

Una visión global del
sector de hidrocarburos
y finanzas públicas

Capítulo 1. Una visión global del sector de hidrocarburos

Mensajes principales

1. El Estado y los hidrocarburos

- La propiedad original de los hidrocarburos es y deberá seguir siendo de la Nación.
- En general, el objetivo de los Estados con reservas de hidrocarburos es maximizar el valor de la renta de sus recursos no renovables.
- En la cadena productiva de los hidrocarburos el mayor valor está en el *upstream*, es decir, en la fase de exploración y producción.
- Los principales esquemas legales que existen en el mundo para maximizar la renta económica de los hidrocarburos son las concesiones y los contratos (de servicios y de producción compartida).
- Hay tres instrumentos que utilizan los Estados para maximizar el valor de la renta petrolera, independientemente del esquema contractual: las regalías (*royalties*), el sistema de deducciones y el esquema fiscal (impuestos).
- Los Estados combinan estos tres elementos según el objetivo y expectativas de extracción de renta que tengan.
- El sector de hidrocarburos es uno de los negocios más grandes en el mundo. Está íntimamente relacionado con la geopolítica internacional, la diplomacia y las fricciones políticas.

2. Esta es la nueva era de los hidrocarburos

- Los hidrocarburos son y seguirán siendo la principal fuente de energía a nivel global.
- De 1980 a la fecha, las reservas probadas mundiales de hidrocarburos han crecido casi 2.5 veces.
- Se ha roto el mito del fin del petróleo.

3. La innovación tecnológica es la constante del mundo energético

- Con el desarrollo de nuevas tecnologías, muchos recursos antes inaccesibles hoy son viables técnica y comercialmente.
- La tecnología de punta no se vende.

- El bien máspreciado y escaso de la industria petrolera es el talento humano

4. Transición del crudo fácil al crudo difícil

- Los campos convencionales, y en particular los grandes yacimientos, se están acabando.
- Los nuevos descubrimientos son más pequeños, más costosos y más difíciles de explotar.
- El aumento en la producción mundial vendrá de fuentes no convencionales: lutitas, aguas profundas, gas grisú, arenas bituminosas.

5. El mundo energético ya cambió

- Norteamérica está emergiendo como la gran potencia energética del mundo.
- Para 2018, EUA será el mayor productor de petróleo y gas del mundo.
- En menos de dos décadas, EUA podría convertirse en un exportador neto de petróleo, lo cual afectaría directamente a México al reducirse la demanda de crudo mexicano importado.

Introducción

Para poder analizar y discutir sobre el sector de hidrocarburos es importante definir qué objetivo cumple. La visión del IMCO es que la Nación es y deberá seguir siendo la única dueña original de los hidrocarburos. Sin ese punto a discusión, el Estado mexicano debería transformar la lógica de control e ingresos fiscales que ha tenido en las últimas décadas, hacia la maximización del valor de la renta petrolera para promover el desarrollo del país de manera intergeneracional. En este sentido, deben plantearse objetivos claros que guíen al sector de hidrocarburos. En IMCO creemos que la discusión de la reforma de este sector debe estar orientada hacia cuatro objetivos estratégicos:

1. Maximizar el valor de la renta petrolera.
2. Garantizar la seguridad energética y fortalecer la competitividad del país.
3. Convertir al sector en una palanca de desarrollo industrial y tecnológico.
4. Transformar la renta petrolera en bienestar de largo plazo.

Para cumplir con esto, no sólo debe ser relevante la explotación de los hidrocarburos sino el planteamiento de la pregunta ¿cómo hacerlo de la forma más eficiente? El país requiere entender a la energía de los hidrocarburos como un insumo para la producción. El enfoque debe ser lograr un sector energético que impulse la competitividad de las empresas y sectores productivos a través del cumplimiento de la demanda –seguridad en el abasto- y la oferta de precios competitivos.

A fin de entender cómo llegamos al planteamiento de estos cuatro objetivos,¹ este capítulo establece conceptos generales y una visión global del sector. Para ello se divide en dos apartados: el primero describe cómo los Estados maximizan el valor de la renta petrolera utilizando diferentes instrumentos legales. Un hecho definitivo es que la primera fase de la cadena productiva es la que genera el mayor valor económico (la renta), es decir, la fase de exploración y producción de hidrocarburos, usualmente llamada *upstream*. En este sentido, se explican los diferentes arreglos institucionales para la explotación de los hidrocarburos.

El segundo apartado describe las tendencias internacionales en el sector. El petróleo y el gas seguirán siendo la principal fuente de energía, la más usada y explotada a nivel mundial. Sin embargo, a diferencia de las décadas anteriores, hoy vivimos un cambio estructural en el sector ya que hemos pasado del crudo fácil al crudo difícil. Esto significa que la innovación tecnológica y la habilidad de los países para atraer talento e inversión serán cada vez más determinantes para explotar estos recursos. Por ello, se muestra cómo el mapa energético del mundo ha cambiado. América del Norte ha emergido como la región con el mayor potencial de hidrocarburos, principalmente por el descubrimiento reciente de recursos no convencionales.²

México, como parte de América del Norte, podría beneficiarse del nuevo contexto energético de la región aún cuando no tuviera reservas abundantes de hidrocarburos. Para ello requeriría una infraestructura de transporte y distribución eficiente que le permitiera importar energéticos a precios competitivos de EUA y Canadá, para así satisfacer la demanda que no es cubierta por la producción nacional.

Al mismo tiempo, el sector energético nacional podría convertirse en un factor de competitividad para las empresas mexicanas y para la economía en su conjunto. Para esto, el país requiere un mercado de hidrocarburos y

derivados en el cual los precios reflejen tanto las fluctuaciones en la oferta y la demanda como los costos reales de generar energía. Esto no ocurre actualmente debido a la política oficial de precios controlados y subsidiados.

1.1 El papel del Estado y los hidrocarburos

En general, el objetivo común de los Estados con reservas de hidrocarburos es maximizar el valor de la renta de sus recursos no renovables. Las relaciones entre el Estado, como administrador de los hidrocarburos de la Nación; la industria, a través de operadores; y la forma en la que se distribuye la renta generada, son fundamentales para cumplir con dicho objetivo.

En este punto cabe hacer la distinción entre el operador y el dueño de los hidrocarburos. El operador es una empresa petrolera que participa en la fase de exploración y producción de hidrocarburos, tiene la responsabilidad de tomar decisiones, asume el riesgo de capital y obtiene beneficios sólo en caso de éxito, y pierde todas las veces en las que los proyectos no son exitosos.³ El dueño original de los recursos es quien maximiza el valor de la renta de los mismos.

Además de entender estas distinciones, es importante identificar cuáles son las actividades más rentables en el sector y explicar así la razón por la que los Estados mantienen la propiedad de los hidrocarburos. En la cadena productiva de los hidrocarburos el mayor valor está en el *upstream*, es decir, en la fase de exploración y producción.

La industria de petróleo y gas usualmente se divide en tres etapas:

1. *Upstream*: La exploración y producción de petróleo y gas.
2. *Midstream*:⁴ Las actividades logísticas y de transporte de crudo, gas sin proceso y productos refinados.
3. *Downstream*: Abarca la refinación de crudo y el procesamiento de gas natural, así como la comercialización de petrolíferos y petroquímicos.

Por mucho, el sector que genera más valor o renta es el de exploración y producción –*upstream*-. De acuerdo con un estudio de McKinsey, el retorno a la inversión del *upstream*, tanto para petróleo como para gas es 150% mayor al del *downstream*, y entre 150% y 200% mayor con respecto al *midstream* (ver Gráfica 1.1).

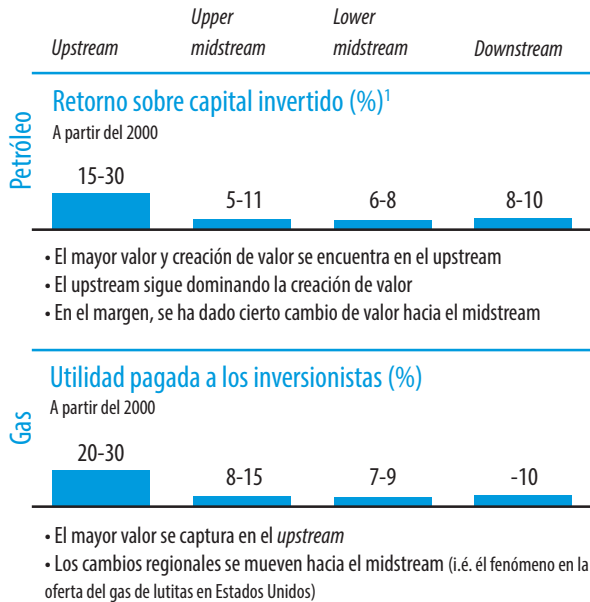
1. En el capítulo 4 se desarrollan a detalle estos cuatro objetivos así como las propuestas para alcanzarlos.
2. Los recursos no convencionales se refieren a los hidrocarburos que se pueden extraer directamente de la roca generadora. Más adelante describimos en qué consisten este tipo de recursos.

3. Ver una discusión más detallada en: D. Wood (coord.) 2012, *Un nuevo comienzo para el petróleo mexicano: principios y recomendaciones para una reforma a favor del interés nacional*. México: ITAM y The Woodrow Wilson Center Mexico Institute.
4. Esta fase a su vez se puede dividir en *upper midstream* y *lower midstream*. La primera se refiere a logística y transporte de crudo y gas no procesado. *Lower midstream* se refiere a logística y transporte de refinado.

