos y 33 mil millones por los bonos de participación en las asociaciones estratégicas con otras petroleras (Pineda, 2015).

En la primera fase de la Ronda 1 se ofertaron catorce bloques, ubicados en aguas someras del litoral del Golfo de México en frente de los estados Veracruz, Tabasco y Campeche. 39 empresas adquirieron el paquete de información y de ellas 25 fueron precalificadas, sin embargo solo se recibieron ofertas económicas en seis de las cuales dos tuvieron éxito al asignar en ellas un contrato. Rinckenbach (2015) señala tres posibles razones para explicar los pobres resultados de esta fase. i) falta de potencial petrolero en los bloques ofertados, ii) el modelo contractual de producción compartida y las condiciones de garantía y iii) mínimos solicitados sobre variables de asignación y el mecanismo de ajuste estipulados por la SHCP.

Vielma (2015-a) concuerda en que el potencial petrolero en los bloques ofertados fue uno de los factores clave para que los resultados de la primera fase de la Ronda Uno fueron tan bajos.

Como sostén de su afirmación Vielma se remite a la información pública dada a conocer por la CNH. En ella se mostraba que la probabilidad de éxito geológico variaba considerablemente desde un 69% en el mejor de los bloques hasta el 19% en el menos favorable, también la probabilidad de éxito comercial mostraba un amplio espectro, 54% en el mejor de los bloques y 6% en el menos favorable.

Sobre el modelo contractual de producción compartida asignado a los bloques dos y siete, bloques con ganador dentro de la primera fase de la Ronda Uno, Rodríguez (2015) nos muestra el reparto de la utilidad (renta petrolera) con la ofertada propuesta por la SHCP y el reparto de la misma con las propuestas que resultaron vencedoras. Tomando como referencia dos precios para el barril de petróleo, 50 y 100 dólares, y dos precios para el gas natural, 3 y 6 USD/MMBTU algunas de las conclusiones más interesantes de su análisis son las siguientes.

El umbral para la recuperación costos establecido por la SHCP es de 60% del valor de la producción, sobre este supuesto es que Rodríguez basa su análisis bajo dos criterios distintos. El primero de ellos considera costos ineficientes, en donde las compañías trataran de inflar los costos de producción para alcanzar a recuperar todo el piso establecido (60%). El segundo de los casos establece una situación opuesta, en donde los costos de producción son llevados al mínimo.

El primero de los casos resulta una situación desventajosa para el estado mexicano ya que el *government take*²⁰ disminuye y el take de las compañías aumenta considerablemente. Si en los dos bloques asignados la recuperación de costos asciende al total del piso (60%) el porcentaje de la renta para el estado mexicano varía entre el 31.9% y el 25.8% de la utilidad para el caso de crudo. El reparto de la utilidad en el caso del gas natural puede ir desde el 29.5% hasta el 22.4%. En contraste con lo anterior en el caso de costos eficientes el *government take* aumenta considerablemente, en favor del estado mexicano, el cual puede variar entre 60 y 63% para el caso del bloque dos y entre 72 y 74% en el bloque siete.

Con los argumentos expuestos queda demostrado que la recuperación de costos es una de las variables de mayor importancia para determinar el reparto de la utilidad, por lo tanto será uno de los rubros en el que los organismos reguladores deberán prestar mayor atención. Cabe la posibilidad de esperar la captura de los reguladores si estos no están lo suficientemente capacitados para ejercer sus funciones en claro detrimento del estado mexicano.

En relación con el punto anterior una de las barreras que limitan el desarrollo del sector energético mexicano es la corrupción en uno y otro sentido, tanto por parte del gobierno y de las empresas. Los principales instrumentos de la reforma para combatirla son la transparencia y el acceso público a información relativa a las licitaciones (Bazán *et al*, 2014). Sin embargo se requieren mayores esfuerzos para combatir esta práctica, tan arraigada no solo dentro del sector sino en todo el país.

En la segunda convocatoria de la Ronda Uno se licitaron cinco contratos bajo la modalidad de producción compartida, ubicados en nueve campos ubicados en aguas someras del Golfo de México dentro de la provincia petrolera Cuencas de Sureste.

De los cinco contratos licitados tres fueron asignados correspondientes a las áreas contractuales 1, 2 y 4, las áreas 3 y 5 no recibieron ofertas. La oferta ganadora en torno a la participación del estado en la utilidad operativa en la área 1 fue 83.75%, en la área 2 70% y en la área 4, 74% (resultados de las rondas, <http://ronda1.gob.mx/>).

²⁰ El *government take* es la parte de la renta petrolera que se adjudica el Estado por el hecho de ser el propietario de los recursos. Es igual a todo lo que recibe el Estado (utilidad operativa, impuestos y regalías) dividido entre el "ingreso disponible" (este último es igual al ingreso por ventas menos costos operativos y de capital).

La última convocatoria con resultados es la número tres donde se licitaron 25 contratos para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia. Esta ha sido la más exitosa de las todas las convocatorias ya que logró asignar el 100% de los campos ofertados (resultados de las rondas, <http://ronda1.gob.mx/>).

La convocatoria cuatro estará destinada a licitar diez áreas localizadas en aguas profundas del golfo de México, dentro de las provincias petroleras *Cinturón Plegado Perdido* y *Cuenca Salina*. Las licitaciones para la exploración de recursos no convencionales dentro de la Ronda Uno se llevaron a cabo en la última fase de la misma, si no se presentan modificaciones en el Plan Quinquenal. En el punto siguiente se aborda con mayor detalle los recursos no convencionales a licitar en cada una de las Rondas así como las cuencas a las que pertenecen y la cantidad de los mismos.

Con lo que hemos visto hasta ahora es posible esbozar un panorama general de que pasará en el sector hidrocarburos en México. A pesar de la reforma energética en un futuro cercano las inversiones y desarrollo masivo de proyectos para la exploraciones y producción de hidrocarburos será muy limitado. En el caso de PEMEX cabe esperar una declinación de su producción como resultado de los recortes presupuestales y carencia de independencia técnica y financiera. Por el lado de las empresas de capital privado están han mantenido una posición conservadora que obedece a un panorama de precios de bajos en donde el riesgo de las inversiones es mucho mayor.

Dotar de mayores concesiones a las empresas para fomentar la búsqueda y exploración de hidrocarburos puede alentar las inversiones, sin embargo también se corre el riesgo de dotar a las compañías con demasiado margen de acción y constituye a todas sus luces un elemento de riesgo para la nación. En este sentido la regulación del sector será de suma importancia para garantizar que las operaciones se lleven a cabo de acuerdo a la legislación vigente. Contar con personal técnico capacitado para velar por los intereses de la nación será uno de los más grandes retos que enfrente el estado mexicano. También el desarrollo de instituciones sólidas se encuentra contenido en este rubro.

Una reflexión interesante del futuro inmediato del sector energético en México es la que nos ofrece Shields (2015) donde espera que las actividades midstream y del downstream sean las que observen mayores inversiones. Lo anterior se debe a que el crecimiento de la demanda interna de energía no se encuentra limitado a la oferta nacional, más con las nuevas disposiciones de la pasada reforma, donde es posible que privados importen energéticos, actividad que antes estaba limitada a las empresas del estado. De lo anterior se deduce que aunque la inversión en exploración y producción en los próximos años insuficiente resulta poco probable un aumento en el precio de los energéticos (gasolina, diesel, gas natural), siempre y cuando se continúe con el desarrollo de la infraestructura para transportarlos.

Sin embargo los riesgos a la seguridad energética bajo los supuestos anteriores se incrementan considerablemente ante los posibles cortes en el suministro de energéticos por parte de los países proveedores. En el caso del gas natural, una de las mayores apuestas del gobierno en turno, habrá que estar muy atentos a la evolución del mercado en Estados Unidos, donde también es posible ver aumentos en la demanda del sector eléctrico, haciendo más escasos los recursos. Una estrategia para prever estas situaciones sería la diversificación de fuentes, aunque de llevar a cabo esta medida sí que veríamos incrementos en el precio del gas natural. En el mediano y largo plazos comenzar a desarrollar los recursos nacionales, tanto convencionales y no convencionales, también resulta una buena estrategia.

4.5 Expectativa de desarrollo shale en México

En primer lugar, la pauta de las acciones a llevar a cabo por el gobierno en turno dentro del sector energético mexicano se expresa a través de la reforma de 2013-2014 que hemos venido revisando en los puntos anterior y 3.4. A rasgos generales lo que se plantea en la reforma es un aumento en la producción de gas y petróleo. En el futuro para el caso del gas natural, el 40% de la nueva producción provendrá de las empresas que lleguen con la apertura del sector, el resto seguirá siendo responsabilidad de PEMEX (Karol, 2015). Las acciones establecidas en esta reforma han sido las adecuadas para fomentar una mayor competencia en cada uno de los eslabones de la cadena del valor dentro del mercado energético nacional, terminando así con el monopolio que ejercían PEMEX y CFE.

En esta reforma se establece un modelo energético basado en la competencia y las fuerzas de la oferta y la demanda. Sin embargo a pesar de la creación de mercados competitivos y la regulación como medio de corrección de sus fallos, estos son mecanismos que satisfacen las necesidades del modelo en sí mismo, por otro lado los beneficios a los usuarios finales son vistos como resultados de estos mecanismos y no como un fin *per se*. De tal manera temas como la redistribución del ingreso, apropiación de la renta petrolera y mejora en la calidad de vida de los mexicanos, a través de bajos precios de los energéticos, pasan a formar parte de un diálogo secundario.

En el caso específico de los hidrocarburos de lutita también se espera que estos se desarrollen en nuestro país, a pesar de que las expectativas han ido bajando cada vez más (ver punto 3.5). Como método para analizar una posible expansión en la producción de gas y aceite no convencional en México tomaremos como referencia los factores mencionados en el Capítulo 2, los cuales dotaron de las condiciones necesarias para la revolución energética de Estados Unidos.

Bajo el supuesto de que la replica de circunstancias pueden traer como resultado, al menos en la expectativa, las condiciones para un desarrollo masivo de proyectos no convencionales en nuestro país se analizan cada uno de los puntos dentro de estos factores y se comparan con el estado actual y su prospectiva en México. Sin embargo este no es el único enfoque para evaluar el potencial futuro de los proyectos no convencionales, Lozano (2015) propone un marco de análisis un tanto distinto bajo la premisa de que para el desarrollo de gas shale y tight oil no existe una ruta única sino varias y que la ausencia de ciertos factores no impide por completo el desarrollo de este tipo de proyectos.

Postura del gobierno

La postura del gobierno o Gobernanza²¹ será uno de los factores clave para el desarrollo de proyectos no convencionales en México. Como recordamos del punto 2.1 la actividad del gobierno de EU no se limitó a la desregulación de precios ni dejó en manos del mercado el desarrollo del sector, una componente muy importante del factor gubernamental fue el estímulo al desarrollo de la tecnología necesaria para extraer los hidrocarburos shale y tight. En este sentido y a pesar de que la tecnología ya está disponible el accionar del gobierno mexicano ante el desarrollo tecnológico en el sector energético parece indiferente y podría ser mucho más activa.

²¹ Alude a los diversos arreglos institucionales de reglas formales e informales que delimitan las interacciones políticas, económicas y sociales entre los diversos actores de injerencia, dentro y fuera del gobierno. Este componente incluye la alineación económica entre los dueños y los productores de los recursos de shale en consideración de la estructura de mercado vigente, la efectividad regulatoria, y la colaboración con actores de injerencia (Lozano, 2015)

El éxito del sector en conjunto, y en especial en los proyectos no convencionales depende en gran medida del desarrollo de tecnología y su aplicación específica en los distintos plays (ver punto 2.2). Como vimos en el Capítulo 3 los plays mexicanos son estructuralmente distintos a los plays en Estados Unidos. El argumento de Barragán (2015) concuerda en que el éxito de los proyectos dentro del sector energético dependerá en gran medida de la evolución en I&D, por lo tanto es imposible en una postura conservadora o reactiva ante la misma.

En el punto anterior vemos que la apuesta del gobierno para saltar esta brecha tecnológica es la reforma energética, sin embargo y ante el entorno de precios deprimidos no será inmediato el despliegue de la tecnología necesaria para desarrollar los recursos de nuestro país. Aunque la reforma fuera un éxito por el lado del aprovechamiento de la tecnología ya desarrollada con esta situación continuaremos con un modelo de desarrollo dependiente de las innovaciones del exterior y limitados a la explotación de materias primas.

Por otro lado el tema de la regulación tanto en México como en Estados Unidos ha ido ganando terreno, sobre todo en lo relativo a los proyectos no convencionales shale y tight, y actualmente es uno de los temas que más atención prestan las compañías. La regulación es vista por el sector como un elemento de riesgo, en parte debido al exceso de la misma en temas como el ambiental (ver punto 4.3) y en parte por la falta de fortaleza de las instituciones reguladoras en el caso de México, CNH CRE y ASEA.

En México los organismos antes mencionados se encuentran trabajando en la publicación de las normas para los procesos de exploración, perforación de pozos, caracterización y explotación de yacimientos así como el diseño de instalaciones de producción. También se están delineando las regulaciones que normarán los procesos de seguridad y protección ambiental y que se encuentran a lo largo de toda la cadena de valor de la exploración y producción (Vielma, 2015-b).

Uno de los temas más avanzados (al menos en el papel) en el tema de la regulación, que podría favorecer el desarrollo de proyectos shale en México, es el del transporte y distribución de gas natural. El Cenagas es el encargado de vigilar la operación de la infraestructura de ductos para que este se realice en estricto apego a las obligaciones de acceso abierto, sin que se afecte en modo alguno la titularidad de los contratos de reserva de capacidad, como recordamos del Capítulo 2 el acceso a la infraestructura de transporte fue un suma importante para el boom de hidrocarburos no convencionales (Karol, 2015).

Condiciones del mercado mexicano

El estado de la propiedad de los hidrocarburos en México es diferente al de Estados Unidos. En México el Estado posee la propiedad de los recursos gas y petróleo (en el subsuelo) a pesar de que las propiedades superficiales pertenezcan a particulares. En nuestro país existe un fuerte sentimiento de posesión con relación a la propiedad de la tierra resultado de los conflictos históricos que han moldeado la historia nacional.

Este sentimiento, a pesar de que en la legislación se da prioridad a las actividades del sector energético, constituye uno de los obstáculos más importantes a superar para el desarrollo de proyectos no convencionales. Las grandes extensiones de terreno que son necesarias para explotar plays de grandes extensiones como los shale (ver Capítulo 1) deberán pasar por un largo proceso que será muy diferente al ocurrido en Estados Unidos. Una visión interesante con respecto a lo anterior puede consultarse en Pineda y Zenteno (2015-a).

Muy relacionado con el punto anterior se encuentra el riesgo de la aceptación social, cada vez más la sociedad ejerce su capacidad para influir en temas de muy diversa índole y el sector energético no es la excepción. Los impactos ambientales por las operaciones shale son cada vez más conocidos entre la población por lo que la aceptación de este tipo de proyectos se vuelve más compleja. En territorio nacional la Alianza *Mexicana Contra el Fracking* se presenta como un grupo de activistas que buscan una prohibición de la práctica de manera similar a los casos de Francia y New York por mencionar algunos.

La presencia de muchas compañías, tanto de exploración y producción así como de servicios, es otro de los puntos esenciales que detonaron el boom de hidrocarburos no convencionales. En México en el momento de plantear la última reforma y ante los precios que se vivían se tenía contemplado que la penetración de empresas en el mercado mexicano fuera más acelerado que hasta el ahora visto (ver punto 4.4). El caso de las empresas de servicios esta más desarrollado ya que desde hace tiempo a PEMEX se le permitía contratarlas (ver punto 3.4). Sin embargo también en este rubro es de esperar que para un desarrollo masivo de lo hidrocarburos no convencionales en México la presencia de *service firms* fuera mucho mayor.

Otros temas que limitan aún más el desarrollo de proyectos no convencionales son la inseguridad pública por un lado (Bazán *et al*, 2014) y la roba de combustibles a gasoductos y poliductos por otro (Shields, 2015).

