

POTENCIALES EMISIONES DE LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

GERARDO HONTY

CLAES - CENTRO LATINO AMERICANO DE ECOLOGÍA SOCIAL

Informe preparado especialmente para 350.org
Octubre, 2014

RESUMEN

El mundo asiste a la llamada “Revolución del shale”, un fenómeno global que ha sido posible gracias al desarrollo de tecnologías de explotación de hidrocarburos que permiten acceder a recursos hasta ahora inaccesibles. Esto ha incrementado el volumen de gas y petróleo potencialmente disponibles ampliando considerablemente el horizonte de reservas de combustibles fósiles.

Sin embargo hay un acuerdo generalizado a nivel mundial, acerca de la amenaza que implica para el cambio climático la utilización de estos recursos en forma de combustible. Por otra parte, existe un debate a nivel académico sin resolver aún, en torno a los niveles de emisiones por unidad de energía del ciclo de vida de los hidrocarburos no convencionales.

Los impactos ambientales y sociales provocados por la explotación de los hidrocarburos no convencionales, particularmente del shale gas en Estados Unidos, han despertado la alarma de la sociedad civil de varios países donde este recurso está presente obligando, en algunos países, a autoridades nacionales o regionales a limitar o prohibir su explotación.

El presente documento describe los distintos tipos de hidrocarburos no convencionales y sus formas de explotación. Analiza los recursos recuperables disponibles de petróleo y gas no convencionales y sus implicancias para el cambio climático. Asimismo releva las diversas estimaciones sobre las emisiones de la producción y consumo de los distintos hidrocarburos, comparando los convencionales y no convencionales (particularmente el shale gas). Finalmente, se hace una exhaustiva descripción de los riesgos e impactos ambientales de la explotación de shale gas.

La principal conclusión a la que arriba el informe es que la cantidad de recursos convencionales disponibles es suficiente para abastecer la demanda de combustibles fósiles hasta el año 2035. La mayor parte de los recursos no convencionales podrían estar disponibles para su consumo después de esa fecha, pero para ese entonces el límite del cambio climático haría inviable su utilización.

ACRÓNIMOS Y EQUIVALENCIAS ENERGÉTICAS

°C:	Grado centígrado
ACV:	Análisis de Ciclo de Vida
API:	Gravedad API, o grados API (American Petroleum Institute). Unidad de medida de la densidad del petróleo
bbls:	billones de barriles (millones de millones, 10^{12})
bls:	barriles
bmc:	billones de metros cúbicos (10^{12})
bpc:	billones de pies cúbicos (millones de millones, 10^{12}). Tcf por sus siglas en inglés en la medida anglosajona Trillion cubic feet
BTU:	British Thermal Unit
CBM:	siglas en inglés de Metano en Capas de Carbón
CH₄:	metano
CO₂:	dióxido de carbono
CO₂ e:	dióxido de carbono equivalente. Es una medida que pondera los potenciales de calentamiento atmosférico de cada gas en una sola unidad comparable.
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
GtC:	Gigatonelada de carbono
GtCO₂:	Gigatonelada de dióxido de carbono
IPCC:	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático.
Mb/d:	Millones de barriles diarios
MJ:	Megajoule (millón de joules)
MMm³:	Millones de metros cúbicos
Mtep:	Millón de toneladas equivalente de petróleo
ppm:	Parte por millón de volumen
TRE:	Tasa de Retorno Energética. Es el cociente entre la cantidad de energía obtenida y la invertida en la extracción de un recurso.

1 metro cúbico de petróleo \approx 6,29 barriles
 1 metro cúbico de gas natural \approx 35,3 pies cúbicos
 1 millón BTU \approx 990 pies cúbicos de gas natural
 1 BTU \approx 1055 joules
 1 Mtep \approx 39 billones BTU

INDICE

Resumen

Acrónimos

1. Introducción	7
2. Definiciones de hidrocarburos no convencionales	9
3. Tecnologías para la explotación de hidrocarburos no convencionales	13
4. Reservas y recursos	19
5. Estado actual del shale gas en el mundo	23
6. Emisiones de GEI de los hidrocarburos no convencionales	31
7. Prospectiva	41
8. Presupuesto de carbono	45
9. Otros impactos de la explotación de gas no convencional	53
10. Conclusiones	61
Anexos	65
Bibliografía	70

1. INTRODUCCIÓN



Los hidrocarburos no convencionales son conocidos –y explotados– desde hace varias décadas. Pero el inicio de la producción en gran escala del shale gas en Estados Unidos en los últimos años abrió una nueva era para la industria de los combustibles fósiles y amplió los horizontes de reservas por muchos años más.

Pero esta novedad aparece en una época en que los gobiernos del mundo negocian un acuerdo global que posibilite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a un nivel que permita evitar la amenaza del cambio climático. La transición energética hacia las energías renovables, la eficiencia energética y la reducción del uso de energía en ese contexto parecen inevitables.

El gas natural, que produce menores emisiones de CO₂ que el carbón y el petróleo, ha sido considerado como un combustible de “transición” hacia una matriz energética más sustentable. Pero apenas comenzada la “revolución del shale” pudo percibirse que las emisiones de gases de efecto invernadero que se generaban durante la extracción y procesamiento de este tipo de gas eran mayores que la del gas convencional y comenzaron a ser cuestionados sus beneficios.

Esta es la pregunta central que dio origen a este documento: ¿Puede el shale gas jugar algún papel efectivo en la reducción de gases de efecto invernadero o por el contrario resultará en un aumento de las emisiones?

Para dar respuesta a esta pregunta central y varias otras concomitantes con ella, fueron analizados varios trabajos realizados por Universidades, centros de investigación, agencias internacionales, organismos gubernamentales y del sector energético. Lo que sigue a continuación es el resultado de ese relevamiento y las conclusiones a las que fue posible arribar para dar respuesta a las interrogantes planteadas.