Capítulo 1. Una visión global del sector de hidrocarburos

Gráfica 1.1 Rentabilidad de la industria de petróleo y gas por etapa productiva

En la industria de petróleo y gas, el *upstream* es el que crea más valor



Fuente: McKinsey & Company, México, 29 de mayo de 2013

(1) Retorno sobre capital invertido = NOPLAT / Capital invertido; NOPLAT = EBIT * (1 - tasa de impuestos). Donde NOPLAT es el resultado neto de explotación menos impuestos ajustados, y

EBIT son las utilidades antes de intereses e impuestos.

La explotación de hidrocarburos es una actividad muy riesgosa tanto por los niveles de inversión como por las complejidades técnicas. Esta característica es especialmente marcada en el *upstream* y es la principal razón por la cual la tecnología de punta en este sector no se vende. Sin embargo, como consecuencia del agotamiento de los yacimientos “fáciles” (de baja complejidad técnica), las inversiones necesarias para el descubrimiento y desarrollo en los yacimientos “difíciles” se han disparado a niveles muy altos (ver la discusión posterior sobre el costo de pozos en aguas profundas).

La combinación de estos altos costos de inversión con altos niveles de riesgo ha generado que la mayor parte de los proyectos ahora se ejecuten por consorcios de múltiples operadores. Las compañías petroleras más grandes y exitosas actualmente comparten tecnología de punta y se asocian para explotar diferentes yacimientos. De este modo reducen su exposición al riesgo en su papel de operadores. Esta dinámica de competencia y cooperación entre operadores ya es característica del sector moderno de petróleo y gas.

1.1.1 Instrumentos para la maximización de la renta petrolera

La renta económica proveniente de la explotación del petróleo se define como la diferencia entre el ingreso petrolero y los pagos a los factores de la producción (incluyendo la inversión).⁵

No existe un diseño óptimo de sector. Para lograr la maximización de la renta, los Estados deben utilizar una combinación de diferentes instrumentos que respondan a las características específicas de sus recursos, visión y presiones políticas de las cuales son objeto.

De hecho, dentro de un mismo país pueden existir diferentes esquemas. Cada uno puede variar de acuerdo con las condiciones geológicas de los distintos proyectos, la existencia o no de una empresa petrolera estatal (*NOC*, *national oil company* por sus siglas en inglés)⁶ y los términos de la negociación que establezcan entre el Estado y los operadores.

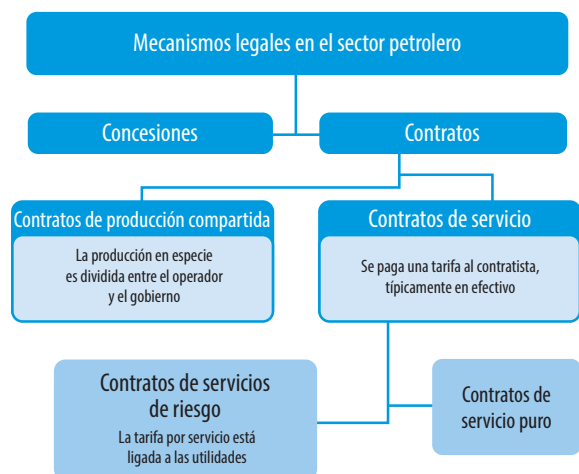
La estrategia de un Estado para maximizar su renta petrolera debe considerar el impacto sobre la inversión y los niveles de producción. En otras palabras, si un Estado implementa un régimen fiscal confiscatorio para el sector de hidrocarburos, la inversión difícilmente llegará y por lo tanto no se producirá petróleo ni habrá renta petrolera que maximizar.

De esta manera, cada país procura fijar un régimen legal y fiscal que maximice la renta para el Estado pero que también ofrezca viabilidad a las decisiones de los inversionistas. En un mundo en el que las reservas de hidrocarburos han crecido dramáticamente como resultado de la revolución tecnológica, existe un alto grado de competencia entre los países productores para atraer inversiones. En este sentido, es evidente que los arreglos institucionales de cada país compiten entre sí.

En el siguiente diagrama se muestran los principales esquemas legales que existen a nivel internacional para establecer derechos y obligaciones tanto de los Estados como de los operadores. Estos se agrupan en dos tipos: sistemas de concesiones y sistemas contractuales (Figura 1.1).

5. World Bank, (2007). *Legal Arrangements in the Petroleum Industry*. En Tordo, Sylvana, (2007). *Fiscal Systems for Hydrocarbons. Design issues*, World Bank working paper No. 123.
6. Las empresas estatales (NOC), no son dueñas de los recursos sino que solamente explotan los hidrocarburos en beneficio de la Nación.

Figura 1.1 Mecanismos legales en el sector petrolero



Fuente: Elaboración propia con datos de Daniel Johnston, (1994). *International Petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. Tulsa, Ok: Penn Well Publishing

La mayor parte de los países productores de hidrocarburos cuentan con un marco institucional que comprende tanto concesiones como contratos de producción compartida. En cualquier caso, el Estado determina el mecanismo contractual idóneo a partir de la complejidad del yacimiento y de la necesidad de hacer más atractivo el esquema en términos de inversión y talento para desarrollarlo. La concesión es el instrumento legal donde la mayor parte del riesgo y de la inversión la asume el operador, quien tiene una mayor libertad para deducir costos.

En contraste, un esquema contractual basado exclusivamente en contratos de servicios es mucho menos eficiente para atraer inversión y talento, ya que el Estado asume la mayor parte del riesgo y la inversión.⁷ México, junto con Arabia Saudita y Kuwait, es de los pocos países productores de hidrocarburos con contratos de servicios donde el Estado asume todo el riesgo.

Sin importar el tipo de esquema, en la mayoría de los casos la Nación es la dueña de los hidrocarburos en el subsuelo y los instrumentos arriba descritos le ayudan al Estado a maximizar el valor de la renta. Excepciones importantes son EUA y Canadá, donde la Nación no siempre es la dueña de los hidrocarburos (en estos países, la propiedad de la tierra otorga también la propiedad de la riqueza del subsuelo).

En ambos sistemas – concesiones y contratos– el inversionista, ya sea directamente el Estado o los operadores (incluyendo a las NOC), asume todos los riesgos y costos asociados a la exploración, desarrollo y producción de

los hidrocarburos y recibe una compensación adecuada al nivel de riesgo. El riesgo depende de las especificaciones de cada proyecto y las expectativas futuras de producción. En términos generales, mientras mayor sea el riesgo de inversión más alta será la proporción de renta que reciba el inversionista.

Es importante tener en cuenta que hay tres elementos fundamentales que inciden en la maximización del valor de la renta petrolera, independientemente del esquema contractual. Estos elementos son: las regalías (royalties), el sistema de deducciones y el esquema fiscal (los impuestos). La estructura y peso de estos elementos en el esquema de maximización del valor de la renta petrolera son determinados por el Estado según criterios como pueden ser la rapidez con la que se pretenden desarrollar reservas y recursos específicos, el perfil de riesgo que asuma el propio Estado (incluyendo su disposición a compartir el riesgo) y su intervención en la planeación y operación de los proyectos petroleros. La combinación de estos elementos y el tipo de arreglo legal determinan el modo en que se distribuye la renta petrolera e inciden en la atracción de talento e inversión al sector. A continuación se describen los tres elementos mencionados:

- **Regalías (royalties):** Este es el primer pago que realiza el operador. Se determina con base en la cantidad y el valor del petróleo producido. Puede ser un porcentaje fijo o depender de una escala móvil de acuerdo con el grado de rentabilidad de un proyecto. El total de las ganancias menos las regalías equivale al ingreso neto.
- **Deducciones / Recuperación de costos:** En esta fase se deducen los costos de operación, depreciación, amortización y agotamiento, así como los costos intangibles de la perforación. En un esquema de concesiones las deducciones no tienen límite. Es decir, se deducen todos los costos. En el caso de los contratos de producción compartida esta recuperación de costos tiene un límite. Esta es una de las principales diferencias entre ambos sistemas. Al ingreso neto menos la recuperación o la deducibilidad de costos se le denomina ingreso gravable.
- **Esquema fiscal:** En esta fase se establecen impuestos con tasas variables. En el caso de una concesión, al ingreso neto menos la deducibilidad de costos se le denomina ingreso gravable y sobre ese ingreso se establecen diferentes impuestos. En el caso de un contrato de producción compartida, posterior a la deducibilidad de costos se hace un reparto de utilidades (*profit oil split*) y sobre el monto restante se establecen diferentes impuestos.⁸

La Tabla 1.1 resume las principales diferencias entre los distintos mecanismos legales.

7. En un contrato de servicios puro el Estado asume la totalidad del riesgo y la inversión (los operadores en este caso son contratistas). En contratos de servicios de riesgo el Estado y el operador comparten tanto el riesgo como la inversión.