La inseguridad pública, uno de los temas más preocupantes en México, también tiene graves consecuencias dentro del sector energético. La incertidumbre de las inversiones ante esta situación se vuelve mayor con el riesgo que corren las instalaciones y el personal operativo ante grupos delictivos. En el caso del robo a los oleoductos y gasoductos de Pemex la pérdida representa unos 30 mil millones de pesos anuales (2 mil millones de dólares) y sólo en 2013, la empresa tuvo que atender más de tres mil tomas clandestinas (Shields, 2015).

Lozano (2015) argumenta que para observar un desarrollo de la industria no convencional en México, además de superar las barreras técnicas y económicas, se deberá lidiar con los costos adicionales ocasionados por el crimen organizado que opera en norte del país.

Por el lado de la infraestructura de ductos, una de las actividades más intensivas en capital, su desarrollo sigue siendo limitado. Los aumentos en su longitud y capacidad han sido marginales (ver punto 3.3.2), por lo tanto una estrategia para conectar los puntos de producción con los centros de consumo es de vital importancia para el desarrollo de proyectos shale y tight. También en este sentido se han implementado medidas para incrementar la participación de más actores que puedan aumentar la longitud de los ductos. A pesar que esto se permite desde 1995, con la liberación de las actividades midstream y downstream de gas natural, no ha tenido los resultados necesarios y habrá que tomar nuevas medidas para alentar la inversión en gasoductos.

El papel que CFE ha ejercido en el desarrollo de infraestructura de gasoductos (ver punto 3.3.2) será aún mayor con los planteamientos de la reforma energética. Se espere que la CFE incremente sus actividades de compra, venta y transporte de gas natural, para lo cual en coordinación con el marco de la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural 2013, el Estado mexicano promueve la construcción de nuevos proyectos para ampliar el Sistema Nacional de Gasoductos (Pineda, 2015).

Este arreglo es el mismo que se ha venido aplicando desde antes de la reforma energética, sigue las reglas de contratación pública del modelo anterior, mismas que tuvieron resultados exitosos en el sexenio pasado. De tal manera CFE y PEMEX ofrecen la calificación soberana del gobierno mexicano como garantía para los contratos de largo plazo que permiten certidumbre en la construcción de los nuevos ductos (Shields, 2015).

Precios

Por último, el precio, principal factor que detonó el desarrollo de proyectos shale en Estados Unidos fue, como hemos dicho, una coyuntura de más de diez años de precios altos la que permitió incrementar la producción de gas natural en formaciones de elevada complejidad y altos costos de producción.

La condición para este suceso fue la desregulación de precios, en este sentido el precio del gas natural en México esta indexado al precio en Henry Hub de tal suerte se cumple con el criterio de fijación de precio a través del mercado. A pesar de ello y como vimos en el punto 4.2 la expectativa de precios en el Hub de Louisiana permanecerá a la baja, por lo cual no es posible pensar en un repunte de precios que favorezcan las inversiones en proyectos con alto riesgo geológico más aún si estás tienen que empezar desde cero, que como vimos en el punto 2.7 (ver Cuadro 9) hace que aumenten los precios de equilibrio.

Además de la expectativa de precios bajos, el régimen fiscal que se aplicará en México para el desarrollo de proyectos no convencionales no es claro (Vielma, 2015-b). Una discusión interesante al respecto de la asignación de recursos shale a particulares es realizada por Rinkenbach (2013, 2014 y 2015-a) .

Desde el principio Rinkenbach reconoce las diferencias técnico-económicas de los yacimientos no convencionales y sobre esta base hace una crítica hacia los esquemas fiscales y contractuales basados en modelos de campos convencionales los cuales menciona no pueden ser aplicados indiscriminadamente a proyectos shale. Rinkenbach rápidamente liquida la controversia que surge en cuanto a la elección de un modelo contractual de utilidad/producción compartida o licencia para este tipo de recursos. Afirma que el modelo de contrato es es un *elemento necesario más no suficiente* para garantizar el desarrollo de un proyecto de exploración y producción no convencional. Teniendo en cuenta lo anterior da una mayor importancia al régimen fiscal al que estarán sujetas las actividades y como uno de los factores a tomar en cuenta para el desarrollo de estos proyectos en México propone la generación de un modelo fiscal suficientemente flexible.

El autor reduce el problema y limita dos posibles escenarios de solución, en el primero el *government take* del estado es bajo lo que según Rinkenbach permite el desarrollo de los yacimientos no convencionales, el segundo escenario es un *government take* alto pero con un desarrollo de inversiones más limitado.

Con un *government take* bajo la modalidad contractual más conveniente sería una Licencia. La principal diferencia económica entre una licencia y un contrato de utilidad/producción compartida es que la licencia por diseño original permite la *consolidación fiscal*²², que incentiva mayor actividad en áreas con alto riesgo geológico o requerimientos exploratorios. Un régimen fiscal que minimice la consolidación fiscal hace económicamente indiferente una licencia de un contrato de producción/ganancia compartida.

²² La consolidación fiscal en México es un régimen opcional para los grupos de empresas que cumplen ciertos requisitos establecidos en la Ley del Impuesto sobre la Renta (LISR) el cual otorga margen de maniobra para las planeaciones fiscales.

Con lo anterior en mente habrá que esperar las siguientes convocatorias de las rondas, como se vera a continuación, para saber cual es la solución que SENER, en conjunto con CNH, encuentran al problema de asignar proyectos con casi nula posibilidad de generar ganancias. En un país en el que las condiciones necesarias para el pleno desarrollo de estos proyectos se encuentran muy limitadas como hemos visto a lo largo de las páginas anteriores.

Plan Quinquenal

El contexto general del sector hidrocarburos esbozado en 4.4 y el contexto particular para el caso de los hidrocarburos no convencionales en México nos sirven para contextualizar el entorno al que se enfrentan las compañías para desarrollar este tipo de proyectos. Sobre esta base de condiciones es que se encuentra el Plan Quinquenal de Licitaciones, del cual hemos visto ya algunas cosas en el punto anterior.

A pesar de que todavía no hay información sobre el tipo de contrato, mediante el cual se licitaran las áreas para la exploración de hidrocarburos shale y tight, ni tampoco sobre el régimen fiscal a las que estarán sujetas estas áreas, existe un plan para llevar a cabo estas licitaciones. Como se ve en el Cuadro 16 durante las cuatro rondas de licitación, además de los recursos previamente asignados a PEMEX (ver Cuadro 15), se tiene contemplado ofertar 24 áreas con un recurso prospectivo ligeramente superior a los 25 mil MMbpce.

Con una extensión de aproximadamente 35 mil Km² estas áreas se encuentran distribuidas entre los estados de Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Veracruz, Hidalgo y Puebla.

Como vimos a lo largo del Capítulo 3 la provincia con los mayores recursos prospectivos es Tampico-Misantla (ver Cuadro 12) por tanto resulta lógico ofertar un mayor número de áreas en esta provincia. Por otro lado Burgos, a pesar de tener más recursos prospectivos en comparación con la provincia Burro-Picachos, ofertará una mayor cantidad de estas áreas.

Cuadro 16 Plan Quinquenal 2015-2019 Exploración no Convencionales

	Areas de Licitación	Recurso Prospectivo (MMbpce)	Superficie (Km²)
Burgos	5	6,623.1	14,833.7
Burro-Picachos	2	500.5	1,023.9
Tampico-Misantla	17	18,152.4	18,972.5
Total	24	25,276	34,830.1

Fuente: SENER (2016).

Para ver la ubicación geográfica de las áreas no convencionales a licitar durante las cuatro Rondas se ofrece el Anexo IV, donde también se encontraran las áreas correspondientes a cada una de las provincias petroleras mencionadas.

Como hemos visto a lo largo de la Ronda Uno se han llevado a cabo tres convocatorias con resultados, la cuarta esta destinada a concursar proyectos en aguas profundas y en fechas próximas se llevará a cabo el proceso de apertura de las propuestas económicas.

Por lo tanto es de esperar que la quinta y última convocatoria de la la primera ronda de licitaciones este destinada a ofertar las áreas correspondientes a recursos no convencionales. La Ronda Uno tendrá la misión de licitar seis áreas, con una extensión de siete mil Km² y recursos prospectivos por 7354.3 MMbpce de acuerdo con el Plan Quinquenal de Licitaciones 2015-2019 (ver Cuadro 17).

Esta propuesta puede considerarse como ambiciosa dada la situación que enfrentan los productores en Estados Unidos, se hace esta referencia ya que muy difícilmente se verán empresas nacionales concursando para este tipo de proyectos. Durante esta quinta convocatoria se estarán licitando el 29% de los recursos no convencionales contemplados dentro del plan de licitaciones y como se dijo aún no se tiene conocimiento del tipo de contrato del que se echará mano para desarrollar estos proyectos.

En la Ronda Dos aumenta la cantidad de recursos no convencionales a licitar, aunque solo de manera marginal, hasta alcanzar el 30% de estos. Se licitarán áreas en todas las provincias, a diferencia de la licitación anterior donde solamente se ofrecen áreas en Burgos y Tampico-Misantla.

Cuadro 17 Plan Quinquenal 2015-2019 Exploración no Convencionales A)

	Areas de Licitación	Recurso Prospectivo (MMbpce)	Superficie (Km²)
Ronda Uno	6	7354.3	7004
Burgos	1	136.8	427.5
Burro-Picachos	-	-	-
Tampico-Misantla	5	7,217.5	6,576.5
Ronda Dos	7	7,604.4	10,871.1
Burgos	2	3,069.9	6,332.5
Burro-Picachos	1	460.3	811.9
Tampico-Misantla	4	4,074.2	3,726.7
Ronda Tres	4	6822.1	11246.1
Burgos	1	3,161.8	7,603.1
Burro-Picachos	-	-	-
Tampico-Misantla	3	3,660.3	3,643
Ronda Cuatro	7	3,495.3	5,709
Burgos	1	254.6	470.7
Burro-Picachos	1	40.2	212.0
Tampico-Misantla	5	3,200.5	5,026.3
Total	24	25,276	34,830

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER (2016).

La Ronda Tres, al igual que las anteriores, también ofrece grandes cantidades de recursos no convencionales (27% del total). En esta convocatoria nuevamente se vuelven a restringir las áreas en la provincia de Burro-Picachos. Por último en la Ronda Cuatro, la cantidad de recursos ofertados será mucho menor que en las anteriores y equivaldrá únicamente al 14% del total de los recursos prospectivos no convencionales contemplamos en el Plan Quinquenal 2015-2019.

Como ya se dijo aún se desconoce el tipo de contrato para desarrollar estas áreas sin embargo muy posiblemente sea una licencia con amplias facilidades para los operadores pero a pesar de estas concesiones el interés por invertir en estas formaciones será muy limitado y más de una de las áreas no contará con propuestas quedando desiertas.

Con todo lo anteriormente mencionado esperar un desarrollo de proyectos no convencionales en el corto plazo resulta casi imposible de pensar, la evolución de la industria shale y tight en nuestro país será más bien lenta. En primer lugar se observará un desarrollo de la infraestructura necesaria para continuar importando gas natural de los Estados Unidos.

Sobre este punto habrá que tener mucho cuidado y estar al pendiente del desarrollo del mercado en el vecino del norte. También en este país cabe esperar incrementos en la demanda de gas, sobre todo el sector eléctrico, lo que traería como consecuencia un aumento en el precio del gas si la oferta no acompaña a la demanda. Ante esta situación, también en nuestro país veríamos aumentos en el precio del gas o restricciones para seguir importándolo.

Una vez que la infraestructura de ductos alcance un mayor desarrollo, que seguirá siendo financiado por el Estado a través de CFE, y una vez que las compañías de servicios se encuentren más adaptadas a las condiciones y geología del país, es que el desarrollo de proyectos no convencionales comenzará a florecer en territorio nacional. La situación anterior tendrá que coincidir necesariamente con una declinación natural en las principales cuencas de Estados Unidos, de tal suerte se observará una migración de la industria desde Estados Unidos hacia México, esto último ocurrirá en el mediano plazo.

En un escenario de largo plazo, en donde cada vez más factores pueden intervenir y cambiar radicalmente las perspectivas, cabe esperar dos posibles situaciones. En la primera de ellas la escasez de gas natural en Estados Unidos, como resultado del agotamiento natural de los recursos, hará intensiva la búsqueda y producción de hidrocarburos no convencionales en México, para ese entonces las condiciones en el sector energético mexicano habrán mejorado lo suficiente para ofrecer un soporte a las operaciones en formaciones shale y tight, solo entonces bajo estos es que veremos aumentar la producción de gas y petróleo en este tipo de rocas.

Un segundo escenario es menos optimista, al menos para las compañías dedicadas a la extracciones de hidrocarburos. Ante la penetración masiva de tecnologías renovables para la generación de electricidad en México, la demanda de gas natural se verá severamente limitada por lo cual es menos probable un desarrollo masivo de la industria shale y tight. A pesar de que este escenario pudiera parecer poco probable, los recursos fósiles son cada vez más escasos y costosos de extraer, esta situación puede traer como resultado las condiciones necesarias para un boom de energías renovables. A sabiendas estos planteamientos habrá que seguir de cerca los acontecimientos que intervengan, directa o indirectamente, para la continuidad de las operaciones en Estados Unidos y para un comienzo de la industria shale y tight en nuestro país.

Conclusiones

El aumento en la producción de gas y petróleo a partir de formaciones no convencionales shale y tight ocurrido en Estado Unidos es uno de los fenómenos más interesantes observados en el sector energético a nivel mundial. Como se dijo al principio el objetivo de la presente tesis es esclarecer, de una vez por todas, las cuestiones más relevantes en torno al desarrollo y continuidad de proyectos no convencionales, tomando como marco de análisis la coyuntura de precios de bajos vigente.

Los hidrocarburos contenidos en rocas de ultrajaba porosidad y permeabilidad son por definición recursos no convencionales. Además las características geológicas de almacenamiento también dotan de gran singularidad a este tipo de formaciones. Sin embargo, los aspectos tecnológico y económico también son fundamentales para definir a los recursos no convencionales. De tal manera cada una de las dimensiones mencionadas aportan desde su perspectiva elementos para definir a los hidrocarburos que hasta hace algunos años se pensaba era imposible extraer.

Por comodidad y para facilitar el estudio de estas formaciones hemos adoptado una clasificación en la que para referirnos a la extracción de gas utilizamos de forma generalizada el término shale, por otro lado el término tight se relaciona con la extracción de crudo. A pesar de lo anterior es posible encontrar ambos tipos de hidrocarburos, gas y petróleo, en una y otra formación por igual.

En ambos tipos de formaciones el incremento en la producción de hidrocarburos observado en la última década ha merecido el calificativo de *revolución energética*. En el caso de la producción de gas en formaciones shale, en la que hemos dedicado mayores esfuerzos, esta ha aumentado de manera tal que en 2015 representa más de la mitad de la producción total de este energético en Estados Unidos. A pesar de que la producción de gas no convencional comenzó en Barnett y se extendió a cuencas cercanas como Haynesville e Eagle Ford actualmente la mayores incrementos en la producción de este energético se observan en cuencas como Marcellus y Utica.

Descifrar el entramado de condiciones que han permitido el aumento en la producción de gas y petróleo en Estados Unidos nos ha llevado a encontrar tres factores fundamentales, lo cuales han tenido un papel crucial. El primero de ellos es el rol del gobierno y las empresas privadas, en un proceso con idas y vueltas, en donde la estafeta para dirigir los esfuerzos encaminados a hacer de la explotación de gas y petróleo no convencional una realidad, ha pasado por ambos actores en más de una ocasión.

Otro de los factores esenciales es el desarrollo tecnológico, sin el cual sería imposible pensar en los volúmenes de producción observados actualmente. Las mejoras en la tecnología están estrechamente relacionadas con el proceso cíclico en que el rol del gobierno y las empresas privadas toma lugar. Muchos de los desarrollos tecnológicos fueron en un principio iniciativas del gobierno para afrontar situaciones desventajosas como el embargo petrolero de los países que hoy conforman a la OPEC. Posteriormente empresas de capital privado tomaron el desarrollo tecnológico en sus manos lo afinaron y ajustaron a los requerimientos específicos en sus respectivos sitios de trabajo, esto queda claramente demostrado con caso de George Mitchell en la cuenca de Barnett.

El tercero de los factores explicativos de la revolución energética en EU se relaciona con la estructura de mercado que tiene lugar dentro de las fronteras de este país.