2. DEFINICIONES DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES



La teoría más aceptada dice que los hidrocarburos se han formado a partir de materia orgánica acumulada en el suelo a lo largo de millones de años¹. Las grandes presiones y temperaturas la convirtieron en compuestos líquidos y gaseosos: petróleo y gas. La roca en la que se produjo este proceso de sedimentación y transformación se conoce como “roca generadora”, y suele ubicarse a grandes profundidades, incluso superiores a los 3.000 metros. Una de las características principales de esta roca generadora es su baja porosidad y permeabilidad por lo que los hidrocarburos no pueden fluir y escaparse de ella. Los movimientos ocurridos en la corteza terrestre a lo largo de milenios, provocaron fisuras que permitieron que parte de esos hidrocarburos fluyeran hacia formaciones más permeables a partir de los cuales se crearon los yacimientos de gas y petróleo convencionales.

Lo que hoy se conoce como petróleo y gas no convencionales son hidrocarburos que aún están atrapados en la roca generadora. La diferencia con los convencionales radica en el tipo de formación geológica en la que se encuentran, las tecnologías para su extracción y la característica del hidrocarburo (McGlade, 2012). No hay un acuerdo generalizado acerca de la distinción precisa entre hidrocarburos convencionales y no convencionales y no hay unanimidad acerca de la frontera exacta que delimita cada categoría.

Para algunos la diferencia está en el tipo de gas o petróleo (por ejemplo, el grado API² del petróleo), para otros la diferencia la hace el tipo de tecnología necesaria para su extracción (por ejemplo, la fractura hidráulica en el caso del gas). Finalmente están los que distinguen convencional o no convencional dependiendo de la formación geológica en la que se encuentran atrapados (más o menos permeable).

¹ Existe la llamada “teoría abiogenética” del origen del petróleo, apoyada por una minoría de científicos que sostienen su preexistencia en el interior de la Tierra.

² El grado API (American Petroleum Institute) es una medida de densidad del petróleo.

Petróleo No Convencional

El petróleo no convencional es, en primera instancia, un energético obtenido por técnicas no convencionales de producción. Este puede requerir tratamientos y procesos in situ o ex situ dependiendo de la formación geológica a explotar. El petróleo no convencional posee un grado API menor a 100°, mientras que el convencional tiene un grado API mayor a 20° (densidad menor a 0.934 g/cm³). Los petróleos no convencionales pueden clasificarse en:

Arenas petrolíferas (oil sands o tar sands): Estas arenas se encuentran generalmente en superficie (hasta 75 m de profundidad) y se explotan en la forma de minería a cielo abierto. En caso de encontrarse en profundidad suelen utilizarse técnicas de inyección de vapor o solventes para lograr su explotación.

Petróleos extra-pesados (bitumen)³: A diferencia de las arenas petrolíferas, este crudo solo se encuentra en el subsuelo, es de menor densidad y puede explotarse a través de las técnicas de perforación horizontal.

Petróleo de esquistos, lutitas o pizarras bituminosas (shale oil) o más genéricamente Petróleo Ligero de Formaciones Compactas (light tight oil): Se trata de petróleo contenido en rocas sedimentarias, básicamente lutitas muy compactadas y laminadas. En caso de presencia de estos recursos a nivel del suelo se explotan en la forma de minería a cielo abierto. En caso de encontrarse en el subsuelo se utiliza la tecnología de fractura hidráulica.

Petróleo de Formaciones Compactas (tight oil): Petróleo contenido en formaciones geológicas definidas más o menos arbitrariamente ya que su definición no depende de la conformación y composición de la roca, sino de su permeabilidad.

Combustibles sintéticos derivados de la conversión de gas a líquidos (gas-to-liquids o GTL) : Se trata de convertir gas natural en combustibles que puedan ser utilizados directamente en motores de combustión. Para ello se utiliza la tecnología conocida como Fischer-Tropsch, que transforma el metano en gas de síntesis.

Combustibles sintéticos derivados de la conversión de carbón a líquidos (coal-to-liquids o CTL) ⁴: Similar al anterior, en este caso también se trata de convertir el carbón en líquidos utilizando la tecnología Fischer-Tropsch para transformarlo en combustible.

³También se le llama "bitumen natural" para distinguirlo del producto de la refinación de petróleo usualmente utilizado para la pavimentación de carreteras, también conocido como "bitumen"

⁴En algunas clasificaciones el CTL, el GTL y los biocombustibles conforman una nueva categoría denominada "líquidos no convencionales".

Gas No Convencional

El gas no convencional ha sido tradicionalmente considerado difícil o costoso de producir. Al igual que ocurre con el petróleo, las principales diferencias con el gas convencional están relacionadas con la formación geológica en la que se encuentra o el tipo de tecnología necesaria para su explotación. En gas no convencional puede clasificarse en cuatro categorías:

Gas de esquisto (shale gas): Es el gas natural contenido en formaciones rocosas, comúnmente clasificados como pizarra. Son formaciones de esquisto que se caracterizan por una baja permeabilidad, donde el gas fluye con menor facilidad que en un depósito convencional.

Gas de arenisca de baja permeabilidad (tight gas): Es un término general para el gas natural que se encuentra en formaciones de menor permeabilidad aún que el shale gas. En ambos casos deben emplearse tecnologías para estimular el flujo del gas, como por ejemplo, la fracturación hidráulica.

Metano en capas de carbón o gas grisú (coalbed methane): También conocido como gas de hulla, es el gas natural contenido en capas de carbón. La extracción de metano en capas de carbón se llevó a cabo inicialmente por razones de seguridad en las minas. En la actualidad se produce a partir de las capas de carbón no explotables. Como el carbón es el recurso energético fósil más abundante en el mundo, su potencial es muy significativo.