8. Daniel Johnston, (1994). *International Petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. Tulsa, Ok: Penn Well Publishing

Capítulo 1. Una visión global del sector de hidrocarburos

Tabla 1.1 Aspectos esenciales de distintos esquemas contractuales para la participación de múltiples empresas en el sector de hidrocarburos

		Modelo cerrado		Modelo abierto	
		Sistema de contratos		Sistema de concesiones	
Conceptos	Servicios (Puro y Riesgo)		Producción Compartida		Concesiones
Propiedad del hidrocarburo	<ul style="list-style-type: none"> Las reservas en el subsuelo son de la Nación En los casos de contrato de servicio puro el operador actúa como contratista En contratos de servicio de riesgo el operador no toma posesión sobre los hidrocarburos en superficie 		<ul style="list-style-type: none"> Las reservas en el subsuelo son de la Nación El Estado comparte la propiedad de la producción con el operador en puntos específicos después de boca de pozo o en los puntos de entrega (en superficie) 		<ul style="list-style-type: none"> Las reservas en el subsuelo son de la Nación El operador toma posesión de la totalidad de la producción de hidrocarburo a boca de pozo (en superficie)
Canalización de renta para el Estado¹	Ingresos no tributarios	No pagan regalías ni otros ingresos	<ul style="list-style-type: none"> Regalías (% de la producción) Bonos de asignación Participación especial Pagos por ocupación de área 	<ul style="list-style-type: none"> Regalías (% de la producción) Reparto de utilidades (profit oil) Bonos de asignación Participación especial Pagos por ocupación de área 	
	Ingresos tributarios	Impuestos	<ul style="list-style-type: none"> Impuestos corporativos (sobre la renta, impuestos ambientales) Impuestos especiales al aceite durante la vida del proyecto 	<ul style="list-style-type: none"> Impuestos corporativos (sobre la renta, impuestos ambientales) Impuestos especiales al aceite durante la vida del proyecto 	
Compensación para el operador²	Tarifa por barril. En los contratos de servicio a riesgo el pago es una tarifa por barril en efectivo vinculada a las utilidades		<ul style="list-style-type: none"> La producción en especie se comparte entre el operador y el gobierno Utilidades netas de los ingresos de parte de la producción Recuperación de inversiones de capital reconocidas como amortización y depreciación (gasto virtual) 	<ul style="list-style-type: none"> Utilidades netas de los ingresos de toda la producción Recuperación de inversiones de capital reconocidas como amortización y depreciación (gasto virtual) 	
Inversión	La inversión de capital corre casi totalmente a cargo del Estado, ya sea directamente o a través de una empresa estatal (NOC)		El operador aporta toda la inversión de exploración, desarrollo y explotación	El operador aporta toda la inversión de exploración, desarrollo y explotación	
Deducibilidad de los costos	Sólo deduce los costos asociados con la prestación del servicio		Existe un tope anual en las deducciones de capital, los costos operativos van al 100%, el remanente se reconoce en años posteriores	El operador puede reconocer anualmente el 100% de las deducciones correspondientes a inversiones de capital y costos operativos	

1. También se denomina *government take* y se entiende como la ganancia que obtiene el Estado de un proyecto de explotación de hidrocarburos. Como se ve en la tabla, puede darse a través de bonos de asignación, regalías, participación del gobierno, pagos por ocupación de áreas e impuestos.

2. Es conocido también como *company take* y es el porcentaje de las ganancias del operador después de cumplir con las regalías, deducir y recuperar sus costos, y pagar impuestos. Fuente: IMCO con información de Daniel Johnston, (1994). *International Petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. Tulsa, Ok: Penn Well Publishing y Description of Individual Fiscal Tools en Open Oil, (2012). *Oil Contracts: How to read and understand them*, 1era edición. Disponible en: <http://openoil.net/understanding-oil-contracts>

En la práctica, este menú de opciones puede ser calibrado por los gobiernos. Es decir, cada una de estas palancas (regalías, deducibilidad de costos, límites a la recuperación de costos, reparto de utilidades, bonos de asignación, participación del gobierno, impuestos corporativos, etc.) puede ser ajustada por el Estado según el objetivo y expectativas de extracción de renta que tenga. Por ejemplo, como se explica a detalle en el capítulo 2, Colombia se ha vuelto un país más atractivo para la inversión en el sector de hidrocarburos gracias a una reducción moderada en los niveles de regalías. El aumento en la inversión se ha traducido en mayor producción, que a su vez le ha permitido al Estado capturar más renta petrolera.

1.1.2 La política internacional en el sector de hidrocarburos

El sector de hidrocarburos es uno de los negocios más grandes en el mundo. Por su importancia económica, el sector está íntimamente relacionado con la geopolítica internacional, la diplomacia y las fricciones políticas. La economía política del petróleo y el gas está determinada por cinco características básicas de la industria:

1. La extracción de hidrocarburos genera importantes rentas, aún en yacimientos con altos costos.
2. Hay importantes costos hundidos en la exploración y producción de hidrocarburos.
3. En la fase de exploración, los riesgos son muy grandes (por la incertidumbre de encontrar yacimientos) pero decaen significativamente en la fase de explotación.
4. Los derivados del petróleo y el gas se consumen masivamente y son fundamentales para el funcionamiento de las economías. Por tanto, sus precios son políticamente sensibles y repercuten en muchos otros precios vía los costos de transporte, de generación de energía y de muchos procesos industriales.
5. Los precios internacionales de los hidrocarburos son volátiles, por lo que la renta petrolera también es muy inestable.

La combinación de altas rentas, costos hundidos y elevada volatilidad de precios generan un ciclo político de negocios en el sector de hidrocarburos, particularmente en países con institucionalidad débil. Cuando los precios son bajos, los gobiernos tienen un incentivo a abrir su sector, atraer inversionistas externos y generar incentivos para actividades de exploración. Sin embargo, cuando los precios aumentan o cuando se descubren yacimientos de petróleo fácil, los gobiernos cambian su políti-

ca: para extraer más renta de los operadores, los gobiernos incrementan las tasas impositivas y de *royalties*, e inclusive expropián activos. Como consecuencia de sus costos hundidos, los operadores se ven obligados a aceptar estos cambios en las condiciones fiscales y contractuales o inclusive a aceptar la pérdida de activos.

En el corto plazo, los beneficios de un giro de esta naturaleza en el esquema fiscal y contractual del sector de hidrocarburos son obvios y los costos pueden parecer invisibles. Un régimen más agresivo de captura de la renta petrolera genera mayores recursos para construir una clientela política a través de diversos mecanismos, como los subsidios a los combustibles. Los niveles de producción pueden mantenerse constantes durante un tiempo por los enormes costos hundidos de los operadores. Además, la renta petrolera tiene la virtud, desde la perspectiva de los gobernantes, de divorciar el gasto público del cobro de impuestos, limitando la necesidad de rendición de cuentas a la ciudadanía.

Sin embargo, eventualmente un cambio súbito y arbitrario en las condiciones contractuales del sector tiene efectos devastadores sobre el mismo. La falta de certidumbre jurídica, combinada con el nuevo régimen fiscal agresivo o confiscatorio, desincentiva la inversión en el sector. En el mediano y largo plazo, esta falta de inversión en actividades exploratorias produce una caída en la producción o una disminución en los precios internacionales y genera presiones fiscales insostenibles. En ese punto puede darse un nuevo ciclo de apertura. Los gobiernos se ven obligados a ofrecer otra vez condiciones contractuales favorables a los operadores privados o internacionales, para atraer inversión y revertir la caída en la producción.

Los episodios de nacionalismo petrolero dejan importantes legados institucionales, en particular la existencia de empresas petroleras nacionales (*NOC*), a veces altamente ineficientes pero políticamente potentes, con una capacidad de influencia amplia entre trabajadores, contratistas y clientes privilegiados.

Para analizar el sector de hidrocarburos en cualquier país, sobre todo con una óptica reformista, se debe atender ese legado. Se debe transferir el control de las reservas a órganos reguladores autónomos, separar las finanzas de la empresa nacional del presupuesto del Estado, introducir disciplina de mercado al abrir el sector a la competencia, e incluso colocar una parte del capital de la *NOC* entre inversionistas privados, aún si se mantiene bajo un control estatal mayoritario.

La supervivencia de esas reformas en una nueva fase de alta producción y altos precios depende de la fortaleza institucional subyacente. En países con tradiciones democráticas frágiles y débil Estado de Derecho, la apertura del sector difícilmente puede resistir los fuertes incentivos

Capítulo 1. Una visión global del sector de hidrocarburos

políticos a extraer más renta en el presente, aún si se sacrifica la producción y renta futuras.

Venezuela representa el mejor ejemplo de este ciclo político de negocios del sector petrolero. Durante los años 50 y 60, en un entorno de precios bajos, ese país sudamericano promovió la participación de empresas internacionales para fortalecer las actividades de exploración. En los años 70, tras el incremento de precios provocado por el primer choque, el gobierno venezolano nacionalizó la industria petrolera y creó una empresa pública para hacerse cargo del sector, PDVSA.

Quince años después, tras un desplome de precios y envuelta en una severa crisis fiscal, Venezuela volvió a impulsar la inversión extranjera en el petróleo. Pero el episodio aperturista no duró mucho tiempo. Con la llegada al poder de Hugo Chávez en 1998, se inició un proceso largo de renacionalización parcial del sector.