En primer lugar el estado de la propiedad del subsuelo permite que las compañías puedan negociar directamente con los dueños de los predios, también un sector de servicios bastante desarrollado hace que las compañías puedan adquirir estos servicios con bajo costo. Por último, contar con la infraestructura necesaria para transportar los hidrocarburos a los centros de consumo resulta sumamente ventajoso, en el caso del gas natural la red de ductos en Estados Unidos está bastante bien desarrollada.

Uno de los aspectos fundamentales dentro de la estructura de mercado es el precio, variable fundamental para explicar el boom de gas y petróleo no convencional. Los estímulos otorgados por el gobierno federal de Estados Unidos además de la desregulación de precios fueron dos situaciones que condujeron a un aumento paulatino de los precios de gas natural, en consecuencia las inversiones para producir hidrocarburos en zonas más riesgosas como las shale y las tight aumentaron considerablemente y gracias a la tecnología disponible los operadores fueron capaces de generar dividendos. Posteriormente y a partir de 1996 hasta 2008 los precios fueron incrementándose hasta alcanzar 7.97 USD/MMBTU en este último año. Es en este periodo donde se generaron las características necesarias para un aumento generalizado en la producción de gas natural a partir de formaciones shale.

Los beneficios de la revolución shale y tight observados en Estados Unidos generaron la expectativa de poder replicar el fenómeno en otras latitudes. Tal es el caso de México que ante el rápido desarrollo de la industria no convencional en el vecino del norte vio la posibilidad de incursionar también en el desarrollo de proyectos de este tipo. Bajo la premisa de que en territorio nacional existen grandes cantidades de hidrocarburos alojados en formaciones shale y tight se decidió comenzar a evaluar formalmente estas cantidades. Los resultados fueron mucho más conservadores que las estimaciones de agencias como EIA. Por el lado de la producción se construyeron algunos pozos con resultados interesantes pero muy limitados dado el número de pozos perforados, que es muy pequeño en comparación con la cantidad necesaria para extraer los hidrocarburos de estas formaciones.

A pesar de limitados resultados en la exploración y producción y ante la situación de un mercado de gas natural cada vez más deficitario el entusiasmo por los hidrocarburos shale fue creciendo cada vez, sobre todo en los últimos años del sexenio de Calderón. Este entusiasmo se manifestó en los ejercicios de planeación del sector, donde se esperaba una importante contribución del gas shale a la producción total de gas natural.

El año 2014 sin embargo marcó un punto de inflexión en los mercados energéticos a nivel mundial. A partir de mediados de este año un desplome en los precios de crudo y gas natural, situación que ha prevalecido durante todo el 2015, ha llevado por un lado a cuestionar la viabilidad económica de los proyectos no convencionales en Estados Unidos y por otro a limitar las expectativas de desarrollo en países como México.

La revolución shale y tight no ha sido un fenómeno inocuo y ha tenido un efecto sobre todo el sector energético no solo a nivel regional con el gas natural sino también a nivel mundial a través del petróleo. De tal manera la rápida caída de precios se explica, en parte, por el aumento de la producción de gas y petróleo en Estados Unidos, así como un aumento en la demanda más moderado en aquel país. Aunado a lo anterior, la desaceleración económica de Europa y Asia hace imposible mantener los niveles de consumo de estas regiones. Por último los mayores productores de petróleo a nivel mundial desean conservar su participación en el mercado lo que los ha llevado a aumentar su producción.

Los elementos mencionados son los principales detonadores de la baja precios y esta a su vez ha influido en el desarrollo de los proyectos no convencionales de Estados Unidos y ha limitado las expectativas de desarrollo fuera de las fronteras de este país.

En México la reforma energética de 2013-2014 se llevó a cabo en un momento donde la baja de precios aún no se manifestaba. La confianza en el desarrollo de mercados competitivos como medio para solucionar las deficiencias del sector energético mexicano han marcado la pauta de las reformas durante los primeros meses del sexenio de Peña. En el caso de los hidrocarburos la pasada reforma ha terminado con el monopolio mantenido por PEMEX desde la expropiación petrolera de 1938. Sin embargo es difícil ver resultados inmediatos más aún ante la persistencia de precios bajos que limiten las inversiones.

A pesar de los cuestionamientos acerca de la continuidad de operaciones en en formaciones shale y tight durante 2015 muchas compañías han podido sobrevivir al difícil entorno. Una componente importante de esta continuidad es la participación del sector financiero dispuesto a proporcionar el capital necesario para mantener las operaciones. También las mejoras tecnologías las cuales han permitido producir más con menos juegan un papel fundamental. Una reestructuración de las compañías así como una disminución en los costos de servicios y equipos han hecho posible ajustar a la baja los precios de equilibrio. Con todo esto la producción de gas natural shale ha aumentado sus valores de forma global, no es un aumento como los registrados en años anteriores pero sirve de muestra para confirmar la resistencia de los operadores ante la baja de precios.

Ante estos argumentos es de esperar que en los años siguientes la producción de gas natural en Estados Unidos cambie de una una trayectoria de grande incrementos a una con una producción más estable a lo largo del tiempo. La conclusión anterior se refuerza con el argumento que se refiere al ciclo de las inversiones en proyectos no convencionales, lo cuales son más bajos en capital y más cortos en tiempo, comparados con los proyectos convencionales. Lo anterior hace que cualquier aumento significativo en el precio pueda ser cubierto casi de manera inmediata con nueva producción de petróleo o gas no convencional.

En el caso de México será imposible ver una explosión en la producción de gas y aceite no convencional similar a la ocurrida en Estados Unidos. El desarrollo de la industria shale y tight en nuestro país será mas bien lento, en el corto plazo se verán aumentos significativos en el las importaciones de gas así como un aumento en la infraestructura de ductos para tal actividad. Ante esta situación, de vulnerabilidad, se tendrá que monitorear permanentemente la evolución del mercado de gas en Estados Unidos, todo esto con el fin de vislumbrar posibles aumentos en el precio por un mayor consumo del energético en el vecino del norte.

PEMEX muy difícilmente afrontará en solitario el desafío que significa desarrollar estas formaciones, las asignaciones otorgadas en la Ronda Cero tendrán que migrar a contratos (farmouts) e inclusive, de persistir la situación que enfrenta la empresa, estas asignaciones serán devueltas al Estado. Es en la quinta convocatoria de la Ronda Uno donde veremos ofertar áreas para la exploración de recursos no convencionales. El tipo de contrato propuesto por SENER y CHN será fundamental para alentar a las compañías a invertir en estas formaciones, sin embargo a pesar de los arreglos y concesiones otorgadas el interés por estas áreas será demasiado bajo, de tal suerte muchas de estas quedaran sin propuestas por lo menos en el futuro cercano.

Índice de Figuras

Figura 1 Diagrama de Van Krevelen	5
Figura 2 Yacimientos de gas y petróleo	10
Figura 3 Tipos de pozos horizontales de acuerdo a su curvatura	14
Figura 4 Técnica Plug and Perf	16
Figura 5 Países con mayores reservas probadas de gas natural 2015	17
Figura 6 Evolución de las reservas probadas de gas natural en México	18
Figura 7 Evolución del precio spot de gas natural. Henry Hub, Louisiana	20
Figura 8 Reservas totales y reservas shale en Estados Unidos	21
Figura 9 Distribución de las reservas shale por estado	23
Figura 10 Distribución geográfica de las reservas shale en Estados Unidos.	23
Figura 11 Reservas probadas y producción de gas natural en Canadá	25
Figura 12 Distribución geográfica de los recursos shale gas en Canadá	27
Figura 13 Principales productores de gas natural 2014	28
Figura 14 Producción histórica de los principales productores de gas natural (Bcf/d)	29
Figura 15 Producción total y producción shale en Estados Unidos	31
Figura 16 Distribución de la producción de shale por estado	32
Figura 17 Producción de shale gas en Canadá	33
Figura 18 Gas Wellhead price vs Henry Hub Spot price	44
Figura 19 Influencia de los condensados en los <i>break even prices</i>	47
Figura 20 Perfiles de producción en Haynesville, Marcellus y Barnett	48
Figura 21 Distribución de probabilidad para la producción inicial de Barnett	49
Figura 22 Precios del gas natural a nivel mundial	50
Figura 23 Situación del mercado de gas natural en Estados Unidos	51
Figura 24 Break even prices en diferentes formaciones de Estados Unidos	56
Figura 25 Break even prices alrededor del mundo	57
Figura 26 Clasificación de las reservas y recursos de hidrocarburos a)	58
Figura 27 Clasificación de las reservas y recursos de hidrocarburos b)	60
Figura 28 Ubicación y propiedades de la provincia Sabina-Burro-Picachos	61
Figura 29 Ubicación y propiedades de la provincia Burgos	62
Figura 30 Ubicación y propiedades de la provincia Tampico-Misantla	63
Figura 31 Ubicación y propiedades de la provincia Veracruz	64
Figura 32 Ubicación y propiedades de la provincia Chihuahua	64
Figura 33 Perfiles de producción en pozos shale mexicanos	68
Figura 34 Ubicación de pozos no convencionales en México	69
Figura 35 Situación de mercado de gas natural en México	71
Figura 36 Nuevo modelo del mercado de gas natural en México	76
Figura 37 Producción de gas natural Escenario Inercial 2012-2026 (MMpc/d)	79
Figura 38 Balance de gas natural Escenario Inercial 2012-2026	80
Figura 39 Producción de gas natural Escenario ENE 2012-2026 MMpc/d	81
Figura 40 Balance de gas natural Escenario ENE 2012-2026	81
Figura 41 Escenarios de producción de gas natural shale 2012-2026	82
Figura 42 Número de rigs en las principales cuencas shale de EU	86
Figura 43 Producción diaria en las principales cuencas shale de EU	87
Figura 44 Evolución de los precios de gas natural en Henry Hub a)	88
Figura 45 Evolución de los precios de gas natural en Henry Hub a)	90
Figura 46 Escenarios de producción total y producción shale 2013-2040	92
Figura 47 Plan Quinquenal de Licitaciones 2015-2019	96
Figura 48 Asignaciones otorgadas a PEMEX durante la Ronda Cero	97

Índice de Cuadros

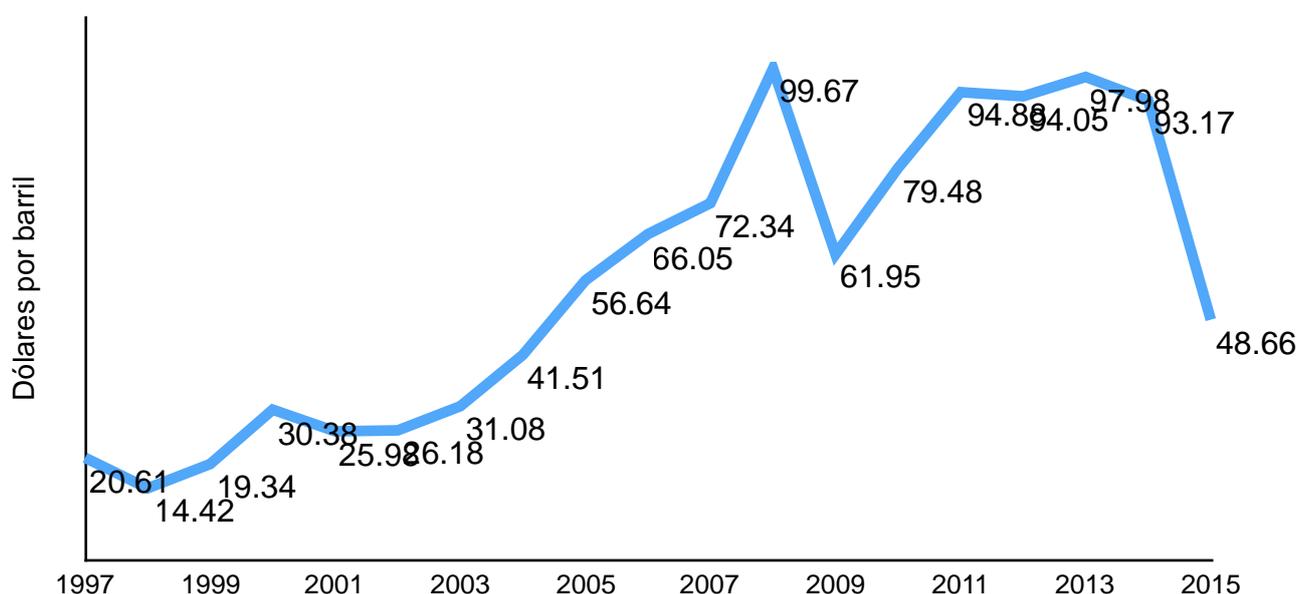
Cuadro 1 Reservas probadas de gas natural en América del Norte	18
Cuadro 2 Cuencas con mayores reservas shale en Estados Unidos 2014	22
Cuadro 3 Recursos de gas en sitio Canadá 2010	25
Cuadro 4 Recursos de gas comercializable Canadá 2010 (Tcf)	26
Cuadro 5 Recursos shale gas Canadá 2010	26
Cuadro 6 Producción de gas natural en América del Norte	30
Cuadro 7 Cuencas productoras shale en Estados Unidos 2014	32
Cuadro 8 Costos de la construcción de un pozo de gas	45
Cuadro 9 Costos de producir shale gas en Estados Unidos (USD/Mcf)	54
Cuadro 10 Break even prices en Estados Unidos (USD/MMBTU)	55
Cuadro 11 Producción inicial y precios de equilibrio en Estados Unidos	56
Cuadro 12 Recursos prospectivos shale y tight en México	65
Cuadro 13 Pozos shale perforados por PEMEX en 2013	68
Cuadro 14 Plan Quinquenal de Licitaciones 2015-2019	96
Cuadro 15 Recursos asignados a PEMEX durante la Ronda Cero	98
Cuadro 16 Plan Quinquenal 2015-2019 Exploración no Convencionales	105
Cuadro 17 Plan Quinquenal 2015-2019 Exploración no Convencionales A)	106

Anexos

Anexo I Reservas y producción tight oil en Estados Unidos

Con respecto a las reservas probadas de petróleo y al igual que en el caso del gas natural, Estados Unidos se ha visto beneficiado de la revolución de hidrocarburos no convencionales. Gracias al petróleo proveniente de formaciones tight las reservas de petróleo en Estados Unidos han aumentado por sexto año consecutivo. Sin embargo la determinación de la cantidad de reservas esta directamente relacionada con el precio al cual se comercializa la mercancía. En el caso del precio spot de petróleo el crudo marcador considerado en Estados Unidos es el *West Texas Intermediate (WTI)* fijado en Cushing, Oklahoma. La Figura I.1 nos muestra la evolución del precio spot de petróleo en donde se observa una disminución de sus valores a partir de 2014 que lo llevó a un precio de 48.66 Dólares por barril durante 2015. Con estas reducciones en el precio se espera una reducción en la cantidad de reservas probadas en los años siguientes.

Figura I.1 Evolución del precio spot de petróleo crudo (WTI). Cushing, Oklahoma



Fuente: Elaboración propia con datos de U.S Energy Information Administration

La cuenca con reservas Tight oil más importante es *Williston* que se extiende por los estados North Dakota, Montana y South Dakota y que contiene a los plays *Bakken* y *Three Forks*, dentro de esta cuenca existen reservas por 5,972 millones de barriles (Mb) de petróleo lo que contribuye con el 44.7% del total de reservas tight.

La cuenca *Western Gulf*, que también contiene gas (ver Cuadros 2 y 7), es la segunda con mayores volúmenes de petróleo tight, se localiza en el estado de Texas y contiene al play *Eagle Ford*. Con reservas probadas de petróleo por 5,172 Mb contribuye con el 38.7% del total de reservas tight.

Con mucho menor tamaño que los anteriores los plays de aceite *Bone spring* y *Wolf camp*, ambos dentro de la cuenca Permian en los estados de Texas y New Mexico, contienen apenas el 5.4% del total de reservas tight lo que equivale a 722 Mb.