Gas en hidratos (gas hydrate): Son moléculas de metano atrapadas en capas permanentes de hielo formando estructuras cristalinas con las moléculas del agua. Se localizan en regiones de muy baja temperatura y alta presión, principalmente en el Ártico a profundidades mayores a los 200 metros y en sedimentos marinos a profundidades de más de 500 metros. Aunque el potencial energético estimado de este recurso es enorme, no existen en la actualidad proyectos en ejecución para su recuperación.

3. TECNOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES



Para comprender los requerimientos adicionales de energía necesarios (y consecuentemente la mayor cantidad de emisiones asociada) para la explotación de los hidrocarburos no convencionales es imprescindible describir brevemente las diferentes tecnologías para su extracción, transporte y procesamiento⁵. Como se verá en cada paso de la cadena productiva son necesarios procesos y procedimientos que aumentan el consumo de energía con relación a los hidrocarburos convencionales.

Tecnologías de extracción de petróleo no convencional.

De acuerdo a los tipos de petróleo no convencional descritos anteriormente y las características específicas de los yacimientos, se pueden mencionar las siguientes tecnologías de extracción:

a) Métodos de extracción en frío

Se aplican en yacimientos que se encuentran a altas temperaturas y crudos extra-pesados de menor viscosidad. Consiste en inyectar un diluyente desde la cabeza de un pozo vertical con el fin de reducir la viscosidad del crudo y que pueda ser impulsado hacia la superficie mediante bombeo. También se puede complementar la recuperación mediante pozos horizontales y multilaterales que aumenten la permeabilidad del reservorio. Con estos métodos se pueden alcanzar factores de recuperación de entre el 10% y 20%.

b) Métodos de extracción en caliente

Consisten en elevar la temperatura del crudo en el reservorio, de manera de bajar su viscosidad. Esto se logra con la inyección de vapor de agua a través del mismo pozo de producción o a través de pozos secundarios horizontales. Se pueden alcanzar factores de recuperación entre el 30% y

⁵ Ver entre otros, García et al (2012) y López Anadón (2013)

70% dependiendo de las condiciones del yacimiento y del crudo. Se aplica en la recuperación de crudos extra-pesados de mayor viscosidad y de bitumen natural (oil sands/ tar sands). Estas técnicas son más energo intensivas que las técnicas de minería.

Las tecnologías en caliente más utilizadas son la Estimulación Cíclica con Vapor (Cyclic Steam Stimulation – CSS) y el Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor (Steam-Assisted Gravity Drainage – SAGD).

Estimulación cíclica con vapor: Consiste en inyectar vapor a alta presión en las arenas bituminosas por varias semanas, de manera que el calor ablande el bitumen y el agua lo separe de las arenas de formación. La alta presión contribuye a formar fisuras y grietas por donde puede fluir el bitumen hacia el pozo.

Drenaje gravitacional asistido con vapor: en este método se perforan pares de pozos horizontales uno por encima del otro. Por el pozo superior, se inyecta vapor a alta presión para que caliente el bitumen y aumente la permeabilidad del reservorio. El bitumen pierde viscosidad a causa de la alta temperatura, se separa de la arena de formación y fluye hacia el pozo horizontal inferior (impulsado por la gravedad y la presión del vapor) a través del cual es recuperado en la superficie.

c) Métodos de minería:

Se utilizan para los crudos extra-pesados de mayor viscosidad, para el bitumen natural y para el shale oil. Se aplican los mismos procedimientos que en la explotación de carbón mineral, extrayendo directamente el material rocoso y las arenas que contienen el crudo para una separación posterior. Este método está limitado a reservorios poco profundos.

Tecnologías para el transporte del petróleo no convencional

Al igual que en el proceso de recuperación del petróleo no convencional, el principal obstáculo para su transporte es la alta viscosidad. Para superar este problema la industria petrolera debe recurrir a procesos que también son altamente demandantes de energía. Las técnicas más usuales para aliviar el crudo no convencional y facilitar su transporte son las siguientes:

a) Upgrading in-situ: Consiste en procesar el crudo dentro del yacimiento y obtener un derivado liviano que pueda ser transportado fácilmente. Para este objetivo se aplica generalmente un cracking térmico y el producto obtenido puede ser usado directamente como combustible para generación de vapor y electricidad.

b) Uso de diluyentes: Se aplica el mismo principio que para la recuperación del petróleo no convencional, usando diluyentes para disminuir la viscosidad del crudo y facilitar su transporte.

c) Transporte por emulsión: consiste en la adición de surfactantes o sustancias cáusticas como el hidróxido de sodio (NaOH) o el hidróxido de potasio (KOH) para formar emulsionantes naturales que favorezcan la emulsión del petróleo en agua.

d) Empleo de temperatura: el incremento de la temperatura para disminuir la viscosidad del crudo es la técnica más antigua y comúnmente utilizada para el manejo de crudos pesados y extra-pesados. El principal medio para calentar el crudo es el vapor de agua aunque en pozos de poca profundidad también se suele utilizar calefactores eléctricos.

e) Oleoducto lubricado (flujo bifásico): consiste en inyectar una fina capa de agua en forma anular al petróleo durante su paso por el oleoducto.