El fenómeno se acentuó tras el paro petrolero de 2002-2003 y el inicio de una fase de ascenso sostenido de los precios internacionales. Diversos contratos con operadores extranjeros fueron modificados o cancelados. PDVSA perdió la autonomía financiera y administrativa que tenía, y se convirtió en la fuente central de financiamiento de la política chavista, interna y externa. Los resultados han sido los previsibles, pese a contar con las mayores reservas de crudo del mundo, entre 2000 y 2011 la producción de crudo de Venezuela reportada oficialmente se mantuvo estancada en alrededor de 2.9 millones de barriles por día.⁹ Algunos analistas incluso estiman que la producción real de Venezuela en años recientes podría ser menor a la reportada. De acuerdo con la EIA, entre 2001 y 2012 la producción de crudo en Venezuela cayó 25% al pasar de 3.2 a 2.4 millones de barriles por día.¹⁰

La baja inversión en desarrollo de campos es responsable del estancamiento o caída en la producción: en 2011 PDVSA sólo invirtió en exploración y producción 11 mil millones de dólares. Esta cifra palidece frente a los 19 mil millones que invirtió PEMEX ese mismo año, o los 42 mil millones que invirtió Petrobras en Brasil.¹¹

Eventualmente, es probable que Venezuela regrese a la fase aperturista del ciclo. Posiblemente le sigan países que han seguido rutas similares,

aunque menos estridentes, como Argentina, Ecuador e incluso Brasil en fechas recientes. No hay respuestas únicas, pero existen algunos ejemplos virtuosos como el de Noruega, descritos en el capítulo 2 de este informe. Una constante de esos ejemplos, más allá de las reglas específicas del sector petrolero, es la existencia de un Estado de Derecho y de pesos y contrapesos institucionales que impiden que el sector sea manipulado con fines políticos. Sin eso, no hay mucho que proteja la lógica intergeneracional que debería tener el sector contra los vaivenes de la renta petrolera y de los impulsos de apropiación que genera.

1.2 La revolución tecnológica de los hidrocarburos

Hasta hace unos años, todo parecía indicar que el fin de la era de los hidrocarburos estaba a la vista. La transición hacia el fin del petróleo¹² había estado en la conciencia del mundo occidental desde la crisis del petróleo de 1973, que puso en evidencia el enorme riesgo que implicaba la adicción de las economías avanzadas al petróleo y gas importado. Todavía en la primera década del siglo XXI parecía inevitable la llamada transición energética en un futuro no muy lejano: el aumento sostenido de los precios de los hidrocarburos y la innovación tecnológica en las energías renovables parecía sugerir que éstas reemplazarían a las primeras en cuestión de años.

Sin embargo, esa visión ha cambiado profundamente en años recientes. Hoy el mundo vive una segunda era dorada de las energías fósiles. Las reservas probadas de hidrocarburos se han multiplicado en casi 2.5 veces de 1980 a la fecha. Este fenómeno ha roto el paradigma del fin de la era del petróleo y nos ha obligado a replantear nuestra perspectiva sobre la oferta de hidrocarburos en las siguientes décadas. Todo parece indicar que los hidrocarburos seguirán teniendo un papel preponderante en la composición de la oferta energética mundial, como se puede apreciar en las gráficas 1.2, 1.3 y 1.4.

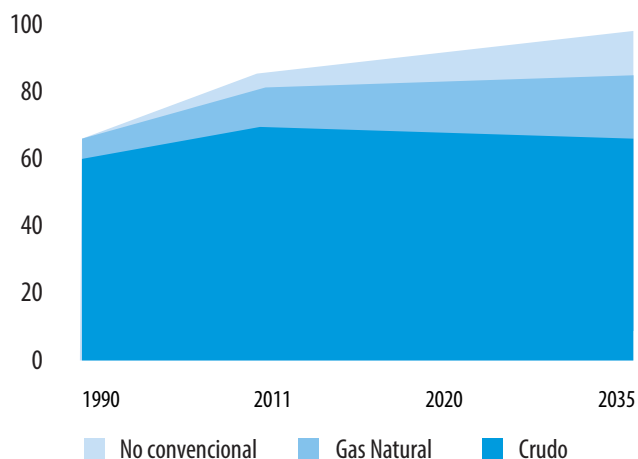
9. OPEP, (2013). *Annual Statistical Bulletin 2012*. Disponible en: http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2012.pdf

10. EIA, (2012). *Venezuela Analysis Brief*. Última actualización 3 de octubre de 2012. Obtenido en: <http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Venezuela/venezuela.pdf>

11. CNN Finance, (06-03-2013). *Chavez's death won't spur new Venezuela oil drilling*. Obtenido en: <http://finance.fortune.cnn.com/2013/03/06/hugo-chavez-death-oil/>

12. The Economist, (23-10-2013). *The End of the Oil Age*. Obtenido en: <http://www.economist.com/node/2155717>

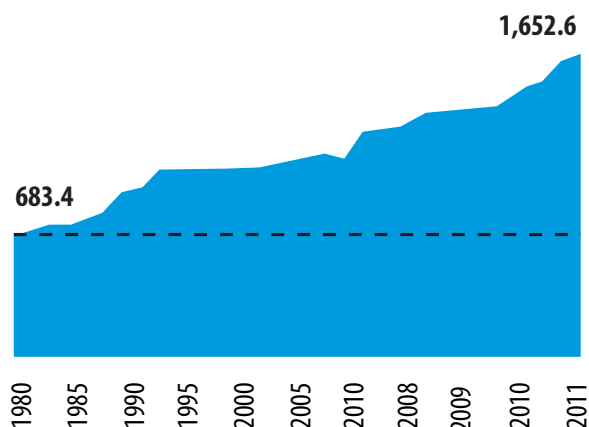
Gráfica 1.2 Producción total mundial según fuente de energía (millones de barriles diarios)



Fuente: IMCO con información de la IEA, 2012, World Energy Outlook 2012.

Nota: Los recursos no convencionales se refieren a los hidrocarburos que se pueden extraer directamente de la roca generadora, estos pueden ser por ejemplo formaciones de lutitas, arenas bituminosas o gas grisú. Más adelante describimos en qué consisten este tipo de recursos.

Gráfica 1.3 Reservas probadas de petróleo en el mundo (miles de millones de barriles)



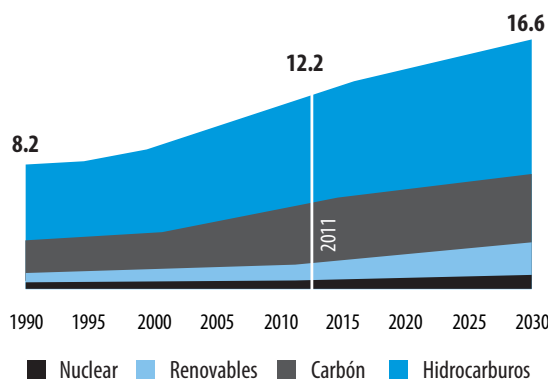
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

El nivel actual de reservas de petróleo alcanzaría para 55 años al mismo ritmo de producción de 2011. Para el caso del gas natural, alcanzaría para 71 años. Sin embargo, en los próximos años los avances tecnológicos bien podrían impulsar el aumento de las reservas mundiales de gas natural en 340% y de petróleo en 350% (ver Tabla 1.2). En los países de la OCDE este aumento podría ser mucho mayor –de hasta 960%.

De acuerdo con el *BP Statistical Review of World Energy 2012*, el consumo total de energía mundial en 2011 fue de aproximadamente 12.2 mil millones de toneladas de crudo equivalente (MTCE). Los hidrocarburos (petróleo, gas natural y líquidos asociados) abastecieron 57% de la demanda global, mientras que 30% provino del carbón, 8% de energías renovables (incluyendo hidroeléctricas) y poco menos de 5% de la energía nuclear.

Las proyecciones a futuro señalan que los hidrocarburos continuarán siendo la principal fuente energética. De acuerdo con el *World Energy Outlook 2012*, publicado por la Agencia de Información de Energía de EUA (EIA),¹³ y el *BP World Outlook 2030*, la demanda global de energía llegará a 16.6 mil MTCE en 2030, lo que implica un crecimiento de 40% respecto a 2011. La demanda se abastecerá en 54.4% de hidrocarburos, 27.5% de carbón, 12% de energías renovables y cerca de 6% de energía nuclear (ver Gráfica 1.4). Por tanto, es posible afirmar que vivimos en la era de los hidrocarburos y así continuará en el futuro cercano.

Gráfica 1.4 Crecimiento de la demanda global según fuentes de energía (miles de MTCE)



Fuente: BP, 2013, World Outlook 2030.

En las mismas proyecciones, las energías renovables –que parten de una base muy pequeña– son las que exhiben un mayor crecimiento, sobre todo a expensas del carbón, que está siendo gradualmente desplazado por sus altos costos económicos y ambientales. Los costos de las energías renovables, especialmente eólica y en menor grado solar, podrían representar una opción factible de suministro a pequeña escala.

Sin embargo, la mayor revolución por magnitud, impacto y escala, ocurre en la forma de explorar y producir hidrocarburos. En las siguientes décadas será cada vez más importante el uso de tecnología de punta y cono-

13. International Energy Agency, (November 2012). *World Energy Outlook 2012*. Obtenido en: <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/>

Capítulo 1. Una visión global del sector de hidrocarburos

Tabla 1.2 Reservas probadas de petróleo y gas a 2011 y recursos recuperables (con cambio tecnológico)

	Gas Natural (tmc)		Petróleo (miles de millones de barriles)	
	Reservas Probadas	Recursos Recuperables	Reservas Probadas	Recursos Recuperables
OCDE	28	193	244	2,345
No OCDE	205	597	1,450	3,526
Total	232	790	1,694	5,871
R/P (años)	71	241	55	189

Fuente: IMCO con información de la IEA, 2012, *World Energy Outlook 2012*.