Cuadro I.I Cuencas con mayores reservas tight oil en EU 2014

Cuenca	Tight Play	Estado(s)	Reservas Provasdas (Mb)	% del total
Williston	Bakken/Three Forks	ND, MT, SD	5,972	44.7
Western Gulf	Eagle Ford	TX	5,172	38.7
Permian	Bone spring, Wolf camp	NM, TX	722	5.4
Denver-Julesberg	Niobara	CO,KS,NE,WY	512	3.8
Appalachian	Marcellus	PA, WV	232	1.7
Fort Worth	Barnett	TX	47	0.4
Sub total			12657	94.7
Other tight oil			708	5.3
All U.S. tight oil			13365	100.0

Fuente: Modificado de U.S Energy Information Administration (2015).

El play *Niobara* que abarca cuatro estados, Colorado, Kansas, Nebraska y Wyoming, es a su vez parte de la cuenca Denver-Julesberg. En este plays se localizan 512 Mb de petróleo que contribuyen con el 3.8% de las reservas tight oil en Estados Unidos. Por último los plays Marcellus y Barnett que son mayormente productores de gas natural (ver Cuadros 2 y 7) también contienen petróleo aunque en menores cantidades que los plays anteriores. Marcellus y Barnett contribuyen con el 1.7% y 0.4 % a las reservas tight oil respectivamente. Es importante mencionar que aproximadamente el 95% de las reservas no convencionales de aceite tight se encuentran en los plays mencionados.

Por el lado de la producción tight oil el orden de importancia no corresponde con las reservas contenidas en los respectivos plays. De tal manera a pesar de que la cuenca de Williston contiene las mayores reservas probadas en producción es la segunda mayor, debajo de Eagle Ford, con con 387 Mb (36.6%) de aceite no convencional durante 2014. A su vez la producción en Williston durante 2014 fue mucho mayor que la observada el año anterior (270 Mb).

En Eagle Ford, que es el plays con la mayor producción tight oil, también se observaron importantes aumentos al pasar de 351 Mb en 2013 a 497 Mb en 2014 lo que corresponde al 47% del total de la producción en formaciones de este tipo.

La producción en la cuenca Permian durante 2014 destaca por haber sido de más del doble que la del año anterior al pasar de 21 Mb en 2013 a 53 Mb durante 2014. A pesar de este importante aumento la producción en los plays Bone spring y Wolf camp contribuyó únicamente con el 5% de la producción de tight oil. En en play Niobara el aumento de la producción fue mucho mayor que en el caso anterior al pasar de 2 Mb en 2013 a 42 Mb en 2014. Sin embargo su contribución a la producción total de aceite tight es apenas del 4%.

Por último, en los plays Marcellus y Barnett las contribuciones a la producción tight oil son del 1.2% y 0.9% respectivamente. Sin embargo la producción en Marcellus pasó de 7 Mb en 2013 a 13 Mb en 2014 y en el caso de Barnett se mantuvo igual en ambos años 9 Mb.

Cuadro I.II Cuencas productoras de tight oil en EU 2014-1

Cuenca	Tight Play	Estado(s)	Producción (Mb)	% del total
Williston	Bakken/Three Forks	ND, MT, SD	387	36.6
Western Gulf	Eagle Ford	TX	497	47.0
Permian	Bone spring, Wolf camp	NM, TX	53	5.0
Denver-Julesberg	Niobara	CO,KS,NE,WY	42	4.0
Appalachian	Marcellus	PA, WV	13	1.2
Fort Worth	Barnett	TX	9	0.9
Sub total			1001	94.7
Other tight oil			56	5.3
All U.S. tight oil			1057	100.0

Fuente: Modificado de U.S Energy Information Administration (2015).

Lo mas importante de lo anterior es que las reservas tight oil contribuyeron con el 36.7% a las reservas totales, es decir uno de cada tres barriles en el subsuelo de Estados Unidos se encuentra en formaciones no convencionales de este tipo. Por el lado de la producción se observa una situación muy similar ya que la producción tight oil representa el 33% de la producción total.

Anexo II Fluidos de fractura

El fluido de fractura es el medio hidráulico usado para aplicar presión a los estratos de roca con el objetivo de inducir fractura. Los agentes de sostén son transportados, junto con el fluido de fractura hidráulica a las nuevas fracturas creadas, esto con el fin de asegurar que los nuevos “camino” creados se mantengan abiertos para el flujo de los hidrocarburos hacia la boca del pozo. La composición de estos fluidos varía de acuerdo a

Cuadro II.I Función de los aditivos utilizados durante la fractura hidráulica

Aditivo	Función
Proppants	Mantener abiertas las fracturas creadas bajo la presión de las rocas circundantes y permitir que el hidrocarburo ya sea gas o líquido fluya hacia el agujero del pozo.
Inibidores de incrustaciones	Prevenir el depósito de precipitados no solubles tales como carbonatos y sulfatos
Biocidas	Prevención del crecimiento bacteriano, la formación de biopelículas y la formación de sulfuro de hidrógeno por bacterias reductoras de sulfatos
Control de acero	Previene la precipitación de óxido de hierro
Agentes gelificantes	Mejoran el transporte de los agentes de sostén o proppants
Estabilizador de alta temperatura	Previene la descomposición del gel cuando es sometido a altas temperaturas en el horizonte objetivo del pozo
Breakers	Reducción de la viscosidad de los fluidos de fracturación que contienen gel para depositar los agentes de sostén <i>proppants</i> .
Inibidores de corrosión	Protección de los recubrimientos metálicos contra la acción de corrosión
Solventes	Mejorar la solubilidad de los aditivos
Reguladores de PH	Controlar el PH de los fluidos
Crosslinkers	Aumentar la viscosidad a altas temperaturas para mejorar el transporte de los fluidos de sostén
Reductores de fricción	Reducir la fricción de los fluidos de fracturamiento
Ácidos	Penetrar las secciones perforadas del pozo para limpiarlas de cemento y lodo de perforación
Espumas	Soportar el transporte de los agentes de sostén
Supresores de H₂S	Extracción de sulfuro de hidrógeno tóxico para proteger el equipo contra la corrosión
Surfactants	Reducir la tensión superficial de los fluidos
Estabilizadores de arcilla	Reducción de la migración de los minerales de arcilla

la formación, van desde una simple mezcla de agua y arena a mezclas más complejas con una variedad de aditivos químicos que cumplen con diferentes funciones. Estos aditivos son uno de los motivos por los que la fractura hidráulica es fuertemente cuestionada. La migración de estos aditivos durante la fractura hidráulica nunca está completamente determinada ya que depende en gran medida de las propiedades geológicas de cada formación. Fallas en la construcción de los pozos, como un revestimiento insuficiente, pueden provocar fugas cerca de los suministros de agua potable.

Al final del proceso de fractura algunos de los fluidos son completamente removidos del pozo pero una gran cantidad se mantiene bajo tierra. La conciencia también ha alcanzado a los fluidos recuperados después de la perforación hidráulica y que se eliminan como aguas residuales (flowbacks). Estas aguas residuales se almacena en tanques o pozos adyacentes al well pad. Para la disposición final, los operadores deben reciclar los fluidos para su uso en futuros trabajos de fractura o transportarlos a las instalaciones de tratamiento de aguas residuales.

Anexo III Externalidades positivas y negativas de la producción de HS

Inherente al desarrollo de gas natural a partir de formaciones shale surgen, al igual que en toda actividad humana, implicaciones difíciles de cuantificar que varían desde impactos positivos hasta negativos. Estas implicaciones son llamadas externalidades, son impactos generados indirectamente por la industria del gas natural pero que guardan una relación con su actividades. Generalmente estos impactos no se tienen previstos y en ocasiones es difícil establecer una relación directa con las actividades que los generan, por esto su cuantificación es complicada, además muchos impactos poco tienen que ver con valores monetarios.

Como se mencionó las externalidades pueden ser positivas o negativas, en los apartados siguientes se abordan algunas de estas para ambos casos. Se toman como referencia las experiencias ocurridas en Estados Unidos debido al importante desarrollo de gas natural a partir de lutitas ocurrido en este país.

I.I Externalidades positivas

I.I.I Emisión de gases de efecto invernadero

Una de las principales preocupaciones a nivel mundial es la emisión de *gases de efecto invernadero* (GHG, Green House Gases). El discurso que promueve el desarrollo del gas natural parte de la premisa que lo considera un “*energético limpio*” o de bajas emisiones. Efectivamente si observamos la reacción de combustión del gas natural, la producción de CO₂, uno de los principales gases de efecto invernadero, es mucho menor comparada con otros energéticos como combustóleo o carbón. Si se considera que uno de los principales usos que se ha dado al gas natural es la generación de electricidad en plantas de ciclo combinado²³, se puede afirmar que en efecto el gas natural cumple con la definición de energético limpio.

Sin embargo, para establecer que el el gas natural, y en específico el producido en formaciones shale, es en efecto es un energético limpio implica necesariamente ampliar el análisis a todas las etapas dentro de la cadena de valor de este energético. La extracción, el transporte y la distribución deben ser evaluadas para considerar los impactos generados en cada etapa.

Un intento por cuantificar la cantidad de GHG emitidos por la producción y uso de gas natural a partir de formaciones shale es realizado por Jiang y colaboradores (2011). En este estudio se utiliza el *análisis de ciclo de vida* (LCA, Life Cycle Analysis) para cuantificar las emisiones generadas por la extracción de gas en la formación de Marcellus. Las fuentes de GHG consideradas en el estudio de Jiang incluyen: emisiones por la producción y transporte de materiales involucrados en las actividades de desarrollo del pozo, emisiones por el consumo de combustible necesario para operación de los equipos de perforación y fractura hidráulica, las fugas de gas metano y las emisiones de combustión asociadas a la producción de gas como el procesamiento, la transmisión y distribución, y la combustión del gas natural como uso final para la generación de electricidad.

²³ Se denomina central de ciclo combinado a aquellas que utilizan dos ciclos termodinámicos para la generación de electricidad. El primero de estos ciclos es el Brayton que utiliza una turbina de gas, el segundo es el Rankine con una turbina de vapor de agua. Juntos observan una eficiencia mayor en comparación con las termoeléctricas convencionales.

En el estudio se encontró que las emisiones generadas por la producción y uso de gas natural en la formación de Marcellus son apenas 3% superiores a las emisiones en yacimientos convencionales. Sin embargo este análisis difícilmente puede extenderse a otras formaciones, si se consideran las variaciones ambientales y geológicas entre los diferentes plays que incluso se presentan dentro de la formación de Marcellus.

Con lo dicho el gas natural se antoja como una opción viable para la disminución GHG sin embargo otras cuestiones ambientales son motivo de preocupación incluyendo la interrupción de los hábitats naturales, los impactos por el transporte terrestre de equipos y el uso de agua en grandes cantidades.

I.1.II Geopolítica

Algunos autores como Vargas (2013), consideran al desarrollo tecnológico para la explotación rentable de hidrocarburos a partir de formaciones no convencionales, como un producto de las estrategias de seguridad energética implementadas por el gobierno de Estados Unidos. Por medio de estas estrategias se promueve la diversificación de fuentes para el suministro de energía. Con esto se pretenden minimizar los impactos adversos que ocasionaría la interrupción o corte del suministro de energéticos, provenientes de las importaciones a otros países. También se promueve el cambio de fuentes de energía en caso de agotamiento de alguna de ellas.

Más allá de la independencia energética que se busca con el desarrollo de la industria del gas natural en formaciones shale, es necesario ampliar la interpretación de los objetivos que se persiguen. Para esto cabe mencionar que el posicionamiento de Estado Unidos a nivel mundial en materia energética no ha sido el más favorable. Desde 1973 había observado un disminución sostenida en la producción de gas natural, esta situación fue revertida en 2008, el principal agente promotor de este cambio ha sido la producción de gas natural en formaciones shale.

Algunos objetivos perseguidos con la promoción para el aprovechamiento de los recursos Shale trascienden a los observados a simple vista, como incremento de las reservas probadas y producción, diversificación de fuentes y disminución de importaciones. La explotación de recursos en yacimientos no convencionales le plantea a Estados Unidos la oportunidad de reubicarse en el contexto energético mundial, estar a la vanguardia en esta materia y equilibrar la balanza comercial con otros países. Algunas de las implicaciones de esto son la modificación de los flujos energéticos observados hasta el momento e impactos en el consumo de otras fuentes de energía como el carbón.

Con respecto a los flujo energéticos observados Medlock (2011) menciona que el aumento de las reservas de gas en Estados Unidos conduce a un retraso en la capacidad de Irán para aprovechar sus recursos de gas natural como un medio de diplomacia energética. Por lo tanto el gas de lutitas, no únicamente tiene impactos espaciales en el mercado energético mundial, sino que trascienden al plano temporal.

Con referencia a lo anterior, el aprovechamiento del gas de lutitas retrasa la dependencia a regiones productoras que han sido históricamente volátiles, como es el caso de Medio Oriente. Con esto se reduce en gran medida la posibilidad de que cualquier país productor o grupo de ellos ejerzan un poder de monopolio decisivo (Medlock 2011).

I.I.III Contribuciones económicas

Las contribuciones económicas, con efecto dominó, de la producción de gas natural en formaciones shale son una de las razones por las que el desarrollo de esta industria ha sido fuertemente impulsado. Un estudio que aborda la cuantificación de estas contribuciones es realizado por Considine (2010), en su trabajo se estiman los impactos ocurridos en diferentes rubros por la operación de compañías dedicadas a la extracción de gas en la cuenca de Marcellus en Estados Unidos.

A pesar de que los estudios realizados por Considine han sido objeto de cuestionamientos, como los realizados por Kinnaman (2011), los resultados obtenidos son una aproximación para conocer los efectos económicos asociados con la industria del gas natural en formaciones shale.

Los impactos en la economía por las operaciones de la industria del gas natural generalmente se asocian a dos grandes rubros. El primero son los pagos *Business-to-Business*²⁴ (B2B) y el segundo es través de los pagos a los propietarios de tierras, en forma de concesiones y regalías. Sin embargo la extracción de gas natural implica realizar inversiones en otros aspectos como los descritos por Hefley en 2011 (ver punto 2.5).

Los efectos dominó en la economía se realizan cuando las empresas de perforación contratan a otras empresas para suministrarles algún bien o servicios. Por ejemplo, para transportar los equipos, materiales y agua necesarios a los sitios de trabajo. Las empresas de transporte, tiene que comprar combustible, suministros y contratar a los conductores para operar los camiones; a su vez los proveedores de camiones tienen que adquirir bienes y servicios de otras empresas, como talleres de reparación y distribuidores de partes. A esta cadena de gastos se le conoce como *indirect impacts*. Se manifiestan además los *induced impacts*, que son asociados a los trabajadores directos o indirectos a la industria cuando gastan su salario.

En 2009 las actividades en la cuenca de Marcellus aumentaron considerablemente, 1,121 pozos fueron perforados y la producción de gas seco y condensados aumentó a más de 600 millones de pies cúbicos equivalentes de gas. Como resultado la contribución al *producto regional bruto*²⁵ (Gross Regional Product) de los estados de Pennsylvania y West Virginia se incrementó en \$4.8 mil millones de USD. Este incremento en el valor agregado se distribuye a través de una amplia franja de la economía, generando más de 57,357 empleos y \$1,7 mil millones de USD por recaudación de impuestos en los tres niveles, local, estatal y federal (Considine, 2010).

Más allá de los datos para un único año la predicción de las contribuciones a través del tiempo resulta importante. En este sentido en el mismo estudio realizado por Considine se estiman los efectos en la economía por el desarrollo de la industria de gas natural en la formación de Marcellus.

²⁴ Los pagos Business-to-Business (B2B) son transacciones comerciales entre empresas, por lo general los pagos realizados entre empresas son mucho mayores que los observados en otro tipo de transacciones como las *Business-to-Consumer* (B2C) o las *Business-to-Government* (B2G). La razón de esto radica en que en una cadena de suministro típica habrá muchas transacciones B2B, que involucran la adquisición de sub componentes o materias primas y sólo una transacción B2C, específicamente la venta del producto terminado al cliente final.

²⁵ El producto regional bruto (PRB) es una de las muchas medidas para calcular el tamaño de una economía. Similar al PIB, el producto regional bruto se define como el valor de mercado de todos los bienes y servicios producidos dentro de un área en un periodo de tiempo.