Tecnologías de procesamiento del petróleo no convencional

Los crudos pesados y extra-pesados no pueden ser refinados con procesos tradicionales, sino que es necesario incorporar procedimientos especiales que permitan reducir las cantidades de azufre, metales y asfaltenos y reducir la relación carbono / hidrógeno. Todas estas técnicas requieren de altos consumos adicionales de energía. Los procesos de refinación pueden clasificarse brevemente de la siguiente manera:

a) Proceso de conversión: disminuyen la relación carbono/hidrógeno mediante hidrogenación.

b) Procesos de concentración: consiste en separar las fracciones más pesadas de las livianas mediante la emulsión inversa y sedimentación de asfalto y metales.

c) Procesos de hidrocrackeo o craqueo retardado se utilizan como procedimiento previo a la refinación convencional de crudos pesados y extra-pesados.

d) Oil Shale Retorting: consiste en la destilación destructiva anaeróbica del shale oil (pirolisis) a temperaturas cercanas a los 500°C.

Tecnologías de extracción de gas natural no convencional (fracking)

A diferencia de los petróleos no convencionales donde el principal problema es la viscosidad, en el caso del gas no convencional, el principal obstáculo para su recuperación es la baja permeabilidad de los reservorios que impide que el gas fluya hacia los pozos con costos económicamente aceptables. En este caso el método de recuperación más utilizado es la fractura hidráulica (fracking). Este consiste en inyectar un fluido a alta presión directamente hacia la roca que contiene el gas, con el fin de fracturarla de manera que el hidrocarburo pueda fluir hacia la boca del pozo. El fluido, llamado “fluido de fracturación”, está constituido por agua mezclada con químicos que le dan las propiedades adecuadas para el trabajo en el yacimiento.

La fractura tiene como objetivo principal permitir que el gas fluya hacia el pozo de producción y se puede complementar la operación mediante pozos auxiliares horizontales. Esta técnica se emplea principalmente para la extracción del gas de lutitas o esquisto (shale gas), aunque también suele usarse en la recuperación de petróleo.

Como en cualquier otra operación convencional, el proceso comienza con una etapa de relevamiento sísmico cuyas ondas sonoras son analizadas para definir las estructuras en las que podrían encontrarse los hidrocarburos y hacia donde se dirigirá el pozo de exploración. Una vez identificado el lugar donde se realizará el pozo, un equipo de perforación hace girar una tubería de acero con un trépano en el extremo. A medida que se tritura la roca y el pozo va ganando en profundidad, se agregan tramos de cañería desde la superficie. En general, los pozos son verticales. Pero hay casos específicos para los que se requieren pozos dirigidos u horizontales, como cuando se perfora desde la costa hacia el agua o en rocas generadoras a lo largo de cientos a un par de miles de metros.

Luego que el pozo se perforó hasta la profundidad necesaria se baja, por dentro de la primera, otra tubería de acero que también es cementada a las paredes del pozo para garantizar su hermeticidad. Este sistema de tuberías y cemento se denomina “casing”. Una vez completadas estas operaciones, por el interior del pozo se baja una herramienta para perforar la parte inferior de la tubería de acero, frente a la formación que contiene los hidrocarburos.

Mediante esta perforación el canal queda conectado con la formación en la que se encuentran el petróleo y el gas, permitiéndoles que fluyan hacia la superficie por el interior del casing. En algunos casos particulares de desarrollo de formaciones convencionales, y en todos los casos de las no

convencionales, el paso siguiente es estimular el pozo para hacerlo producir o para aumentar su productividad. En el caso de los no convencionales se inyecta un fluido conformado por agua y arena a gran presión, junto con una serie de aditivos químicos (ver Anexo 3), reabriendo y conectando entre sí fisuras en la formación.

La provisión de arena es uno de los componentes que agrega consumo de energía a la producción del gas no convencional. Se calcula que 100 kgs de arena son necesarias para producir mil metros cúbicos de gas y que en cada pozo se utilizan de 1800 a 3600 toneladas diarias.

Una de las características de este tipo de producción es su alta tasa de declive. La vida útil de un pozo de shale gas es de unos 30 años, similar a la de un pozo convencional. Pero los pozos de gas de esquisto típicamente exhiben una explosión inicial de producción seguida de un fuerte descenso y un largo período de producción relativamente baja. La mayor parte gas recuperable se extrae en unos pocos años, lo que hace que deban abrirse nuevos pozos continuamente para poder mantener los niveles de producción.

Tecnologías para la extracción de metano en capas de carbón

El metano en capas de carbón se refiere al gas natural almacenado en las vetas de carbón. Al igual que ocurre con los otros tipos de gas no convencional, el material donde se ha acumulado el gas es de baja permeabilidad. Existen pequeñas fracturas que suelen producirse de forma natural en la veta por lo que el metano es capaz de fluir a través de la capas de carbón.

Pero hay algunas diferencias importantes entre el metano en capas de carbón y el shale o tight gas. Los depósitos de metano en capas de carbón pueden ser localizados a poca profundidad (estos son predominantemente los depósitos que han sido explotados hasta el momento), mientras que de esquisto y tight gas se encuentran a mayores profundidades. Si bien hay explotaciones de metano de carbón en entornos de 1000 metros de profundidad, lo más común es que no superen los 100 metros.

El metano puede ser producido a partir de pozos verticales u horizontales. Estos últimos se están volviendo cada vez más comunes, aunque en menor medida que para el gas de esquisto.

Para los depósitos de poca profundidad, a menudo los pozos pueden ser perforados usando equipos comunes para perforación de pozos de agua, en lugar de plataformas diseñadas para la extracción convencional de hidrocarburos. Una vez que se perfora un pozo, el agua naturalmente presente en la capa de carbón se extrae, ya sea bajo presión natural o mediante el uso de equipos de bombeo mecánico. El gas se separa del agua en la superficie y luego se comprime y se inyecta en un gasoducto de recolección para su posterior transporte.