Nota: R/P son los años que duraría el recurso de seguir produciendo a niveles de 2011.

Tmc: trillones de metros cúbicos.

cimiento especializado para poder explotar el potencial de hidrocarburos a nivel mundial. De hecho, gracias a los avances tecnológicos se ha hecho posible (y rentable) la explotación de una enorme cantidad de yacimientos más complejos y más pequeños que décadas atrás no hubieran sido factibles de desarrollar ni en términos financieros ni técnicos.

No obstante, debido a la complejidad técnica y los niveles de inversión necesarios para poder explotar los hidrocarburos no todos los países tienen acceso a esta revolución. La tecnología de punta -tanto en maquinaria y equipo, como en investigación y desarrollo- no está a la venta. Además, ésta no es suficiente si no se cuenta con el recurso más escaso: la experiencia y el talento humano. Hoy, la industria de los hidrocarburos a nivel global está en franca competencia, no por los recursos naturales que cada vez son más abundantes, sino por el personal experimentado y capacitado.¹⁴

Es decir, las compañías que son dueñas de las tecnologías de vanguardia normalmente retienen dicho conocimiento en patentes, las cuales no venden ni licencian, sino que las utilizan en inversiones donde sus retornos potenciales son altos o las comparten con otras empresas cuando se asocian en proyectos específicos. México ha quedado fuera de esta revolución tecnológica, pues bajo su esquema actual sólo tiene acceso a tecnología rezagada que le prestan (pero no le transfieren) sus contratistas.

Estos cambios están haciendo que termine el mundo de los grandes yacimientos. El escenario de fácil explotación a muy bajo costo, donde solo un puñado de países eran productores, se agota a la misma velocidad que los yacimientos que dieron pie a esa era en la producción de petróleo. Hoy, los campos gigantes como Ekofisk en Noruega, Cantarell en México, o la Franja del Orinoco en Venezuela, que catapultaron la producción petrolera en estos países hace 30 años, se encuentran en fase de declinación. En cambio, la nueva producción petrolera vendrá de una variedad de lugares con altos

costos de producción, pero con la misma constante: el talento humano y la tecnología como base del éxito. Es decir, estamos en la transición de una era de petróleo fácil a una de petróleo difícil.

Antes, los hidrocarburos se hallaban en grandes yacimientos en pocos países, los cuales por sus bondades geológicas eran de bajo riesgo y bajo costo de producción. Pero el mundo ha cambiado. Actualmente, los nuevos hidrocarburos se localizan por todo el orbe, en numerosos campos de mucho menor tamaño a los antes vistos. Esta diversidad y dispersión conlleva riesgos de exploración y producción mayores a los que el mundo estaba acostumbrado. Igualmente, estos nuevos recursos vendrán de fuentes no tradicionales, como se explica más adelante.

En esta nueva era, la capacidad de crecer de los países dependerá de políticas que permitan capitalizar las oportunidades que abran sus puertas a la revolución tecnológica. Por esta razón, países como Noruega, Colombia o incluso China, han reformado sus políticas energéticas para aprovechar dichos recursos de forma más rápida y eficiente. A pesar de tener exitosas empresas estatales de hidrocarburos, estos países han creado mercados energéticos abiertos a la competencia, lo que les ha permitido detonar una transformación económica y explotar mejor sus recursos fósiles, como se explica a mayor detalle en el capítulo 2 del presente informe.

1.2.1 Los nuevos recursos energéticos

Los recursos energéticos que hoy son económicamente viables gracias a los avances tecnológicos son principalmente:

- **Gas grisú.** Es el gas natural que se obtiene de la producción minera, especialmente del carbón.¹⁵ Su producción es relativamente sencilla y requiere poca inversión ya que es un subproducto del proceso minero. Esto lo ha convertido en un recurso comercialmente atractivo en países como Australia, Canadá, Rusia, Colom-

14. "Manpower shortage: Age demographics of petroleum industry leading to problems", *Offshore Magazine*. Obtenido en: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-61/issue-8/news/manpower-shortage-age-demographics-of-petroleum-industry-leading-to-problems.html>

15. En inglés se conoce como: Coal bed methane

bia y EUA. En México, dicho combustible podría representar una alternativa de bajo costo para las industrias de Coahuila (donde se extrae el carbón), ubicadas lejos de las zonas de abasto tradicionales de hidrocarburos.¹⁶

- **Arenas bituminosas.** Las arenas bituminosas son depósitos saturados de un petróleo muy viscoso, parecido al chapopote. Por su forma, este petróleo no se perfora como tradicionalmente se haría en los yacimientos, sino que se excava como si fuera un mineral. De acuerdo con el *World Energy Council*,¹⁷ las reservas mundiales de bituminosas alcanzan los 250 mil millones de barriles, es decir, 18% de las reservas totales de crudo en el mundo. De estas reservas, 71% se ubican en Canadá y el resto en diversos países, entre los que destacan Kazajistán y Rusia. La importancia de las bituminosas canadienses no se limita exclusivamente a sus reservas. Su producción representa actualmente 2 millones de barriles diarios (mmbd) y se espera que aumenten a 3.6 mmbd en 2020. Lo anterior implica que para fines de 2014, Canadá podría convertirse en el mayor proveedor de petróleo crudo pesado de las refinerías norteamericanas de la costa del Golfo de México,¹⁸ siempre que la infraestructura de oleoductos se desarrolle para este fin. El escenario descrito es especialmente importante para México, pues implica que el país podría ser desplazado como proveedor de dichas refinerías.
- **Aguas profundas.** En los años setenta, las empresas petroleras de Estados Unidos, Noruega y Brasil decidieron invertir en tecnologías para explotar hidrocarburos en el lecho marino a profundidades antes inaccesibles. La inversión en tecnología fue una respuesta a los embargos petroleros del Medio Oriente. Por ello, con presupuestos de investigación sostenidos y tras treinta años de desarrollo, estos países desarrollaron tecnologías submarinas (robots, sistemas de monitoreo, plataformas semi-sumergibles, entre otros) para llegar a profundidades de varios kilómetros de tirante de agua y debajo del lecho submarino. Actualmente, son pocos los países que cuentan con la tecnología y experiencia para explotar dichos yacimientos. Asimismo, pocas empresas tienen la capacidad para invertir en dichos proyectos por sus altos costos, riesgos y complejidad tecnológica.

De acuerdo con datos de la industria,¹⁹ invertir en el proceso exploratorio de un pozo en aguas profundas cuesta entre 200 a 250 millones de dólares. Pero de encontrarse petróleo, la inversión en infraestructura, perforación, instalaciones submarinas y mantenimiento de dichos pozos se eleva a un costo entre 6 mil a 15 mil millones de dólares como es el caso de Perdido,²⁰ proyecto desarrollado por un consorcio internacional,²¹ a poco más de 13 kilómetros de la frontera marítima entre EUA y México. Para poner estos números en perspectiva, usando el ejemplo de Perdido que es el mayor complejo productor de aguas profundas en EUA, desarrollar un campo similar en el lado mexicano del Golfo de México implicaría poco menos del presupuesto total de Pemex, o bien, 84% del gasto en educación²² del país en 2013. Además, los riesgos de dicha producción son muy elevados debido a las distancias entre la plataforma marina del pozo y la superficie. Existen, por ejemplo, riesgos de corrosión, flexibilidad de la tubería, alimentación de energía a las instalaciones submarinas, entre otros.

El accidente del *Deepwater Horizon* en el Golfo de México, hace dos años, es una muestra de la complejidad de controlar dichos riesgos y que resultó en altísimos costos para el medio ambiente, las comunidades aledañas y la empresa responsable (20 mil millones de dólares en multas e indemnizaciones).²³ Por esta razón, todas las empresas petroleras del mundo que explotan yacimientos en aguas profundas, con excepción de Pemex, se alían con otras empresas para aprovechar sus ventajas competitivas y diversificar el riesgo de la inversión. Esto explica la existencia de más de 35 mil pozos²⁴ en la parte estadounidense del Golfo de México, mientras que del lado mexicano existen únicamente mil pozos.²⁵ De hecho, la producción petrolera de aguas profundas en EUA representa 72% de la producción total mexicana de petróleo crudo.

En otras palabras, bajo el esquema legal actual, Pemex no sólo no produce petróleo de aguas profundas, sino que no podrá alcanzar a sus competidores en la carrera tecnológica necesaria para enfrentar los retos que implica explotar dichos yacimientos.

16. Aun cuando las industrias en Coahuila se encuentran cerca de Texas donde se podrían conectar al gas, esto no necesariamente resulta en un abasto de combustible barato ya que podría implicar inversiones importantes en gasoductos.