Para tal efecto se desarrollan tres posibles escenarios, de bajo, mediano y alto desarrollo. El caso de un alto desarrollo podría generar casi \$25 mil millones de USD en valor agregado y más de 280,000 puestos de trabajo. Con un desarrollo medio se generarán más de \$16 mil millones (USD) de ingresos económicos, casi \$4 mil millones de ingresos fiscales y más de 180,000 puestos de trabajo. Por último con un escenario de bajo desarrollo la actividad de la industria generaría \$9 mil millones de USD en el valor agregado y más de 100,000 puestos de trabajo. Estos resultados proyectados al año 2020.

Se estima además, que en el estado de Nueva York, la moratoria con respecto a las operaciones de fractura hidráulica cuestan aproximadamente \$11 y \$15 mil millones de USD de pérdidas en la producción económica y entre \$1.4 y \$2 mil millones de USD en ingresos por impuestos.

I.II Externalidades Negativas

I.II.I Aditivos de perforación y fractura

En el caso de las externalidades negativas, la utilización de aditivos durante la perforación y principalmente durante las operaciones de fractura hidráulica, ha sido fuertemente cuestionada desde la perspectiva ambiental y de salud pública. Algunos de los químicos utilizados en los *productos de fractura hidráulica*²⁶ pueden dañar gravemente al ambiente y la salud humana. La posición que muchas compañías mantienen sobre la divulgación pública de los químicos que utilizan ha agravado este problema.

Un estudio realizado por la *U.S House of Representatives* en 2011 revela que durante 2005 y 2009, las principales compañías encargadas de las operaciones de fractura hidráulica en formaciones shale, han utilizado más de 2,500 productos de fractura hidráulica que contienen alrededor de 750 químicos. Entre los años mencionados las compañías encuestadas utilizaron 780 millones de galones de productos de fractura hidráulica en sus fluidos (este volumen no incluye el agua que las empresas añaden a los fluidos en el pozo antes de la inyección).

Algunos de los químicos utilizados en los productos de fractura son inofensivos, otros por el contrario, representan un grave riesgo a la salud humana y el ambiente. Uno de los químicos más utilizados en los productos de fractura fue *metanol* (342 productos de fractura). Su número CAS²⁷ 67-56-1 lo identifica como nocivo para salud y puede causar la muerte en casos de intoxicación extrema. Otro compuesto químico ampliamente utilizado es el *Etilenglicol* (CAS 107-21-1), utilizado en 119 productos, tóxico que puede causar la muerte si es ingerido en grandes cantidades.

Otro compuesto químicos utilizado regularmente es el *Etilenglicol Monobutil Eter* (2-BE) CAS 111-76-2. De acuerdo con la *Environmental Protection Agency* (EPA) de los Estados Unidos, el 2-BE se absorbe fácilmente y se distribuye rápido en los seres humanos después de la inhalación, ingestión o exposición cutánea.

²⁶ Cada "*producto de fractura hidráulica*" es una mezcla de productos químicos u otros componentes diseñados para lograr un determinado objetivo de rendimiento. Algunas empresas de servicios de petróleo y gas crean sus propios productos. Otras compran estos productos de proveedores químicos y los mezclan en el pozo para formular los fluidos de fractura hidráulica que bombean al pozo.

²⁷ El número de registro CAS, llamado también CAS RN (CAS Registry Number), es una identificación numérica única para compuestos químicos, polímeros, secuencias biológicas, preparados y aleaciones. El Chemical Abstracts Service (CAS), una división de la *American Chemical Society*, asigna estos identificadores a cada compuesto químico que ha sido descubierto.

Los estudios han demostrado que la exposición a este agente puede causar hemólisis (destrucción de los glóbulos rojos) y daños en el bazo, el hígado y la médula ósea.

Además de los químicos mencionados, las compañías utilizan productos para mejorar el rendimiento de la fractura hidráulica que contienen sustancias químicas que son:

- 1) Probadas o probables cancerígenos²⁸ en humanos
- 2) Reguladas por la *Safe Drinking Water Act* por sus riesgos para la salud humana
- 3) Aparecen como contaminantes peligrosos bajo la *Clean Air Act*

En el caso de los cancerígenos se utilizaron 95 productos de fractura que contenían 13 diferentes cancerígenos. Entre estos se incluye en *Naftaleno* CAS 91-20-3 (posible cancerígeno humano), *Benceno* CAS 71-43-2 (cancerígeno humano conocido), y *Acrilamida* CAS 79-06-01 (un probable cancerígeno humano). Se han inyectado al menos 10.2 millones de galones de productos de fractura que contenían al menos un cancerígeno.

Por el lado de la *Safe Drinking Water Act*, algunos de los compuestos químicos regulados por esta ley y utilizados en las operaciones de fractura fueron los denominados compuestos *BTEX*, *Benceno*, *Tolueno* CAS 108-88-3, *Etilbenceno* CAS 100-41-4 y *Xileno* CAS 1330-20-7. Los compuestos *BTEX* participaron en 60 productos de fractura hidráulica. El *Department of Health and Human Services*, la *International Agency for Research on Cancer*, y la EPA han determinado que el *Benceno* es un cancerígeno. La exposición crónica humana al tolueno, etilbenceno y xileno puede causar daños al sistema nervioso central, el hígado y los riñones.

El uso de diesel como componente en los fluidos de fractura plantea una de las mayores amenazas ya que contiene a los compuestos *BTEX* mencionados. Se han inyectado más de 30 millones de galones de productos de fractura hidráulica que contienen diesel en pozos de 19 estados de EU.

También se han utilizado 595 productos que contienen 24 diferentes *contaminantes peligrosos del aire* (Hazardous Air Pollutant, HAP) regulados por la *Clean Air Act*. Entre estos contaminantes se encuentra el *Fluoruro de Hidrógeno* CAS 7664-39-3, irritante, corrosivo y tóxico. La absorción de grandes cantidades de este químico por cualquier vía puede ser fatal. Se han utilizado 67,222 galones de dos productos de fractura que contienen fluoruro de hidrógeno.

Otro de los contaminantes peligrosos del aire utilizado fue el plomo. Es un metal pesado que es particularmente perjudicial para el desarrollo neurológico de los niños. También puede causar problemas de salud en los adultos, incluidos problemas reproductivos, presión arterial alta, y desordenes nerviosos. Se han utilizado 780 galones de un producto de fractura hidráulica que contiene plomo. Otros contaminantes peligrosos del aire utilizados en los productos de fractura incluyen *Formaldehído* CAS 50-00-0, *Cloruro de hidrógeno* CAS 7647-01-0, y *Etilenglicol*.

²⁸ Un compuesto químico se considera cancerígeno si se encuentra en al menos una de las dos listas siguientes: 1) las sustancias identificadas por el Programa Nacional de Toxicología de Estados Unidos como "conocido cancerígeno en humanos" o como "razonablemente cancerígeno en humanos"; y 2) las sustancias identificadas por la Agencia Internacional para la Investigación sobre el Cáncer, de la Organización Mundial de la Salud, como "cancerígeno" o "probablemente cancerígeno" para los seres humanos

La ausencia de una regulación que obligue a divulgar los componentes y características de los productos utilizados durante las operaciones de fractura hidráulica, deja un vacío en la información relativa al contenido, las concentraciones de químicos, y los volúmenes utilizados. Como resultado, es imposible que los reguladores y el público realicen una evaluación eficiente del impacto que el uso de estos fluidos puede tener sobre el ambiente y la salud pública. Con respecto a esto último se han utilizado 93.6 millones de galones de 279 productos que contienen al menos un componente bajo la credencial “*trade secret*”.

I.II.II Impactos ambientales

Contaminación de acuíferos

Una de las preocupaciones en torno a la extracción de hidrocarburos en formaciones shale es la contaminación de los suministros de agua. La contaminación de estos suministros puede ocurrir por dos circunstancias principalmente. La primera de ellas es la extensión de las fracturas generadas durante la estimulación hidráulica más allá de la formación objetivo. A pesar de que las formaciones shale se encuentran muy por debajo de los acuíferos si las operaciones de fractura no son debidamente vigiladas es muy posible extender las fracturas hasta los suministros de agua.

La segunda causa por la cual es posible contaminar el agua subterránea es por fallas en los procesos de cementación y *casing*²⁹. De ocurrir cualquiera de las dos situaciones anteriores provocaría que el gas metano, los contaminantes naturales de la formación y los fluidos de fractura, descritos en el apartado anterior, entren en contacto directo con los acuíferos contaminándolos.

Se tiene registro de un accidente de este tipo en 2007, un pozo que había sido perforado a casi cuatro mil pies de profundidad en una formación tight sand en Bainbridge, Ohio no fue correctamente cementado, permitiendo que el gas viajara a través del aislamiento hasta llegar a una fuente subterránea de agua potable (Zoback, 2010).

Contaminación superficial

A lo largo de la vida del pozo, pero principalmente durante la etapa de fractura hidráulica, los fluidos de fractura, regresan a la superficie mezclados con el agua y compuestos encontrados en la formación donde fue realizada la operación. A este flujo de retorno o agua residual se le denomina *flowback*. Las características de los flujos de retorno varían ampliamente de acuerdo con la formación y los productos de fractura utilizados. Por lo general el agua con la que se mezcla el fluido de perforación contiene altas concentraciones de sales y los compuestos van desde materiales radioactivos naturales, arsénico, benceno hasta Mercurio. Todo esto emerge a la superficie y representa un riesgo para la salud de las personas y el ambiente.

Considerando la cantidad de agua mezclada con aditivos utilizada en el proceso fractura y tomando en cuenta que en el caso de la formación de Marcellus aproximadamente el 25% del agua inyectada retorna a la superficie en forma de agua residual (Zoback, 2010), la disposición de este residuo se convierte en un importante foco de atención. Sin embargo no hay que olvidar que el 75% del fluido de perforación se queda debajo, y posteriormente puede observar migraciones con repercusiones a largo plazo.

²⁹ El casing corresponde a la operación de inserción y ensamble de una tubería en una sección recientemente perforada de un pozo. Esta operación se realiza con el objetivo de proporcionar una base superior sólida para usar un fluido de perforación de alta densidad para continuar con una perforación más profunda. También para prevenir la contaminación de los suministros de agua.

Como consecuencia de la insuficiencia, en cantidad y características, de infraestructura para el tratamiento del agua residual generada por el proceso de fractura, durante 2008 y 2009 se observó un aumento en las concentraciones de *sólidos totales disueltos* (Total Dissolved Solids, TDS) en el río Monongahela, Pennsylvania (Zoback, 2010). Toda vez que hasta ese momento el agua residual de las operaciones de producción de hidrocarburos era dispuesta en plantas convencionales para su tratamiento y posterior descarga en cuerpos de agua como este río.

Otra dificultad en el manejo del agua residual es el almacenamiento de estos fluidos. En muchos casos, los fluidos pueden ser almacenados en *pits* (fosas) aisladas, o incluso sin aislamiento, al aire libre para su evaporación. Incluso si el agua residual contenida en pits no se filtra en el suelo, una lluvia fuerte puede desbordar la fosa y ocasionar problemas por la diseminación de los contaminantes.

Durante el transporte de estos fluidos, de la boca del pozo a los sitios de disposición o tratamiento, los equipos y maquinaria, como tuberías y camiones, utilizados deben ser continuamente revisados y probados para evitar derrames. En Mayo de 2009, el *Department of Environmental Protection* del estado de Pennsylvania descubrió que la fuga de una tubería que llevaba flowbacks a un sitio de disposición ocasionó la liberación de 4,200 galones de este material (Zoback, 2010).

Riesgo de sismos

Otra de las preocupaciones asociadas con la producción de gas natural en formaciones no convencionales, es la posibilidad de que la perforación y fractura hidráulica puedan causar terremotos, aunque estos sean de baja magnitud. En 2008 y 2009, la ciudad de Cleburne, Texas, experimentó terremotos débiles (3.3 o menos en la escala de Richter). Debido a que en la ciudad nunca se había presentado un terremoto, surge el cuestionamiento de si el reciente aumento en la actividad de perforación local asociada con la cuenca de Barnett podría ser responsable.

Un estudio realizado por la *University of Texas* y la *Southern Methodist University* no encontró ninguna relación entre la fractura hidráulica y la actividad sísmica. Sin embargo el mismo estudio indicó que la inyección de aguas residuales (flowbacks) a pozos secos para su disposición podría ser la causa de los terremotos observados. En la cuenca de Barnett existen más de 200 pozos para disposición de aguas residuales para los operadores de la zona (Zoback, 2010).

Otros impactos a nivel de superficie

La construcción de caminos constituye uno de los impactos más grandes a nivel de superficie. Modifica los ecosistemas, dificulta el movimiento de la fauna endémica, crea problemas de erosión y altera la recarga de acuíferos al modificar la permeabilidad de los suelos. Además las operaciones de vehículos por estos caminos genera impactos como son el ruido, la emisión de contaminantes con efectos en la salud (NO_x, SO_x, partículas de pequeñísimo tamaño) y cambio climático (CO₂, CO).

Los blowouts³⁰ es otro de los problemas que se observan en la superficie pero que tienen un impacto en la atmósfera. La liberación de grandes cantidades de gas natural, cuyo principal componente es el metano (CH₄), tiene efectos severos sobre el equilibrio climático del planeta.

³⁰ Un blowout es la liberación incontrolada de hidrocarburos ya sean líquidos o gaseosos de los pozos de extracción, este fenómeno suele ocurrir como consecuencia de fallos en los controles de presión.

De acuerdo con el IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) el CH₄ tiene un potencial de calentamiento global aproximadamente 25 veces mayor al del CO₂.

I.II.III Uso de agua

El uso intensivo de los recursos hídricos en las operaciones para la extracción de recursos shale, es otro de los factores que ha despertado un fuerte interés por explorar cuales son sus implicaciones. En este sentido el *Department of Energy* de los Estados Unidos ha llevado a cabo un estudio no solo para determinar el uso de agua sino para ampliar los conocimientos de los impactos ocurridos por el desarrollo de la industria.

Como resultado de esta investigación se estima que la perforación de un pozo puede consumir de 65,000 a más de un millón de galones de agua. La operación de fractura hidráulica es aún más intensiva en el uso de agua, puede consumir de 2 a 6 millones de galones de agua por estimulación, a su vez un mismo pozo puede ser estimulado en varias ocasiones (DOE, 2014). Los volúmenes de agua utilizados puede variar ampliamente dependiendo de la profundidad, la longitud horizontal y la geología de la formación, particulares de cada pozo.

Otros autores estiman volúmenes aún mayores. Para la perforación Zoback (2010) estima más de 1 millón de galones de agua, muy similar al valor considerado por el DOE. Para las operaciones de fractura hidráulica el mismo autor estima un consumo de agua de entre 2 y 8 millones de galones por estimulación, esto es 2 millones de galones mayor al valor estimado por el DOE. Con los datos proporcionado y ciertas consideraciones es posible realizar algunos cálculos sencillos. Durante 2006 fueron perforados y estimulados hidráulicamente 35,000 pozos en Estados Unidos (Zoback, 2010), considerando un promedio de 4.5 millones de galones de agua por pozo y una única estimulación hidráulica, la estimación del consumo de agua por la industria de las gas natural en formaciones shale, resulta de 157,500 millones de galones aproximadamente.