Al igual que en el caso del gas de esquisto, la tasa de producción de metano en capas de carbón es a menudo significativamente inferior a la alcanzada en yacimientos de gas convencionales. También tiende a alcanzar en poco tiempo un máximo de producción antes de entrar en un período de decadencia a medida que la presión descende. La expectativa de vida útil típica de un pozo de CBM es de entre cinco y quince años, con un máximo de producción de gas de entre uno a seis meses a partir de la eliminación de agua.

En algunos casos, también puede ser necesario el uso de fracturación hidráulica para aumentar la permeabilidad de la veta de carbón con el fin de estimular la liberación de agua y gas. Esto normalmente se practica solamente en los pozos más profundos, por lo general en varios cientos de metros por debajo del suelo.

4. RESERVAS Y RECURSOS



Las estimaciones de reservas y recursos recuperables y recursos totales son muchas y variadas en la literatura sobre el tema. Las variaciones dependen de muchos factores: cómo se definen las reservas (probadas, probables y posibles), que se entiende por “recursos”, cuál o cuáles tecnologías de recuperación se consideran, etc. A esto se adicionan las diferentes maneras de agregar los datos de acuerdo a las definiciones de convencional y no convencional que se adopten.

Reservas No Convencionales Mundiales

Según la Agencia Internacional de la Energía las reservas probadas de petróleo convencional ascienden a 1,3 billones de barriles (bbls)⁶, con un total de reservas recuperables de 2,7 bbls. Las reservas no convencionales serían de 400 mil millones de barriles y unas reservas recuperables totales de 3,2 billones de barriles (IEA, 2013c).

McGlade (2012) desagrega parcialmente los datos y discriminando por tipo de crudo, estima las reservas recuperables en: 2,7 bbls de petróleo convencional (incluyendo líquidos de gas natural); 0,345 bbls de PLFC (petróleo ligero de formaciones compactas o light tight oil); 1,88 bbls de petróleo extrapesado y bitumen, 1,45 bbls de shale oil.

⁶ En todos los casos en este documento se utiliza la llamada “escala numérica larga” tradicionalmente utilizada en el idioma español. Un billón refiere a un millón de millones de unidades (10^{12}) y difiere de la “escala numérica corta” de la tradición anglosajona en la que un billón representa mil millones de unidades (10^9).

Por su parte el último informe de evaluación de recursos mundiales de shale oil del gobierno de los Estados Unidos (EIA, 2013), reporta la existencia de 6,7 billones de barriles de petróleo. Sin embargo, el volumen de reservas recuperables lo estima en 335 mil millones de barriles de shale oil, muy por debajo de otras estimaciones (ver Tabla 1).

Tabla 1. Estimación de las reservas totales de petróleo (en bbls)						
Convencional		Petróleo No Convencional				Reservas y recursos recuperables totales
Reservas Probadas	Recursos Recuperables	Reservas	Recursos Recuperables			
			PLCF	Extrapesado y bitumen	Shale Oil	
1,3	2,7	0,4	0,34	1,88	1,45	6,6
Fuente: Elaboración propia en base a datos de IEA (2013c), McGlade (2012), EIA (2013)						

Con respecto al gas natural, según una evaluación de la Unión Europea existen, a nivel global, 200 billones de metros cúbicos (bmc) de recursos recuperables de shale gas, 45 bmc de tight gas y 25 bmc de metano de carbón (CBM). Los recursos recuperables totales de gas convencional son 425 bmc de los cuales 190 son reservas probadas. (Pearson et al, 2012). Coincidentemente, según BP (2014) las reservas de gas natural ascienden a 185.7 bmc.

Según la Agencia Internacional de la Energía las reservas probadas de gas convencional son estimadas en 220 bmc y un potencial de reservas recuperables de 460 bmc. Por su parte las reservas recuperables de gas no convencional (excluyendo los hidratos de metano) serían de 330 bmc (IEA, 2013c) (ver Tabla 2).

Tabla 2. Reservas totales de gas natural (en bmc)					
Gas Convencional		Gas No Convencional			Reservas y Recursos Recuperables Totales
Reservas Probadas	Recursos Recuperables	Recursos Recuperables			
		Shale	Tight	CBM	
220	460	200	45	25	950
Fuente: Elaboración propia en base a datos de IEA (2013c), McGlade (2012), EIA.					

El último informe de evaluación de recursos mundiales de shale gas del gobierno de los Estados Unidos (EIA, 2013), reporta la existencia de 35,782 billones de pies cúbicos (bpc) de gas pero no todos esos recursos son recuperables técnicamente. El volumen de reservas recuperables se estima en 7.795 bpc de shale gas. La mayor cantidad de las reservas de shale oil y shale gas están concentradas en muy pocos países, especialmente en Argentina, Canadá, China, Estados Unidos, México y Rusia (ver Tablas 3 y 4).

Tabla 3. Reservas recuperables de <i>shale gas</i> en billones de pies cúbicos (bpc)	
Estados Unidos	1,161
China	1,115
Argentina	802
Argelia	707
Canadá	573
México	545
Australia	437
Sud África	390
Rusia	285
Brasil	245
Otros	1,535
Total	7,795
Fuente: EIA, 2013	

Tabla 4. Reservas recuperables de <i>shale oil</i> en miles de millones de barriles	
Rusia	75
Estados Unidos	48
China	32
Argentina	27
Libia	26
Australia	18
Venezuela	13
México	13
Pakistán	9
Canadá	9
Otros	65
Total	335
Fuente: EIA, 2013	

Según la Agencia Internacional de la Energía para cubrir la demanda esperada de petróleo se requieren 790 mil millones de barriles de petróleo desde ahora hasta el año 2035. Como puede apreciarse, las reservas conocidas de petróleo (incluso considerando solamente las convencionales) serían más que suficientes para cubrir la demanda. Por su parte la suma de los recursos convencionales y no convencionales de gas natural podrían alimentar la demanda durante los próximos 250 años al nivel de consumo del año 2010 (IEA, 2011)

Sin embargo, las tasas de declive esperadas de la producción de los pozos petroleros y gasíferos hacen que la producción diaria de crudo disminuya por lo que se hace necesaria la apertura de nuevos pozos. Además de esto, la necesidad de cada uno de los países de tener sus propios hidrocarburos impulsa a los gobiernos a nuevas exploraciones y apertura de nuevos yacimientos.