17. World Energy Resources, (2010). *Survey of Energy Resources*. Obtenido en: <http://www.worldenergy.org/publications/2010/survey-of-energy-resources-2010>

18. Citigroup Energy 2020: *North America, the New Middle East?* Obtenido en: <http://fa.smithbarney.com/public/projectfiles/ce1d2d99-c133-4343-8ad0-43aa1d-a63cc2.pdf>

19. BP, Shell, Exxon, Anadarko, IHS CERA *Upstream Capital Costs Index (UCCI) Deepwater Exploration: Techno-Commercial Aspects*. Obtenido en: www.rigzone.com

20. Shell, sitio web. Obtenido en: www.shell.com

21. El consorcio lo integran Shell (35%, operador), Chevron (37.5%) y BP (27.5%).

22. Presupuesto de Egresos de la Federación 2013. Obtenido en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/PEF_2013.pdf

23. BP, (2013). *Committed to the Gulf*. Obtenido en: <http://www.bp.com/sectiongenericarticle800.do?categoryId=9048902&contentId=7082577>

24. Dichos pozos representan a 50 empresas. Ver *After Spill, Gulf Oil Drilling Rebounds*, Wall St. Journal September 20, 2012. Obtenido en: <http://online.wsj.com/article/SB10000872396390443890304578008573749823206.html>

25. Pemex, (2012). *Informe Estadístico 2012*, Pemex Exploración y Producción. Obtenido en: <http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=statusfilecat&categoryfileid=10183>

Capítulo 1. Una visión global del sector de hidrocarburos

- **Lutitas (shale).** Las lutitas son formaciones geológicas de rocas de muy baja permeabilidad, donde, a diferencia de los campos tradicionales, los hidrocarburos quedan atrapados en la roca y no fluyen. Los hidrocarburos, tanto de gas natural como de petróleo, son liberados gracias a un proceso llamado “fraccionamiento hidráulico” (*hydraulic fracking*) que aumenta la permeabilidad de las lutitas. El proceso de producción es relativamente simple. Una vez perforado un pozo a una profundidad de 2,000 a 2,500 metros, se hace una descarga eléctrica que expande momentáneamente la roca donde se encuentran los hidrocarburos, lo cual aumenta significativamente su permeabilidad. Acto seguido se inyecta una solución especial que mantiene temporalmente abiertos los canales para que fluyan los hidrocarburos a la superficie para su producción.

Muchos yacimientos de lutitas habían sido identificados desde el siglo XIX, pero fue apenas durante los últimos 10 años que su explotación comercial se volvió posible, gracias a la tecnología del *fracking*.

Los pozos de lutitas son relativamente pequeños y efímeros. En promedio, cada uno requiere una inversión de entre 10 y 20 millones de dólares. Tienen tasas aceleradas de declinación: en promedio alcanzan su producción máxima en tres o cuatro meses.²⁶ La única forma de mantener e incrementar la producción en dichos campos es con un plan de operación de alta eficiencia en logística y movilidad de cientos o miles de pozos, para así tener producciones comercialmente viables. Es decir, aunque productores de pequeña escala pueden participar en la explotación de lutitas, en el agregado se requieren inversiones millonarias en miles de pozos para alcanzar niveles razonables de rentabilidad.

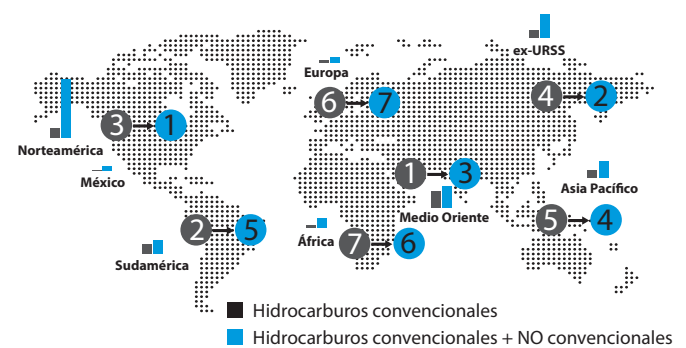
Pese a la pulverización en la producción, ésta ha crecido de forma exponencial, especialmente en EUA. Por ejemplo, de acuerdo con la EIA,²⁷ en 2012 el estado de Dakota del Norte se convirtió en el segundo productor de petróleo de Estados Unidos, sólo detrás de Texas, cuando hace apenas 10 años el estado no figuraba en el mapa de hidrocarburos. La fortuna de Dakota del Norte es estar en el corazón de la cuenca de lutitas del Bakken, rica en petróleo ligero y otros líquidos. Hoy dicha cuenca produce casi el mismo volumen que el yacimiento Ku-Maloob-Zaap, el mayor activo petrolero de México.²⁸

De acuerdo con la EIA,²⁹ México tiene el cuarto potencial de gas de lutitas más grande del mundo, (ver Mapa 1.2 en la siguiente página). La pregunta es si el país podrá explotar dicho potencial y si en el corto plazo estados como Tamaulipas, Nuevo León y San Luis Potosí podrán desplazar a Veracruz, Tabasco y Campeche como los principales productores de hidrocarburos del país.

Las nuevas fuentes de hidrocarburos están cambiando la forma en que los países se abastecen de energía. Nuevos jugadores, compañías y países, adquieren relevancia tanto del lado de la demanda como de la oferta. Esto reduce el margen de negociación de los países tradicionalmente productores de petróleo sobre los regiones tradicionalmente consumidoras (Estados Unidos, Japón y Europa). Aquellos países que logren atraer talento y tecnología más rápido a su sector energético serán quienes generen las mayores utilidades –y la mayor renta– de los nuevos hidrocarburos.

Hoy, América del Norte ya es la región con el mayor potencial energético del planeta cuando se consideran los recursos no convencionales, actualmente accesibles y comercialmente viables gracias a la revolución tecnológica. Estos recursos incluyen el aceite y gas de lutitas, las arenas bituminosas y el gas grisú. Antes de la revolución tecnológica, el Medio Oriente contaba con el mayor potencial de recursos convencionales, seguido por Sudamérica. Los cambios en la jerarquía global de reservas de hidrocarburos probadas a partir de la revolución tecnológica se pueden apreciar en el Mapa 1.1.

Mapa 1.1 Cambios en las posiciones mundiales de reservas probadas de hidrocarburos, por región (2011).



Fuente: Elaboración propia con información de BP Statistical Review of World Energy 2012, World Energy Council, World Bank, Canadian Energy Research Institute.

26. Schlumberger, (2011) Study assesses shale decline rates. En *The American Oil and Gas Reporter*, (May 2011). Obtenido en: http://www.slb.com/~media/Files/dcs/industry_articles/201105_aogr_shale_baihly.ashx

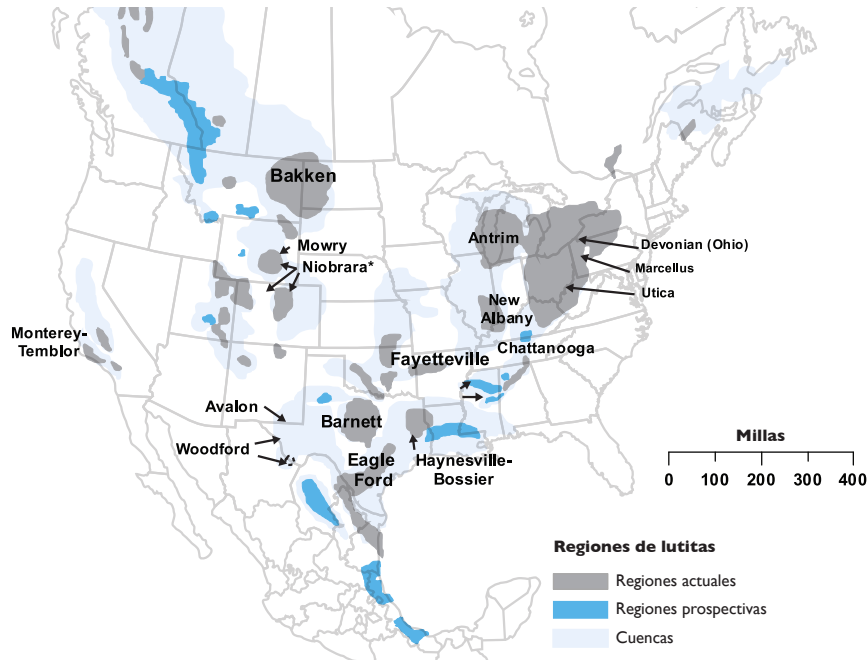
27. EIA, (2012). *Rankings* <http://www.eia.gov/state/rankings/?sid=ND#series/46>

28. EIA, (2012). North Dakota crude oil production continues to rise August 15

2012 en *Today in energy*. Obtenido en: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7550>

29. EIA, (2012). *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*. Obtenido en: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

Mapa 1.1 Cuencas de lutitas más importantes en Norteamérica



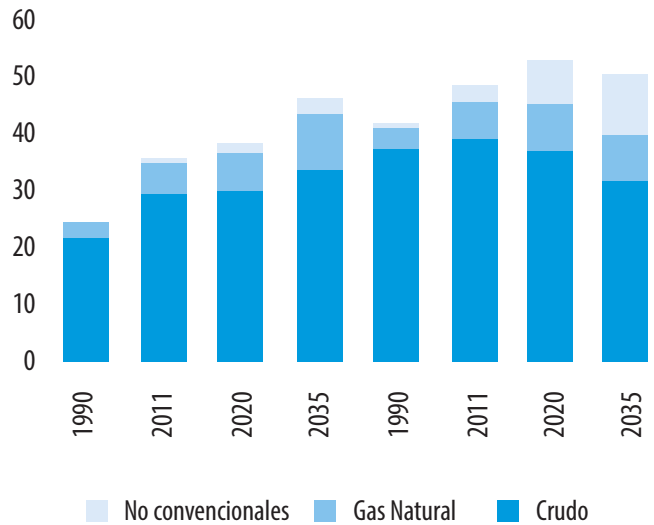
Fuente: EIA, disponible en: http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/maps/maps.htm

Gráfica 1.5 Producción total mundial según fuente de energía

Detrás de América del Norte, la ex Unión Soviética emerge como la segunda región con mayor potencial de recursos de hidrocarburos totales (convencionales más no convencionales). En tercer lugar está Medio Oriente, en donde la revolución tecnológica ha tenido un efecto relativamente modesto, al poseer pocos yacimientos no convencionales. Y en cuarto lugar aparece la región de Asia Pacífico, encabezada por China, que también cuenta con vastas reservas de lutitas.