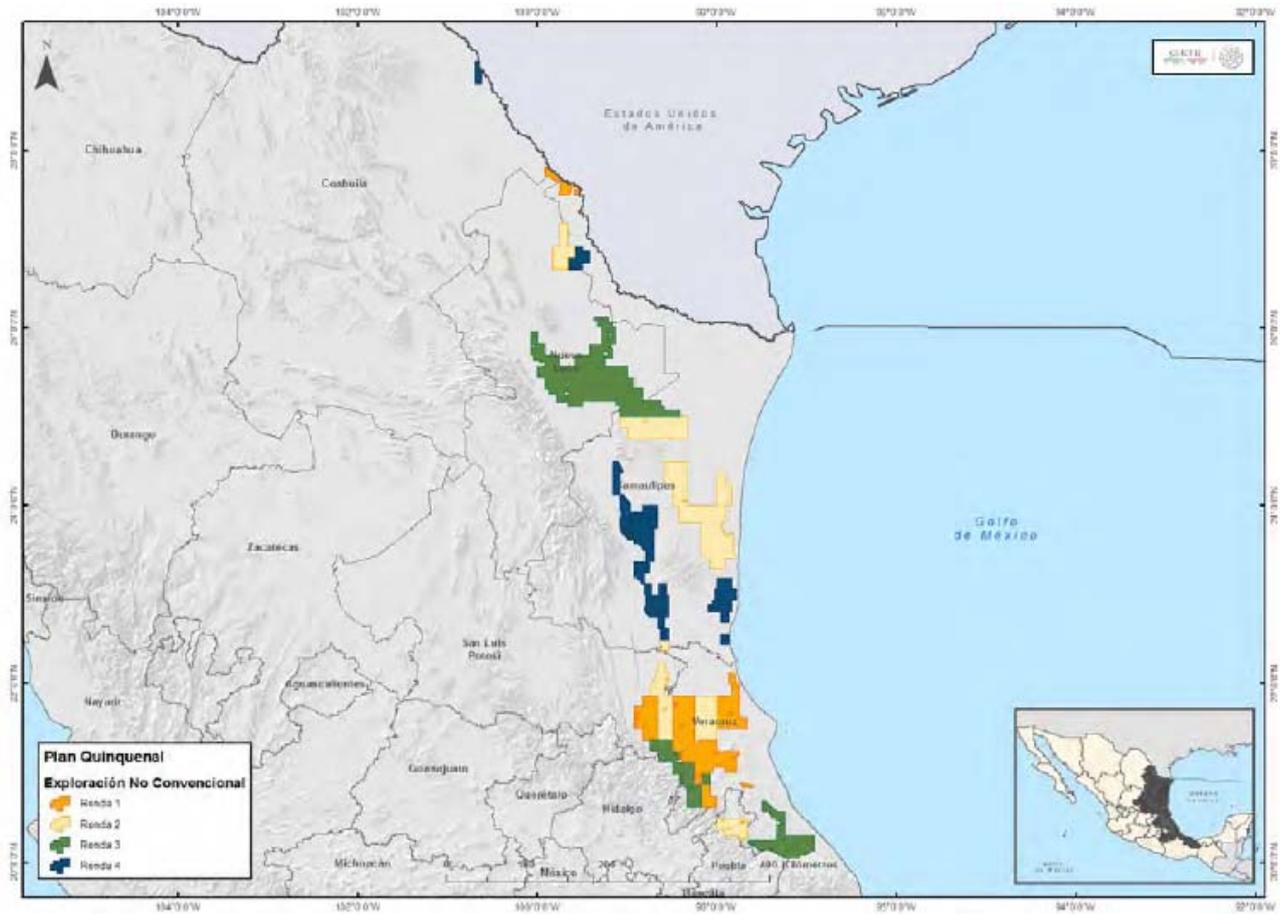
El uso intensivo de este recurso hace a la industria vulnerable a situaciones como la escasez, ya sea local y/o temporal de agua. En mayor grado, el ambiente es altamente vulnerable a grandes reducciones en los volúmenes de agua de los cuerpos que la contienen.

Algunos de los impactos relacionados con el consumo intensivo de agua son el daño a los ecosistemas y las comunidades humanas por la disminución de la disponibilidad. En el caso de acuíferos profundos, estos resultan afectados en sus niveles debido a que la recarga de estos conlleva más tiempo. De forma similar los acuíferos poco profundos son afectados por la reducción de sus niveles de agua y por tanto la reducción de los flujos hacia los manantiales y arroyos conectados, esto agrava los efectos sobre el agua superficial.

La extracción de agua de fuentes superficiales como ríos y arroyos puede disminuir los flujos aguas abajo, estas fuentes son más susceptibles a los cambios en la temperatura. La reducción en los flujos de la corriente puede dañar la vegetación ribereña y afectar la disponibilidad de agua para la fauna endémica. La extracción de agua, tanto superficial como la subterránea, puede afectar la cantidad disponible para otros usos, como el suministro de agua potable para la población. Las condiciones de sequía prolongada observadas y las proyecciones climáticas asociadas al calentamiento global contribuyen a que la preocupación acerca de la disponibilidad de agua aumente.

Anexo IV Áreas para la exploración de recursos no convencionales

Figura IV.1 Áreas para la exploración de recursos no convencionales



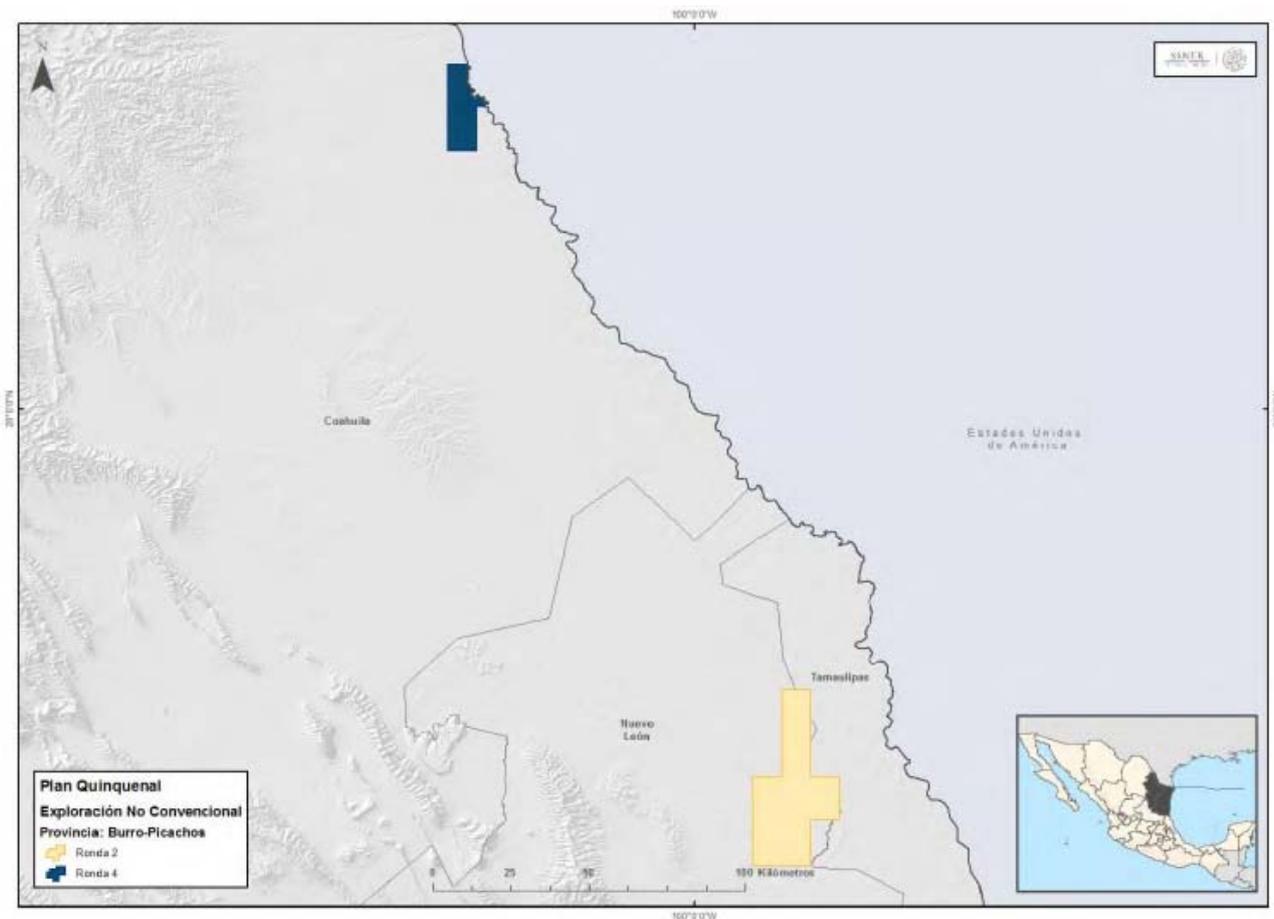
Fuente: SENER (2016).

Cuadro IV.I Áreas para la exploración en Burro-Picachos-1

	Áreas de Licitación	Recurso Prospectivo (MMbpce)	Superficie (Km ²)
Ronda Dos	1	460.3	811.9
Ronda Cuatro	1	40.2	212.0
Total	2	500.5	1,023.9

Fuente: SENER (2016).

Figura IV.I Áreas para la exploración de recursos no convencionales en la cuenca Burro-Picachos



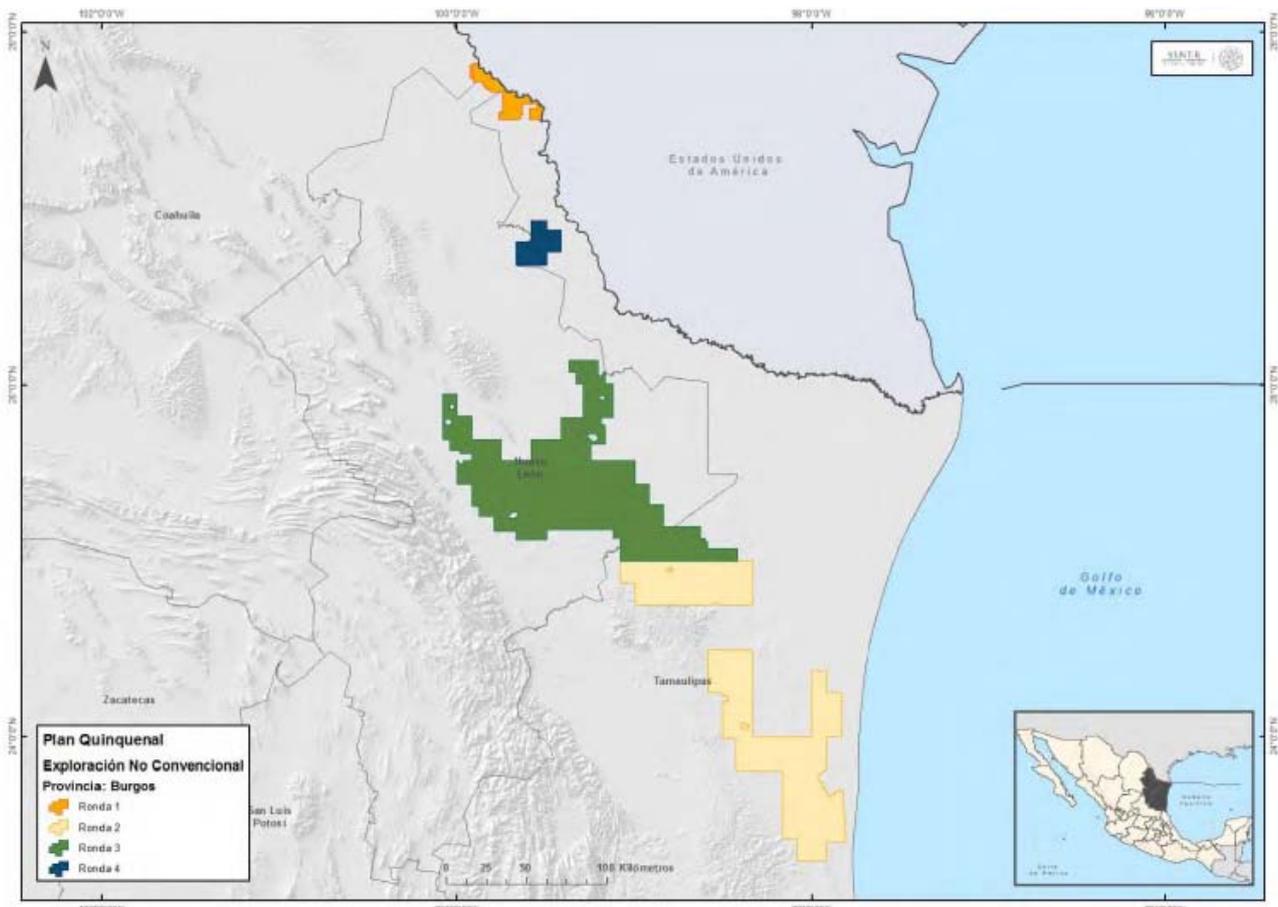
Fuente: SENER (2016).

Cuadro IV.II Áreas para la exploración en Burgos

	Áreas de Licitación	Recurso Prospectivo (MMbpce)	Superficie (Km ²)
Ronda Uno	1	136.8	427.5
Ronda Dos	2	3,069.9	6,332.5
Ronda Tres	1	3,161.8	7,603.1
Ronda Cuatro	1	254.6	470.7
Total	5	6,623.1	14,833.8

Fuente: SENER (2016).

Figura IV.II Áreas para la exploración de recursos no convencionales en la provincia Burgos



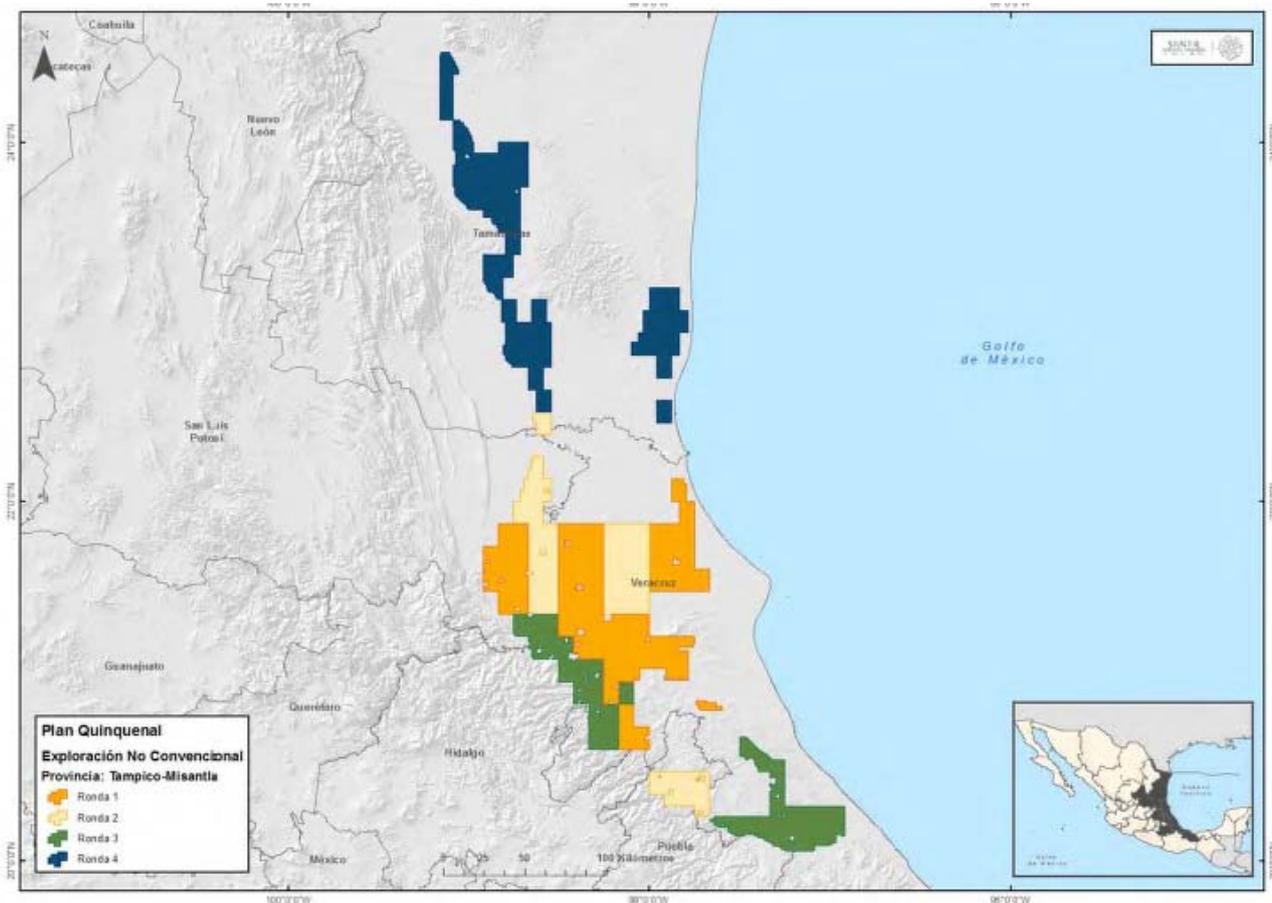
Fuente: SENER (2016).