Mayores Reservas No Convencionales en América Latina

Argentina cuenta con recursos de gas de esquisto y petróleo potencialmente de alta calidad en cuatro principales cuencas sedimentarias: Neuquén, Golfo San Jorge, Austral Magallanes (compartida con Chile) y Paraná (compartida con Brasil, Paraguay y Uruguay). Los recursos recuperables se estiman en 21,7 bmc de shale gas (15 veces más que las reservas convencionales) y 4,2 bbls de shale oil (6 veces más que los recursos convencionales).

Tabla 5. Recursos del shale gas en Argentina				
Cuenca	Recursos in-situ		Recursos recuperables	
	bpc	bmc	bpc	bmc
Neuquina	2.184	58,9	583	15,7
San Jorge	438	11,8	86	2,3
Austral Magallanes	606	16,3	130	3,5
Paraná – Chaco	16	440	3,2	0,09
TOTAL	3.244	87,6	802	21,7
Fuente: Elaboración propia en base a Di Sboiavacca (2013)				

Tabla 6. Recursos del shale gas en Argentina				
Cuenca	Recursos in-situ		Recursos recuperables	
	Millones bls	Millones m ³	Millones bls	Millones m ³
Neuquina	331.000	52.623	19.800	3.160
San Jorge	16.700	2.655	500	79
Austral Magallanes	131.200	20.858	6.560	1.043
Paraná – Chaco	300	48	10	1,6
TOTAL	479.200	76.184	26.950	4.285
Fuente: Elaboración propia en base a Di Sboiavacca (2013)				

Brasil posee tres cuencas con potenciales recursos recuperables de shale oil y shale gas: Amazonia, Paraná y Solimões. Los recursos estimados de gas de esquisto en estas cuencas es de 1.280 bpc y un potencial de reservas recuperables de 245 bpc. Por su parte el shale oil presenta unos recursos totales de 133.100 millones de bls de los cuales 5.400 millones serían recuperables

Tabla 7. Recursos de shale gas y shale oil en Brasil				
Cuenca	Recursos in-situ		Recursos recuperables	
	Shale oil (millones bls)	Shale gas (bpc)	Shale oil (millones bls)	Shale gas (bpc)
Solimões	7.100	323	300	65
Paraná	107.100	450	4.300	81
Amazonas	19.000	507	800	100
TOTAL	133.100	1.280	5400	246
Fuente: Elaboración propia en base a EIA (2013)				

México posee un amplio potencial en la región del Golfo de México distribuidas en 5 cuencas: Burgos, Sabinas, Tampico, Tuxpam y Veracruz. El total de recursos no convencionales que existen en el subsuelo mexicano alcanza a 276.000 millones de barriles de petróleo y 2.234 billones de pies cúbicos de gas. Sin embargo la cantidad de recursos técnicamente recuperables serían 13.100 millones de barriles de crudo y 545 bpc de gas.

Tabla 8. Recursos de <i>shale gas</i> y <i>shale oil</i> en México				
Cuenca	Recursos in-situ		Recursos recuperables	
	Shale oil (millones bls)	Shale gas (bpc)	Shale oil (millones bls)	Shale gas (bpc)
Burgos	106.000	1.424	6.300	893
Sabinas		619		124
Tampico	138.000	151	5.500	23
Tuxpam	25.000	19	1.000	2
Veracruz	7.000	21	300	3
TOTAL	276.000	2.234	12.100	545
Fuente: Elaboración propia en base a EIA (2013)				

Otros países de la región también presentan recursos importantes de hidrocarburos no convencionales aunque en proporciones bastante menores a las mencionadas para Argentina, Brasil y México.

Tabla 9. Recursos de <i>shale gas</i> en otros países sudamericanos (en bmc)		
	Recursos in-situ	Recursos recuperables
Chile	8,1	1,8
Paraguay	7,0	1,8
Bolivia	5,4	1,4
Uruguay	2,3	0,6
Colombia	2,2	0,5
Venezuela	1,2	0,3
Fuente: García et al, 2012		



5. ESTADO ACTUAL DEL SHALE GAS EN EL MUNDO



El mundo está asistiendo a un fenómeno que se ha dado en llamar la “revolución del shale” y hay varios factores que lo explican. Como se vio al principio de este documento, uno de ellos son los avances tecnológicos que hacen posible la explotación de este recurso. Pero esto fue posible debido a que la producción mundial de energía ha pasado el “pico” del petróleo convencional y se aproxima rápidamente al pico del gas natural⁷.

El rápido declive de los convencionales hace imposible el abastecimiento de la creciente demanda y la industria buscó rápidamente desarrollar las tecnologías que le permitieran explotar de manera rentable las rocas generadoras donde se alojan los recursos no convencionales.

En el caso particular del shale gas, se agrega además la característica del gas natural de generar menores emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de energía consumida, lo que lo hace más atractivo ante las nuevas políticas de restricción climática.

La “revolución del shale” se ha desarrollado sobre todo en Estados Unidos, país que ha pasado de ser un importador neto de energía a un promitente exportador de energía hacia el mundo. La experiencia estadounidense está siendo el motor del desarrollo de gas de esquisto a nivel global. En este capítulo se describirá brevemente la situación en varios países, particularmente en aquellos de la región latinoamericana que están más avanzados en este tema.