La mayor parte del incremento en las reservas no convencionales de hidrocarburos se dará en países que no son miembros de la OPEP. Éstos últimos seguirán siendo líderes en la producción de petróleo de fuentes convencionales, aunque algunos de sus países miembros, como Venezuela, también cuentan con grandes reservas de recursos no convencionales.

Sin embargo, a pesar de la revolución tecnológica, los recursos no convencionales seguirán representando una fracción minoritaria de la producción total de hidrocarburos, tanto en los países de la OPEP como fuera de ella. Esto se puede ver en la Gráfica 1.5.



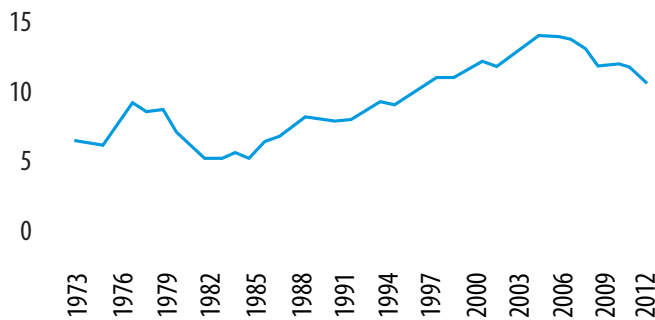
Fuente: Elaboración IMCO con información de la IEA, 2012, *World Energy Outlook 2012*.

De acuerdo con la EIA,³⁰ EUA podría convertirse en cinco años en el primer productor mundial de petróleo, y en dos años en el primer productor de

30. International Energy Agency, 2012, *World Energy Outlook, 2012*.

Capítulo 1. Una visión global del sector de hidrocarburos

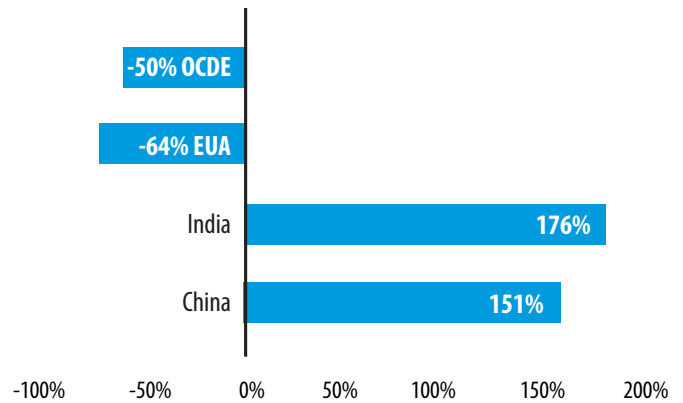
Gráfica 1.6 Importaciones de petróleo EUA (millones de barriles diarios)



Fuente: IMCO con información de la EIA, 2013.

gas natural. Con ello desplazaría a Arabia Saudita y Rusia como primeros productores de petróleo y gas, respectivamente. Este surgimiento de EUA como súper-potencia energética se debe, por un lado, a su producción en campos de lutitas y aguas profundas, y por el otro, a su menor demanda energética *per cápita*. Lo anterior explica por qué las importaciones de petróleo de EUA en diciembre de 2012 fueron iguales a las de 1999 (ver Gráfica 1.6). Se espera que las importaciones de Estados Unidos caigan 64% entre 2011 y 2035 (ver Gráfica 1.7). En los países de la OCDE también se espera una caída en las importaciones de crudo en las próximas décadas. En contraste, en las dos economías emergentes más grandes y pobladas del mundo, China e India, la importación de crudo podría crecer más de 150% para el 2035. En estos países, tendencias como la industrialización, la expansión de las clases medias y el incremento en el parque vehicular provocarán que el consumo de energía aumente sostenidamente durante las siguientes décadas.

Gráfica 1.7 Crecimiento esperado de las importaciones de petróleo por región (2011-2035)



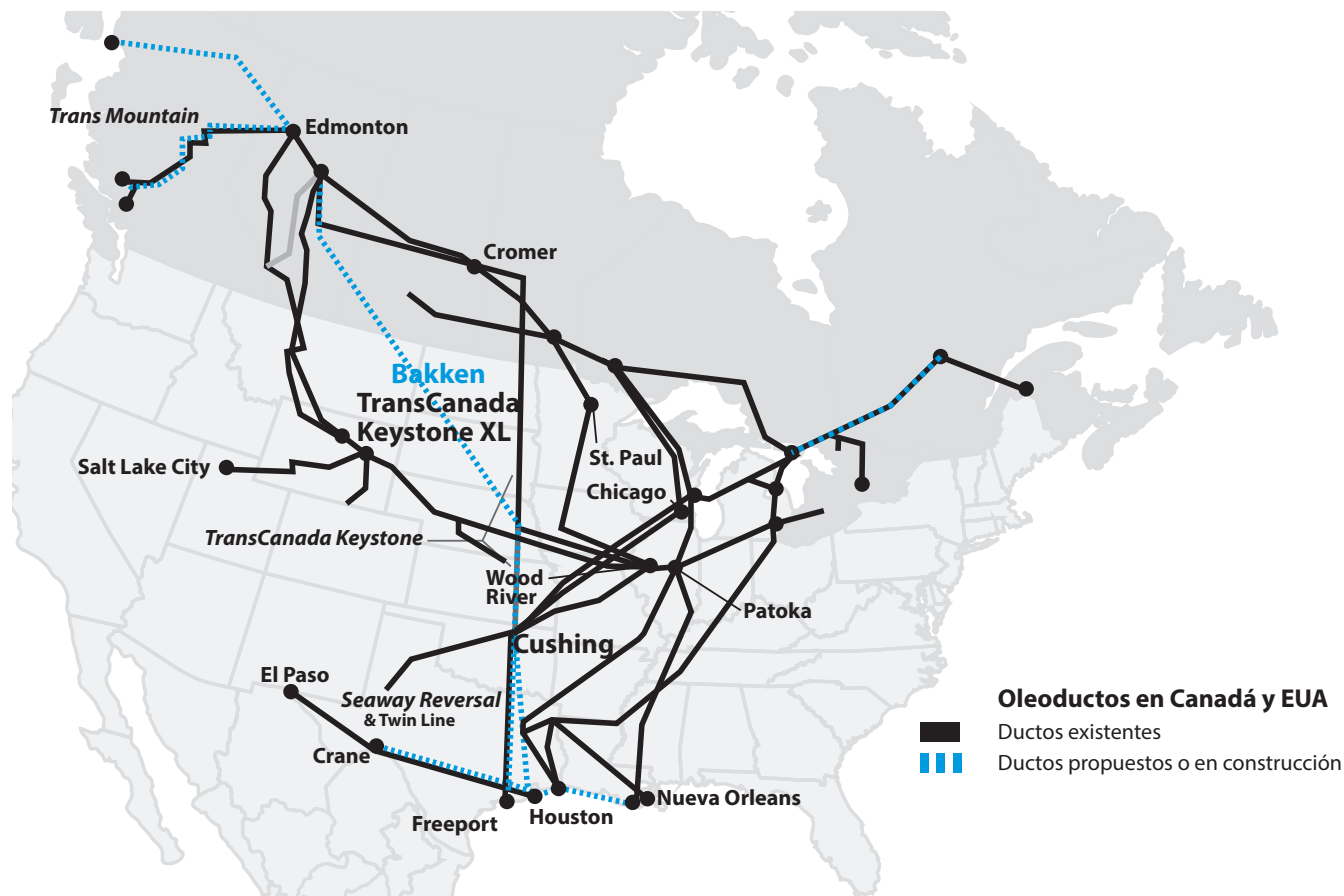
Fuente: IMCO con información de la IEA, 2012, *World Energy Outlook 2012*.

La preeminencia de los hidrocarburos provenientes de Norteamérica es ya una realidad. Hoy el crudo canadiense y la producción de crudo de lutitas de la cuenca del Bakken han empezado a sustituir el petróleo ligero (y por ende, más valioso y costoso) que importaba EUA principalmente de Angola y Nigeria para sus refinерías en la costa este.³¹ Por otro lado, la llegada de los crudos pesados canadienses a las refinерías de la costa del Golfo de México en territorio norteamericano amenazan las exportaciones de crudo de México, ya que sólo estas refinерías cuentan con las técnicas necesarias para procesar el crudo mexicano.³²

31. Citigroup, (2012). *Energy 2020: Independence Day*

32. Pemex, (2011). *Reporte 20-F* ante la Securities and Exchange Commission (SEC). Obtenido en: <http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ion-ID=17&catID=12160>

Mapa 1.3 Red de oleoductos en América del Norte



Fuente: Canadian Energy Research Institute.