Cuadro IV.III Áreas para la exploración en Tampico-Misantla

	Áreas de Licitación	Recurso Prospectivo (MMbpce)	Superficie (Km ²)
Ronda Uno	5	7,217.5	6,576.5
Ronda Dos	4	4,074.2	3,726.7
Ronda Tres	3	3,660.3	3,643
Ronda Cuatro	5	3,200.5	5,026.3
Total	17	18,152.5	18,972.5

Fuente: SENER (2016).

Figura IV.IV Áreas para la exploración de recursos no convencionales en la provincia Tampico-Misantla



Fuente: SENER (2016).

Anexo V Escalas Numéricas

Cuadro V.I Comparativa entre diferentes escalas Numéricas

Escala Numérica Larga (Español)	Escala Numérica Corta (Inglés)	
Mil	$10^3=1,000$	$10^3=1,000$ Thousand
Millón	$10^6=1,000,000$	$10^6=1,000,000$ Million
Millardo	$10^9=1,000,000,000$	$10^9=1,000,000,000$ Billon
Billón	$10^{12}=1,000,000,000,000$	$10^{12}=1,000,000,000,000$ Trillion
Billardo	$10^{15}=1,000,000,000,000,000$	$10^{15}=1,000,000,000,000,000$ Cuatrillon
Trillón	$10^{18}=1,000,000,000,000,000,000$	$10^{18}=1,000,000,000,000,000,000$ Quintillon

Bibliografía

- Agarwal Shantanu (2016). *Investing in a downturn. The promise and perfils of technology in current market conditions*. Oil and Gas Financial Journal, March 2016. V 13. No.3
- Aguilera Gómez Manuel (2015). *El petróleo mexicano. Conflicto, esperanza y frustración*. Programa Universitario de Estudios del Desarrollo PUED. MAPorrúa. Primera edición 31/Ago/2015.
- Alexander, T, et al (2011). *Shale Gas Revolution*. Oilfield Review Autumn 2011: 23, no. 3. Schlumberger.
- Albert B Yost II (1976). *Eastern Gas Shales Research*. Morgantown Energy Technology Center.
- Allix, P, et al, (2011). *Coaxing oil from shale*. Oilfield Review Winter 2010/2011:22, no.4 Schlumberger.
- Amrutha Gayathr (2015). *U.S. shale firms see smaller-than-expected cuts to credit lines*. Reuters. Encontrado en internet 12/01/2016 <http://www.reuters.com/article/us-oil-usa-banking-idUSKCN0S71Z520151013>
- Arthur Berman y Lynn Pittinger (2011). *US Shale gas: Less abundance higher cost*. The Oil Drum. Encontrado en internet el 22 de Octubre de 2015. <http://www.theoil Drum.com/node/8212>
- Arthur Berman (2012). *After The Gold Rush: A Perspective on Future U.S. Natural Gas Supply and Price*. Labyrinth Consulting Services, Inc. South Texas Money Management, Ltd. 7th Annual Energy Symposium. San Antonio, Texas.
- Arthur Berman (2015). *The North American Unconventional Revolution & The 2014-2015 Oil Price Collapse*. Labyrinth Consulting Services, Inc. Jesse H. Jones Graduate School of Business. Houston, Texas
- Arthur Daniel, et al (2008). *An Overview of modern shale gas development in the United States*. ALL Consulting Firm.
- Ayan, C, et al (1994). *Measuring Permeability Anisotropy: The Latest Approach*. Oilfield Review October 1994: Volume 6: Issue 4. Schlumberger.
- Azhar Ali et al (2005). *Integrated wellbore cleanout systems: Improving efficiency and reducing risk*. Oilfield Review Summer 2005 Volume 17 Number 12. Schlumberger.
- Baker George (2015). *Ciclos en la jurisprudencia petrolera mexicana*. En Energía a Debate. Año 11, Edición No.68. Mayo/Junio 2015. México DF.
- Barbosa Cano Fabio (2012). *PEMEX: resultados de actividades en shale gas 2010-2012*. En Contralínea <http://contralinea.com.mx/archivo-revista/index.php/2012/11/25/pemex-resultados-de-actividades-en-shale-gas-2010-2012/> Encontrado el 08/12/2015.
- Barragán Hereida Salvador (2015). *I+D: Tema estratégico de transformación*. En Energía a Debate. Año 11 Edición 69 Julio/Agosto de 2015. México DF.

Bazán Gerardo, Ortiz Gilberto y Cuevas Jesús (2014). *Incertidumbre de las reformas en materia de energía*. En *Energía a Debate* Año. 10 Edición 65. Noviembre/Diciembre 2014. México DF

Bergmann, A. et al (2014). *Potencial water-related environmental risks of hydraulic fracturing employed in exploration and exploitation of unconventional natural gas reservoirs in Germany*. *Environmental Science Europa a Springer open Journal*.

Bill Holland (2016). *Billions evaporate from gas industry as Northeast drillers gut spending*. SNL. encontrado en internet 12/01/2016. <https://www.snl.com/Interactivex/article.aspx?CdlId=A-35019963-11566>

Boyer, C, et al (2011). *Shale Gas: A Global Resource*. *Oilfield Review* Autumn 2011: 23, no. 3.

Burgess, T y Patrick, V (1990). *Horizontal Drilling Comes of Ages*. *Oilfield Review* July 1990. Schlumberger.

British Petroleum (2016). *BP Statistical Review of World Energy June 2016*. bp.com/statisticalreview.

Blackmon David (2013). *George P Mitchell: A Visionary Life*. En *Forbes*. Encontrado en internet 08 de Septiembre de 2015 en <http://www.forbes.com/sites/davidblackmon/2013/07/30/george-p-mitchell-a-visionary-life/>

Campero, C (2015). "El fracking en México". Ciclo de conferencias: La incidencia de la ciencia en los conflictos socio-ambientales. Facultad de ciencias, Universidad Nacional Autónoma de México. México DF.

Canadian Society for Unconventional Gas. *Understanding Shale Gas in Canada*. Suite 420, 237 - 8th Avenue SE Calgary, AB T2G 5C3. http://www.csur.com/sites/default/files/shale_gas_English_Web.pdf

Catherine Ngai (2015-a). *U.S. shale firms snap up \$50 oil hedges, risking rally reversal*. Reuters encontrado en internet 12/01/2016: <http://www.reuters.com/article/oil-shale-hedging-idUSL1N12826T20151012>

Catherine Ngai (2015-b). *With oil hedges rolling of, U.S. shale producers face stiff test*. Reuters encontrado en internet 12/01/2016: <http://www.reuters.com/article/us-usa-oil-hedging-idUSKBN0TX0F420151214>

Considine, T (2010). *The Economic Impacts of the Marcellus Shale: Implications for New York, Pennsylvania, and West Virginia*. A Report to The American Petroleum Institute.

Cohen Isaac (2014). *Revolución energética*. FUNCIVA Documentos No. 210. Fundación Ciudadanía y Valores.

Coote Bud (2016). *Surging liquefied natural gas trade*. Atlantic Council. Global Energy Center and DINU Patriciu Eurasia Center.

Chong J y Milana S (2014). *Shale Gas in Canada: Resource Potential, Current Production and Economic Implications*. Economics, Resources and International Affairs Division

Parliamentary Information and Research Service. Publication No. 2014-08-E 30 January 2014.

Chow, S (1987). *Petroquímica y sociedad*. Fondo de Cultura Económica. Ciudad de México.

Curtis Trisha (2015). *US Shale Oil Dynamics in a Low Price Environment*. The Oxford Institute of Energy Studies. University of Oxford.

De la Vega, A y Ramírez, J (2015). *El gas de lutitas (Shale Gas) en México. Recursos, explotación, usos, impactos*. Economía Unam Vol. 12. Num 34 Enero-Abril 2015. México DF.

De la Vega, Angel (2015). *Hidrocarburos, medio ambiente y calentamiento global. El futuro del gas y petróleo de lutitas (shale gas, shale oil)*. Reunión de trabajo "La fractura hidráulica (fracking) en México. Políticas públicas y participación social". Flacso México DF, Septiembre 2015.

Dennis Cassidy, Bill Ebanks y Bob Sullivan (2016). *Surviving 2016*. Oil and Gas Financial Journal, March 2016. V 13. No.3

Don Stowers y Laura Bell (2016). *3Q Revenues Drop 39%, Income In Free Fall*. Oil and Gas Financial Journal, Febrero 2016. V 13 No.2.

Duque, G (2012). *Manual de geología para ingenieros.(cap. 9)*, Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2003 Ernst & Young, "US E&P benchmark study", Score No. dw0172-bsc No. 1205-1361019.

DNV GL (2016). *A new reality. The outlook for the oil and gas industry in 2016*. DNV GL Consulting Firm.

Escalera Alcocer, J.A., 2012. "Potencial de Recursos no Convencionales Asociado a Plays de Aceite y Gas de Lutitas en México." ExpoForu PEMEX, August 1.

Estrada H, Javier (2013). *Desarrollo del gas lutita (Shale Gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centro América*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Impreso en Naciones Unidas. México, D. F. Octubre de 2013.

Faouzi Aloulou (2013). North America leads the world in production of shale gas. Today in Energy. U.S. Energy Information Administration. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=13491>

Faouzi Aloulou (2015). *Shale gas and tight oil are commercially produced in just four countries*. Today in Energy. U.S. Energy Information Administration. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=19991>

G. Chebli, et al (2012). *El "Shale Gas" en la provincia del Neuquén*. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Instituto Argentino del petróleo y el gas. Mar del Plata, Argentina.

Geron Campos Omar (2014). *La problemática de la disponibilidad de gas natural en México: Diagnóstico sobre las lutitas de gas como posible solución para la industria*

petrolera nacional. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. México DF.

Gutierrez Roberto (2014). *Reformas estructurales en el sexenio de Felipe Calderón: La energética*. Economía UNAM vol.11 no.32 México may./ago. 2014

Hatter Debra y Kristin Pearson (2016). *Impact of fall redeterminations*. Oil and Gas Financial Journal, February 2016. V 13, No.2.

Hefley W, et al (2011). *The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well*. University of Pittsburgh, Joseph M. Katz Graduate School of Business.

Hughes David (2013). *Drill, Baby, Drill. Can unconventional fuels usher in a new era of energy abundance?*. Post Carbon Institute.

International Energy Agency (2014). *World Energy Outlook*. 9 rue de la Fédération 75739 Paris Cedex 15, France.

International Energy Agency (2015). *Golden Rules for a Golden Age of Gas*. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. 9 rue de la Fédération 75739 Paris Cedex 15, France.

International Energy Agency (2015-a). *World Energy Outlook 2015; Chapter 1 Introduction and scope*. 9 rue de la Fédération 75739 Paris Cedex 15, France.

Jason Bordoff y Trevor Houser (2014). *American gas to the rescue? The impact of US LNG exports on European security and Russian foreign policy*. Columbia SIPA. Center of Global Energy Policy.

James Clad. *OPEC's war on US shale oil: Midsummer update*. Agosto 1 2015. The Hill. Encontrado en internet <http://thehill.com/blogs/congress-blog/energy-environment/250440-opecs-war-on-us-shale-oil-midsummer-update>

Jiang, M et al (2011). *Life Cycle Greenhouse Gas Emission of Marcellus Shale Gas*. Environmental Research Letters, Agosto 2011.

John Kemp (2015). *COLUMN-U.S. shale drillers struggle amid slumping prices: Kemp*-Reuters. Encontrado en internet <http://www.reuters.com/article/usa-shale-kemp-idUSL5N10I2YB20150807>

John Krohn, Nicholas Skarzynski y Katie Telle (2016). Growth in domestic natural gas production leads to development of LNG export terminals. Energy Information Administration/Today in energy. Encontrado 28/03/2016 <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=25232>

Karol García Zubía (2015). *Gasificar a México: fiscalidad, regulación y contexto tras la reforma energética*. En Energía a Debate. Año 11 Edición No. 71. Noviembre/Diciembre 2015. México DF.

K. Heffernan y F.M. Dawson (2010). *An overview of Canada's Natural Gas Resources*. Canadian Society for Unconventional Gas.

Kinnaman, C (2011). *The Economic Impact of Shale Gas Extraction: A Review of existing studies*. Department of Economics, Bucknell University, Lewisburg, PA 17837, United States.

Kirstin Gibbs y Ty Johnson (2016). *US LNG exports. Looking back at the regulatory developments in 2015*. Oil and Gas Financial Journal, Febrero 2016. V 13 No.2.

Kraemer, C, et al (2015). *Unlocking the Potencial of Unconventional Reservoirs*. Oilfield Review Winter 2014/2015: 26, no. 4. Schlumberger.

Larry Lake *et al* (2012). *A primer on the economics of shale gas production. Just how cheap is shale gas?*. Baylor University.

Ley de Hidrocarburos. Diario Oficial de la Federación 11/08/2014

López, Ernesto *et al* (2014). *El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales, Shale Oil, Shale Gas, Tight Gas*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Lozano Maya Juan Roberto (2015). *Vías para el desarrollo global de shale gas*. Energía a Debate, Año 11, Edición No. 71. Noviembre/Diciembre 2015. México DF.

Massachusetts Institute of Technology MIT (2010). *The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary Study*. Interim Report, MIT Energy Initiative.

Massachusetts Institute of Technology MIT (2011). *The Influence of Shale Gas on U.S. Energy and Environmental Policy*. Science and Policy of Global Change.77 Massachusetts Avenue; MIT E19-411; Cambridge MA 02139-4307 (USA).

Medlock Kenneth *et al* (2011). *Shale Gas and U.S. National Security*. Energy Forum, James A. Baker III Institute for Public Policy. Rice University.

Medlock Kenneth y Harley Peter (2015). *The market impact of new natural gas directed policies in the United States*. James A. Baker III Institute for Public Policy. Rice University.

Melendez H, Fernando (1982). *El origen del Petróleo*. COL-PA no 37. Editorial Universidad Complutense. Madrid.

Meyer Lorenzo (2014). *La cuestión petrolera: del siglo XIX al siglo XXI* en Revista Proceso: Juicio al Porfiriato. Cien años de la muerte de Porfirio Díaz. México DF.

Michelle Michot Foss (2011). *The outlook for U.S. gas price in 2020: Henry Hub at \$3 or \$10?* The Oxford Institute for Energy Studies. University of Oxford.

Montgomery, C y Michael, S (2010). *Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology*. Journal of Petroleum Technology.

Morton, M (2013). *Unlocking the Earth - A Short History of Hydraulic Fracturing*. GEOExPro. Vol. 10, No. 6

McCarthy, K (2011). *Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation*. Oilfield Review Summer 2011:23, no.2 Schlumberger.

National Energy Technology Laboratory (NETL) (2009-a). *Modern Shale Gas Development in the United States: A primer*. U.S Department of Energy, Office of Fossil Fuels Energy. Washington, DC, US DOE and NETL.

National Energy Technology Laboratory (NETL) (2009-b). *Appalachian Shale Gas-Success in the Marcellus Brings Renewed Attention to NETL Past and Present Gas Shale Programs*. Summer 2009. Oil & Natural Gas Program Newsletter. Washington, DC:

National Energy Technology Laboratory (NETL) (2011). *Shale Gas: Applying Technology to Solve America's Energy Challenges*. Washington, DC, US DOE and NETL.

National Energy Technology Laboratory (NETL) (2013). *Modern Shale Gas Development in the United States: An update*. U.S Department of Energy, Office of Fossil Fuels Energy. Washington, DC, US DOE and NETL.

National Energy Board (2015). *Canadian Energy Dynamics Review of 2014*. Energy Market Assessment, February 2015.

National Petroleum Council (2007). Topic Paper #29 *Unconventional Gas*. Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study.

Nysven Magnus y Wei Leslie (2015). Cost deflation and the effect on 2015 Breakeven prices. En Oil and Gas Financial Journal. July 2015. V12 No.7.

Nysven Magnus y Wei Leslie (2016). *Shale's response to low oil price environment. A summary of 2015 and 2016 outlook*. Oil and Gas Financial Journal, February 2016. V 13, No.2.

Nysven Magnus y Wei Leslie (2016-a). *Refracking the shale plays*. Oil and Gas Financial Journal, February 2016. V 13, No.1. USA.

Nysven Magnus (2016). *Impact of oil prices on investors*. Oil and Gas Financial Journal, March 2016. V 13. No.3

Nulle Grant (2015). Tight oil production trends in a low price environment. EIA Conference. Washington, DC. Office of Petroleum, Natural Gas and Biofuels.