⁷ Todos los yacimientos de hidrocarburos presentan, desde el momento de su apertura, una producción diaria creciente hasta que alcanzan su “pico”. A partir de entonces la producción diaria comienza un rápido declive hasta que su explotación ya no resulta rentable. Según la Agencia Internacional de la Energía el pico del petróleo convencional mundial ocurrió en 2006 (IEA, 2011).

Estados Unidos

En el año 1997 Estados Unidos realizó –por primera vez a nivel mundial– una explotación de gas natural utilizando la tecnología de fractura hidráulica y perforación horizontal. Unos años más tarde, en 2005 daría comienzo a la explotación comercial de shale gas del yacimiento Barnett Shale en el estado de Texas, inaugurando la era del gas de esquisto.

El país norteamericano es de lejos el mayor consumidor de gas natural en el mundo (690 mil millones de metros cúbicos en 2011, el 21% del consumo de gas mundial). La revolución del gas de esquisto aumentó la producción de gas en Estados Unidos en más de 100 millones de metros cúbicos entre 2007 y 2011 y dio lugar también a un aumento significativo del uso de gas en el sector eléctrico (Macmillian et al, 2013).

En el año 2012 Estados Unidos produjo 10 mil millones de pies cúbicos de shale gas según la última información disponible y contaba con un total de medio millón de pozos produciendo gas natural en 16 cuencas⁸ distribuidas en más de 30 estados⁹.

Canadá

En la actualidad hay alrededor de 1.500 pozos produciendo shale gas en Canadá, la gran mayoría en la Columbia Británica. La mayor parte de la explotación de gas de esquisto en Canadá se realiza en las cuencas de Montney y Horn River en la Columbia Británica.

La producción de gas de lutitas en la cuenca de Montney se inició en 2005 y cubre más 2,64 millones de hectáreas. Se estima que sus reservas son de entre 80–700 billones de pies cúbicos, pero sólo alrededor del 20 por ciento de esto sería recuperable.

La cuenca de Horn River se encuentra más al norte y abarca aproximadamente 1,31 millones de hectáreas. Aunque el desarrollo de gas de esquisto a gran escala es relativamente reciente, el gas natural convencional ha sido extraído en esa cuenca desde hace varias décadas. Se estima que puede haber unos 500 billones de pies cúbicos de shale gas pero, al igual que en Montney, sólo el 20 por ciento sería recuperable. (CCA, 2014)

⁸ Antrim, Barnett, Caney, Conesauga, Fayetteville, Floyd, Gothic, Haynesville, Collingwood–Utica, New Albany, Pearsall, Devonian, Chattanooga, Marcellus, Utica y Woodford.

⁹ Ver reportes de la Energy Information Administration de Estados Unidos en http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_wells_s1_a.htm y http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_shalegas_s1_a.htm

China

El metano en capas de carbón es actualmente la principal fuente de gas no convencional producido comercialmente en China, con una producción de alrededor de 10 mil millones de metros cúbicos en 2010. La mayor parte de esta producción proviene de los productores de carbón PetroChina y China United Coal Bed Metano Company. Las actividades de exploración de gas de esquisto han aumentado en los últimos años en virtud de un programa impulsado por el gobierno para evaluar la base de recursos. A principios de 2012, un estimado de 20 pozos de gas de esquisto se habían perforado por empresas chinas. Sobre la base de lo que se conoce acerca de la geología de China en esta primera etapa, los recursos de gas de esquisto pueden resultar más difíciles y costosos de desarrollar que los de América del Norte.

El gobierno chino ha trazado planes ambiciosos para impulsar el gas no convencional y pretende alcanzar en 2015 una la producción de 30.000 millones de metros cúbicos de metano en capas de carbón y 6.500 millones de metros cúbicos de gas de esquisto.

Una licitación inicial para cuatro bloques de exploración de gas de esquisto en la cuenca de Sichuan fue lanzada en junio de 2011, con participación limitada a seis empresas estatales elegibles. Varias grandes compañías petroleras internacionales ya han entrado en alguna forma de asociación con empresas controladas por el Estado, lo que refleja su fuerte interés en aprovechar las oportunidades de desarrollo de gas no convencional en China (IEA, 2012b).

Europa

Los recursos de gas no convencionales de Europa han suscitado un gran interés en los últimos años. El desarrollo de este recurso varía considerablemente según el país, dependiendo de su matriz energética, de los requerimientos de importación, la percepción de los riesgos para la seguridad energética y el medio ambiente, entre otros. Al igual que en otras regiones, el gas no convencional se centró inicialmente en la explotación de las capas de carbón pero actualmente se ha dirigido al shale gas.

Los recursos de gas de esquisto en Europa se encuentran en varias cuencas en Dinamarca, Suecia, Polonia, Inglaterra, Países Bajos, Alemania, Francia y Suiza. Polonia y Francia tienen los mayores recursos de gas de esquisto mientras que los recursos de metano en capas de carbón son significativos en Ucrania, Reino Unido, Alemania, Polonia y Turquía.

Hasta el momento, no hay producción a gran escala de gas no convencional en Europa y existe una fuerte oposición de la opinión pública en varios países europeos (ver Anexo 2). Polonia, Ucrania y Francia son los países con mayor potencial para la producción de gas no convencional. (IEA, 2012b). Las posiciones son diferentes y los distintos países han adoptado políticas que van desde la prohibición (en Francia, por ejemplo) hasta Polonia (en 2013 ya había unos 50 pozos en explotación) o el Reino Unido donde la explotación no convencional se promueve ampliamente (EY, 2013).