Por otro lado, la nueva producción de hidrocarburos en Estados Unidos y Canadá ha crecido tanto que se han creado importantes cuellos de botella en su transportación, pese a la amplia red de oleoductos existentes en Norteamérica. Esto ha provocado una acumulación de inventarios por arriba de lo normal en Cushing, Oklahoma, y como consecuencia un diferencial de precios mayor a \$15 dólares por barril³³ entre el precio internacional de referencia (el Brent) y el precio del West Texas Intermediate (WTI) (valuado en Cushing). Para atender dicho problema, se ha planteado desde principios de 2011 ampliar la red de oleoductos con el proyecto del oleoducto Keystone XL y algunas extensiones de los actuales. Esto permitiría mover el crudo de lutitas de la cuenca del Bakken y el crudo sintético de las bituminosas canadienses hasta las refinerías estadounidenses localizadas en el Golfo de México, así como también a la costa del Pacífico (ver Mapa 1.3).

De construirse esta nueva red, el Golfo de México ya no sería un puerto de importación sino de exportación de hidrocarburos para mercados con precios más altos como Europa. Pero dicha infraestructura también permitiría a los canadienses exportar petróleo al mercado asiático, que es el de mayores precios y mayor crecimiento en el mundo. Actualmente, China, Corea y Japón pagan un sobrepago al estar referenciados a los precios del crudo proveniente de los Urales, principal región productora de petróleo en Rusia y la ex-república soviética de Kazajistán.³⁴

En este escenario, el crudo canadiense podría convertirse en el precio de referencia de la región. Lo anterior afectaría profundamente a los productores existentes, como Rusia y Medio Oriente, que tradicionalmente tenían cautivos a los mercados europeo y asiático.

33. EIA, (2013). *Petroleum and other liquids, spot prices*. Obtenido en: http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_a.htm

34. Top Oil News, (2012). *Oil Prices, Urales Brent*, December 2012. Obtenido en: <http://www.topoilnews.com/>

Capítulo 1. Una visión global del sector de hidrocarburos

Cuadro 1.1 El debate ambiental en torno al fraccionamiento hidráulico

Actualmente existe un debate internacional acerca de los posibles riesgos ambientales y de salud asociados al fraccionamiento hidráulico –*fracking*– en la producción de hidrocarburos. Los temas principales de ese debate son tres: a) la contaminación de mantos acuíferos, b) el uso intensivo del agua empleada en el proceso, y c) los terremotos generados al romper la roca del subsuelo. Estos temas reflejan una creciente preocupación ambiental acerca de esta tecnología, y que ha llevado a países como Francia y Bulgaria –con las mayores reservas del gas de lutitas (*shale gas*) en Europa– a prohibir el *fracking*. Al interior de Estados Unidos también existe este debate: en los estados de California y Nueva York se ha prohibido o establecido una moratoria para realizar esta actividad, en buena medida en respuesta a la presión de ambientalistas.

La evidencia documentada no es abundante. Hasta ahora hay muy pocos casos de contaminación de acuíferos provocados por el coctel de agua y químicos que son inyectados para romper la roca. En cuanto a los terremotos, hasta ahora todos han sido de magnitudes mínimas y no han ocasionado daños humanos ni económicos. Sin embargo, en los próximos meses se espera que se publiquen varios reportes sobre los impactos en salud de la población que vive en las zonas cercanas a los pozos donde se extrae el *shale gas*. De los resultados de dichos estudios dependerá si se levanta la moratoria en el estado de Nueva York o no.

Una preocupación adicional que existe en California y en las zonas con una relativa escasez de agua –entre los cuales está incluido México– es que el *fracking* es intensivo en su uso. Sin embargo, aún persisten las dudas de si el volumen utilizado en esta actividad es mayor o menor al de otros procesos como la recuperación secundaria de hidrocarburos, o bien, al volumen que se utiliza para el manteni-

miento de un campo de golf. Algunas estimaciones señalan que, en promedio, un proceso de fraccionamiento hidráulico usa 6 millones de galones de agua en un año,¹ mientras que un campo de golf usa de 30 a 35 millones de galones de agua en un año.²

Los críticos de esta actividad han señalado que la industria estadounidense ha gozado de exenciones al cumplimiento de las principales leyes ambientales y de protección a la salud.³ Además, el gobierno federal de ese país ha sido muy lento en establecer una regulación nacional de la actividad. Apenas a principios de mayo de 2013 el gobierno estadounidense presentó una segunda iniciativa para regular el *fracking*, exigiéndole a la industria que revele la mayor parte –más no todos– los químicos usados en el proceso, así como para realizar análisis frecuentes de la calidad del agua donde se ubican los pozos.

Para atender las preocupaciones y dudas legítimas de la ciudadanía, y garantizar la protección del medio ambiente y salud de la población, la regulación en México deberá adelantarse y establecer desde el inicio reglas muy claras tanto para evitar la contaminación de acuíferos y del entorno, como para asegurarse que la actividad haga un uso racional del agua. Esto es indispensable pues Pemex y los reguladores del sector energético han sido hasta ahora laxos en cumplir y hacer cumplir la normatividad ambiental.

Por último, no debe olvidarse que, en la discusión sobre si los recursos de las lutitas son convenientes para el país o no en términos ambientales, será necesario considerar a qué fuente alternativa estarían desplazando: ¿a otros hidrocarburos o a las energías renovables?

1. Fuente: Wall Street Journal (Diciembre 6, 2011). Disponible en: <http://online.wsj.com/article/SB10001424052970204528204577009930222847246.html>

2. Fuente: National Academy of Sciences. *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*. Disponible en: http://www.nap.edu/catalog.php?record_id=13355

3. Fuente: Robert Kennedy Jr. (Enero 2013). *The Perils of Fracking*. Disponible en: <http://video4good.com/the-perils-of-fracking-robert-f-kennedy-jr-at-commitforum-2012-part-7/>.

¿Cómo puede aprender México del manejo inadecuado del gas de lutitas (*shale gas*) en Estados Unidos?

Steven Cohen

Director Ejecutivo

The Earth Institute, Universidad de Columbia

El fraccionamiento hidráulico (*Hydrofracking* o *hydraulic fracturing* en inglés) puede ser necesario para satisfacer nuestra creciente demanda de energía, pero se requiere establecer políticas públicas efectivas que regulen la práctica y el manejo de la extracción para proteger la salud de las personas y el medio ambiente. El fraccionamiento hidráulico es la práctica de extraer gas natural al inyectar agua, arena y químicos a una alta presión sobre la lutita, que está a casi 2,500 metros de profundidad, para fracturar la formación rocosa y liberar el gas que se encuentra atrapado en su interior.

Al igual que con todas las industrias extractivas, el proceso genera desperdicios que pueden ser dañinos para el ambiente, particularmente las fuentes de abastecimiento de agua potable. Conforme México desarrolle la regulación del fraccionamiento hidráulico, deberá aprender de las inconsistencias y del rezago en la regulación de esta actividad en Estados Unidos. México debe crear una política nacional que considere los costos y beneficios de la explotación de este tipo de gas natural.

La necesidad del gas natural como una fuente de energía barata, confiable y lista para utilizarse ha causado que áreas ricas en lutitas se precipiten a extraer el gas antes de entender bien sus impactos ambientales. Quienes están a favor ven al fraccionamiento hidráulico como un método loable para aumentar la independencia energética del país así como para apoyar a las economías locales y la creación de empleo.

A pesar de que el gas natural produce menos emisiones de dióxido de carbono que el carbón o el petróleo, el proceso de extracción puede causar una degradación ambiental seria. También implica riesgos potenciales de salud y seguridad. Además, se requieren grandes cantidades de agua para su extracción, que a su vez produce aguas

residuales que contienen fluidos del fraccionamiento de roca. Por otra parte, con frecuencia esta actividad se realiza en zonas rurales remotas, con lo cual se requiere construir nuevos caminos, los cuales generan tráfico vehicular con la contaminación asociada. Si México es capaz de regular este proceso de tal forma que tome en cuenta estos riesgos, el gas natural podría convertirse en una fuente energética que sirva como puente para transitar hacia las fuentes renovables.

México puede aprender de los intentos (u omisiones) para regular el fraccionamiento hidráulico en Estados Unidos. Muchos de estos impactos continúan siendo mal comprendidos. En general, este proceso ha sido poco regulado tanto por el gobierno federal como por los estatales. En 2012, la Agencia Internacional de Energía publicó las “Reglas doradas para una era dorada del gas” (*Golden Rules for a Golden Age of Gas*) en respuesta al titubeo de los gobiernos para seguir de cerca el auge en la perforación del gas de lutitas en Norteamérica, señalando que “una completa transparencia, medición y monitoreo de los impactos ambientales, así como la participación de las comunidades locales son críticos para atender las preocupaciones del público.”¹

En Estados Unidos, las compañías energéticas han evitado publicar información sobre el impacto ambiental que generan los químicos empleados en el proceso, argumentando que la mezcla de fluidos que son inyectados son secretos comerciales. Cualquier cantidad de problemas —como un inadecuado recubrimiento de los pozos, mala cimentación, rupturas en los tanques de los fluidos, etc.— pueden resultar en el derrame del fluido residual del fraccionamiento hidráulico hacia el medio ambiente.²

Para poder aprovechar los beneficios de esta fuente barata de energía sin incurrir en consecuencias significativas, los riesgos del fraccionamiento hidráulico deben ser manejados con cuidado, lo cual no puede hacerse sin una regulación nacional.

1. International Energy Association “Golden Rules for a Golden Age of Gas”. 29-05-2012. Obtenido en: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weo-website/2012/goldenrules/WE02012_GoldenRulesReport.pdf

2. The Environmental Review Process for Natural Gas Exploration in the Marcellus Shale. Obtenido en: <http://www.dec.ny.gov/energy/46288.html>