Ocampo Telléz Edgar (2014). *Shale una visión escéptica*. En Energía a Debate. Año 10. Edición No. 62 Mayo/Julio 2014.

Ocampo Telléz Edgar (2015). *Entorno económico global y Ronda Uno*. En Energía a Debate. Año 11 Edición 67. Marzo 2015. México DF.

Ocampo Telléz Edgar (2015-a). *La dura realidad petrolera más allá de la Ronda Uno*. En Energía a Debate. Año 11 Edición 70. Septiembre/Octubre 2015 México DF.

Oil and Gas Journal eds (2015). *Swift Energy latest US producer to seek bankruptcy protection*. Encontrado en internet 12/01/2016 <http://www.ogj.com/articles/2015/12/swift-energy-latest-us-producer-to-seek-bankruptcy-protection.html?cmpid=EnlDailyJanuary42016&eid=319673955&bid=1266775>

Oil and Gas Journal eds (2016). *Shale producer Magnum Hunter files for bankruptcy protection*. Encontrado en internet 12/01/2016 <http://www.ogj.com/articles/2015/12/shale-producer-magnum-hunter-files-for-bankruptcy-protection.html?cmpid=EnLNGDecember222015&eid=319673955&bid=1262475>

Oil and Gas Financial Journal eds (2015). *DW: Forty E&P Companies File For Bankruptcy, With More To Come*. Encontrado en internet 22/03/2016 <http://www.ogfj.com/articles/2015/12/dw-report-forty-e-p-companies-file-for-bankruptcy-with-more-to-come.html?cmpid=EnLOGFJFebruary222016.html&eid=319673955&bid=1316601>

Oil and Gas Financial Journal eds (2016). *Study: Roughly 175 E&P Companies At High-Risk For Bankruptcy In 2016*. Encontrado en internet 22/03/2016 <http://www.ogfj.com/articles/2016/02/study-roughly-175-e-p-companies-at-high-risk-for-bankruptcy-in-2016.html?cmpid=EnLOGFJFebruary222016.html&eid=319673955&bid=1316601>

Paul Stevens (2010-a). *The "shale gas revolution": Hype and Reality*. A Chatham House Report. Chatman House.

Paul Stevens (2010-b). *The History of Gas*. POLINARES working paper no. 5.

Pech Ramces (2014). *Petróleo: Oportunidad e inversión*. En *Energía a Debate* Año. 10 Edición 65. Noviembre/Diciembre 2014. México DF

Pech Ramces (2015). *¿La venta de crudo es negocio?*. En *Energía a Debate*. Año 11 Edición 67. Marzo 2015. México DF.

Pech Ramces (2015-a). *La Reforma y el modelo económico*. En *Energía a Debate*. Año 11, Edición No.68. Mayo/Junio 2015. México DF.

Pech Ramces (2015-b). *Los retos del Plan Quinquenal 2015-2019*. En *Energía a Debate*. Año 11 Edición No. 70 Septiembre/Octubre 2015. México DF.

PEMEX (2011). *Las reservas de hidrocarburos. 1 de Enero de 2011*. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y producción. México DF.

PEMEX (2012). *Aceite y gas en lutitas. Avances en la evolución de su potencial en México*. PEMEX Exploración y producción. Subdirección de exploración.

PEMEX (2012-a). *Las reservas de hidrocarburos. 1 de Enero de 2012*. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y producción. México DF.

PEMEX (2013-a). *Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos*. PEMEX Exploración y producción. Subdirección de exploración. Versión 2.0.

PEMEX (2013-b). *Provincia petrolera Burgos*. PEMEX Exploración y producción. Subdirección de exploración. Versión 2.0.

PEMEX (2013-c). *Provincia petrolera Tampico-Misantla*. PEMEX Exploración y producción. Subdirección de exploración. Versión 2.0.

PEMEX (2013-d). *Provincia petrolera Veracruz*. PEMEX Exploración y producción. Subdirección de exploración. Versión 2.0.

PEMEX (2013-e). *Provincia petrolera Chihuahua*. PEMEX Exploración y producción. Subdirección de exploración. Versión 2.0.

PEMEX (2013-f). *Las reservas de hidrocarburos. 1 de Enero de 2013*. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y producción. México DF.

PEMEX (2014). *Las reservas de hidrocarburos. 1 de Enero de 2014*. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y producción. México DF.

PEMEX (2014-a). *Solicitud que Petróleos Mexicanos somete a consideración de la Secretaría de Energía para la adjudicación de áreas en exploración y campos en producción, a través de asignaciones, en términos del Transitorio Sexto*. 21 de Marzo de 2014.

PEMEX (2014-b). Resolución ronda Cero y Ronda Uno. Mini Boletín No. 3 Septiembre de 2014. Encontrado en internet 07/01/2016 <http://www.ri.pemex.com/files/content/No.%203%20Res.%20Ronda%200%20y%20Ronda%201.pdf>

PEMEX (2015). *Las reservas de hidrocarburos. 1 de Enero de 2015*. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y producción. México DF.

Platts ed (2016). *US natural gas pipeline developers facing challenging future*. En Platts encontrado en internet el 28/03/2016 http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/americas/us-natural-gas-pipeline-developers-facing-challenging-21139342?utm_campaign=energybulletin_oilgaspetchemshipping_email_032316&utm_medium=email&utm_source=eloqua

Pineda Guillermo y Zenteno Javier (2015). *Ronda Uno y aspectos relevantes del modelo de contrato*. En Energía a Debate. Año 11 Edición No. 66. Enero/Febrero 2015. México DF.

Pineda Guillermo (2015). *Se implementa la reforma energética, a pesar de tiempos inciertos*. En Energía a Debate. Año 11, Edición No.68. Mayo/Junio 2015. México DF.

Pineda Guillermo y Zenteno Javier (2015-a). *Ocupación superficial: retos y principales implicaciones*. En Energía a Debate. Año 11 Edición 70. Septiembre/Octubre 2015 México DF.

Purdy Rob, Randolph Shane y Smith Mat. *E&P hedging during the price downturn*. Oil and Gas Financial Journal, March 2016. V 13. No.3.

Ramírez, J (2012). *Retos de la industria del gas natural como combustible de transición*. En Energía a Debate Año 8 No. 53 Noviembre/Diciembre del 2012. México DF.

Reforma Energética. Gobierno de la República encontrado en internet 07/01/2016 <http://cdn.reformaenergetica.gob.mx/explicacion.pdf>

Reyes González José Antonio (2015). *De la seguridad energética y la irresolución del fracking*. En Energía a Debate, Año 11, Edición No. 71. Noviembre/Diciembre 2015. México DF.

- Rinkenbach, Pablo (2013). *Viabilidad económica de la explotación del shale*. En *Energía a Debate* Año 9 No. 59 Noviembre/Diciembre del 2013. México DF.
- Rinkenbach, Pablo (2014). *¿Qué se requiere para el desarrollo exitoso del shale en México?*. *Revista Energía a Debate*. Año 9 Edición No. 63 julio/agosto de 2014.
- Rinkenbach, Pablo (2015). *Ronda Uno: Un modelo en construcción*. En *Energía a Debate*. Año 11 Edición No. 70 Septiembre/Octubre 2015. México DF.
- Rinkenbach, Pablo (2015-a). *Ronda Uno: El reto de licitar los shales*. *Revista Energía a Debate*. Año 12 No. 71 Noviembre/Diciembre 2016.
- Rinkenbach, Pablo (2016). *Ronda Uno: Reflexiones sobre Ronda 1.5 campos no convencionales (shale)*. *Revista Energía a Debate*. Año 12 No. 73 Marzo/Abril 2016. México DF.
- Ríos Roca Alvaro (2015). *Reformas y bajos precios*. En *Energía a Debate*. Año 11 Edición No. 70 Septiembre/Octubre 2015. México DF.
- Rivard, C., et al (2013)., *An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns*. *Int. J. Coal Geol.*
- Rodríguez Padilla Víctor. *Contratos de servicios múltiples en PEMEX: eficacia, eficiencia y rentabilidad*. En revista *Problemas del Desarrollo*, 163 (41), octubre-diciembre 2010.
- Rodríguez Padilla Víctor. *Competitividad en tiempos de crisis, ¿Se da poco o mucho a las petroleras?*. En *Energía a Debate*. Año 11 Edición No. 70 Septiembre/Octubre 2015. México DF.
- Rogers Deborah (2013). *Shale and Wall Street: Was the decline in natural gas price orchestrated?*. *Energy Policy Forum*.
- Rogers Howard (2011). *Shale gas-the unfolding story*. *Oxford Review of Economic Policy*, Volume 27, Number 1, 2011, pp. 117–143.
- Rothschild Lowell y Kevin Ewing (2016). *Expansive new mitigation requirements. Obama administration adopts wide-ranging natural resources management objectives*. *Oil and Gas Financial Journal*, January 2016. V 13 No.1.
- Ryan J. Duman (2012). *Economic viability of shale gas production in the Marcellus Shale; indicated by production rates, cost and current natural gas prices*. Master Thesis; Michigan Technological University.
- Sandrea Iván (2014). *US shale gas and tight oil industry performance: challenges and opportunities*. The Oxford Institute of Energy Studies. University of Oxford.
- Sanati Cyrus (2015). *Wont raise gas price-For now*. En revista "Fortune". Encontrado en internet 28/03/2016 <http://fortune.com/2015/12/18/congress-oil-export-ban/>
- Smith Katy (2016). *Iran's oil and gas potential*. *Oil and Gas Financial Journal*, March 2016. V 13. No.3.
- SENER (2010). *Estrategia Nacional de Energía 2010-2024*. Secretaría de Energía, México DF, Febrero 2010.

- SENER (2011). *Estrategia Nacional de Energía 2011-2025*. Secretaría de Energía, México DF, Febrero 2011.
- SENER (2012). *Estrategia Nacional de Energía 2012-2026*. Secretaría de Energía, México DF.
- SENER (2012-a). *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012-2026*. Secretaría de Energía, México DF.
- SENER (2013). *Estrategia Nacional de Energía 2013-2027*. Secretaría de Energía, México DF.
- SENER (2013-a). *Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027*. Secretaría de Energía, México DF.
- SENER (2014). *Estrategia Nacional de Energía 2014-2028*. Secretaría de Energía, México DF.
- SENER (2014-a). *Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2014-2028*. Secretaría de Energía, México DF.
- SENER (2015). Avances de la reforma energética. Ronda Cero. Encontrado en internet 07/01/2016 <http://www.gob.mx/sener/reformas/avances-de-la-reforma-energetica-ronda-cero>
- SENER (2016). *Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de hidrocarburos 2015-2019*. Marzo 2016. Secretaría de Energía.
- SENER (2016-a). *Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de hidrocarburos 2015-2019*. Marzo 2016. Secretaría de Energía.
- Suarez, A, et al (2010). *La expansión de la producción de gas en yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón, arenas compactas). Una revolución silenciosa*. Cuadernos de Energía no. 28. Club Español de la Energía. Madrid, España.
- Sullivan, K, et al (2014). *Seeking the Sweet Spot: Reservoir and Completion Quality in Organic Shales*. Oilfield Review Winter 2013/2014: 25, no. 4. Schlumberger.
- Snow Nick (2016). *Obama's proposed fiscal 2016 budget recycles oil tax increases*. Oil and Gas Financial Journal. Encontrado en internet 30/03/2016 <http://www.ogj.com/articles/2015/02/obama-s-proposed-fiscal-2016-budget-recycles-oil-tax-increases.html>
- Snow Nick (2016-a). *Obama's proposed fiscal 2017 budget includes \$10.25/bbl crude oil tax*. Oil and Gas Financial Journal. Encontrado en internet 30/03/2016 <http://www.ogj.com/articles/2016/02/obama-s-proposed-fiscal-2017-budget-includes-10-bbl-crude-oil-tax.html>
- Swanson Eric y Bryan Frederickson (2016). *Energy outlook 2016*. Oil and Gas Financial Journal, January 2016. V 13 No.1.
- Shields David (2015). *El éxito de la reforma se medirá en kilómetros*. En Energía a Debate. Año 11, Edición No.68. Mayo/Junio 2015. México DF.

Terry Wade (2015). *So far, less pain than feared as U.S. shale firms renew loans*. Reuters <http://www.reuters.com/article/us-oil-usa-banking-idUSKCN0RT0BR20150929>

Trembath, A et al (2012). *Where the shale gas revolution came from. Government's role in the development of hydraulic fracturing in shale*. Breakthrough Institute Energy and Climate program.

The Economist (2013). *The Father of Fraking*. Encontrado en internet 08 de Septiembre de 2015 en <http://www.economist.com/news/business/21582482-few-businesspeople-have-done-much-change-world-george-mitchell-father>

The White House (2016). *FACT SHEET: President Obama's 21st Century Clean Transportation System*. Office of the Press Secretary. Encontrado en internet 30/03/2016 <https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2016/02/04/fact-sheet-president-obamas-21st-century-clean-transportation-system>

U.S Department of Energy (2014). *Environmental Impacts of Unconventional Natural Gas Development and Production*. U.S Department of Energy. National Energy Technology Laboratory. Office of Fossil Energy.

U.S. Energy Information Administration (2011). *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*. U.S. Department of energy, Washington, DC.

U.S. Energy Information Administration (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 countries outside the United States*. U.S. Department of energy, Washington DC.

U.S. Energy Information Administration (2014). *Annual Energy Outlook 2014 with projections to 2040*. U.S. Department of energy, Washington DC.

U.S. Energy Information Administration (2014-a). *U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, 2013*. U.S. Department of energy, Washington DC.

U.S. Energy Information Administration (2015). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Mexico*. U.S. Department of energy. Washington DC.

U.S. Energy Information Administration (2015-a). *U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, 2014* U.S. Department of energy, Washington DC.

U.S. Energy Information Administration (2015-b). *Drilling productivity report. For key tight and shale gas regions*. November 2015 Washington, DC 20585.

U.S. Energy Information Administration (2016). *Short Term Energy Outlook (STEO)*. March 2016. Washington, DC 20585.

U.S. Energy Information Administration y U.S. Department of Energy (2015). *Annual Energy Outlook with projections to 2014*. Abril 2015 Washington, DC 20585.

U.S House of Representatives (2011). *Chemicals used in hydraulic fracturing*. Committee on Energy and Commerce.

Vargas, R (2006). *Gas natural: suministro y precio en América del Norte*. En *Energía a Debate* Año 3 No. 17 Octubre/Noviembre del 2006. México DF.

Vargas, R y Herberto, B (2013). *El impacto geopolítico de la revolución del gas de esquisto: consideraciones para México*. *El cotidiano* no. 177 Enero-Febrero 2013. Revista de la División de Ciencias Sociales y Humanidades de la UAM Azcapotzalco.

Vielma Lobo Luis (2015). *PEMEX, en su viacrucis*. En *Energía a Debate*. Año 11 Edición 67. Marzo 2015. México DF.

Vielma Lobo Luis (2015-a). *Ronda Uno: ¿Aprendizaje o fracaso?*. En *Energía a Debate*. Año 11 Edición No. 70 Septiembre/Octubre 2015. México DF,

Vielma Lobo Luis (2015-b). *Avanza la Ronda Uno, ¿Y PEMEX?*. En *Energía a Debate*. Año 11 Edición No. 71. Noviembre/Diciembre 2015. México DF.

Wang Zhongmin y Krupnick Alan (2013). *A retrospective review of shale gas development in the United States. What led to the boom?*. Resources for the future. Washington DC.

WEC (2010). *Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas*. World Energy Council

WEC (2012). *Survey of Energy Resources: Shale Gas - What's New*. World Energy Council.

Wells, B ed. *Technology and the "Conroe Crater"*. American Oil & Gas Historical Society, 3204 18th Street, NW Washington, DC 20010. Encontrado en internet el 11 de Agosto de 2015. <http://aoghs.org/technology/directional-drilling/>

Wells, B ed. *Shooters a "Fracking Histoty"*. American Oil & Gas Historical Society, 3204 18th Street, NW Washington, DC 20010. Encontrado en internet el 11 de Agosto de 2015. <http://aoghs.org/technology/hydraulic-fracturing/>

Zoback M, et al (2010). *Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development*. World Wach Institute. Natural Gas and Sustainable Energy Initiative.