Argentina

La explotación de shale gas en Argentina comenzó en el año 2010. A fines del 2012 se habían perforado 72 pozos no convencionales, casi todos en la cuenca Neuquina (Vaca Muerta) y de perforación vertical. La mayoría de los pozos (59) tuvieron como objetivo la producción de petróleo y solo 8 de gas (Di Sboriavacca, 2013)

El gobierno firmó un acuerdo con Chevron para desarrollar 100 pozos y otro acuerdo con el grupo argentino Bulgheroni por 130 pozos en una superficie de 663 km² en Vaca Muerta. La inversión conjunta es de 1.500 millones de dólares. Además se están realizando programas de exploración significativos y la producción comercial está en fase inicial en la Cuenca Neuquina en manos de Apache, EOG, ExxonMobil, TOTAL, YPF y pequeñas empresas. (Baccheta, 2013).

Brasil

La Agencia Nacional de Petróleo (ANP) estima las reservas de shale gas en 500 billones de pies cúbicos. Sin embargo, el país se ha focalizado en la producción de hidrocarburos en su plataforma oceánica (off shore) y no ha avanzado en la explotación de estas cuencas.

A pesar de esto, de acuerdo a datos aparecidos en la prensa (América Economía, 26/06/14), se han iniciado varias pruebas en la cuenca del São Francisco. El área se licitó inicialmente para la exploración de gas convencional, pero la empresa concesionaria (el consorcio Cebasf) ha identificado la potencial explotación de tipo no convencional.

Shell es otra empresa que está estudiando de cerca la cuestión de la cuenca del São Francisco y estaría comenzando su primera perforación, mientras que la empresa Petra Energía se encuentra en la fase exploratoria en la misma cuenca. Dado el interés empresarial, el gobierno tiene previsto celebrar una ronda de licitación destinada específicamente para la producción de gas no convencional en esta cuenca.

El gobierno también informó que a principios de 2014 se aprobó la creación de un programa para la exploración, la producción y la monetización del gas natural en las cuencas sedimentarias terrestres brasileñas en yacimientos convencionales y no convencionales (Pron Gas).

México

En su Estrategia Nacional de Energía 2012–2026, por primera vez, el Ministerio de Energía de México ha incluido dos escenarios para el desarrollo de gas de esquisto: el escenario base prevé una producción de 200 millones de pies cúbicos por día (mpc/d) a partir del yacimiento de esquisto de Eagle Ford en 2016 y llegar a 1.343 mpc/d en 2026. El Escenario Estratégico asume el desarrollo adicional de La Casita, que elevaría la producción total de gas de esquisto a 3.279 mpc/d en 2026 (IEA, 2012b).

Pemex inició los trabajos exploratorios de shale gas a principios del año 2010. Información de Petróleos Mexicanos detalla que la paraestatal invierte 35 millones de dólares en cada pozo exploratorio que perfora para extraer gas natural de esquisto. Ha iniciado la producción en algunas de ellas y prevé mayores inversiones en el futuro en 750 pozos. La empresa tiene activos tres pozos que se extienden en los estados de Coahuila, Chihuahua y Tamaulipas (Emergente 1, Nómada 1, y Montañez 1) y espera operar 6.500 pozos en 50 años (Bachetta, 2013).

Pemex ha identificado un área prospectiva de 43,000 km². En la fase de evaluación, la paraestatal contempla realizar estudios sísmicos en un área de 10,320 km². Adicionalmente, para acelerar la evaluación de los recursos en las principales áreas prospectivas, el Fondo “Conacyt–Sener–Hidrocarburos” está financiando un proyecto de adquisición y análisis de sísmica, bajo la coordinación del Instituto Mexicano del Petróleo, en las principales áreas prospectivas del país, en una superficie de 2,700 km²¹⁰.

Colombia

En Colombia se ha venido haciendo fractura de rocas madre desde 1957, pero mayormente en pozos verticales y sin fracturas masivas. Según Edward Tovar, gerente de Yacimientos No Convencionales de Ecopetrol, el Valle de Magdalena albergaría 50 billones de pies cúbicos de shale gas y shale oil. Ecopetrol, Exxon Mobil, Shell y ConocoPhillips ya están estudiando el Valle, que se caracteriza por contener distintos hidrocarburos a medida que se avanza en profundidad. Hasta ahora se cuenta con cuatro pozos exploratorios perforados en Magdalena, pero se espera conocer la potencial capacidad productiva para 2015 y comenzar a producir comercialmente en 2018¹¹.

¹⁰ SENER: http://www.energia.gob.mx/webSener/shale/shale_sp.html

¹¹ <http://revistapetroquimica.com/colombia-incorpora-reservas-y-duplica-su-capacidad-de-refinacion/>

6. EMISIONES DE GEI DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES



El presente capítulo intenta dar respuestas a algunas preguntas relacionadas con las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por los hidrocarburos no convencionales, sus diferencias con los no convencionales y cuál es su potencial contribución agregada al calentamiento global.

Estas preguntas no tienen una única respuesta. Básicamente porque en el análisis del ciclo de vida de los hidrocarburos no convencionales, las emisiones finales dependen en gran medida del uso final del combustible y de las tecnologías utilizadas en la transformación de la energía. Por ejemplo: en la comparación de las emisiones finales del shale gas y el carbón para la generación de electricidad, la respuesta va a depender en gran medida del tipo de tecnología utilizada para la transformación de los hidrocarburos en electricidad. Una termoeléctrica a gas shale que utilice ciclo combinado tendrá probablemente menores emisiones que una termoeléctrica a carbón. Pero si fuera una caldera de ciclo abierto, a lo largo de todo su ciclo de vida, el shale resultará en mayores emisiones que el carbón utilizado para esos fines.

Un segundo factor determinante es donde se establecen las fronteras para en análisis del ciclo de vida y cuáles son las actividades que se incluyen. Algunos estudios establecen como primera etapa la preparación del terreno y las primeras actividades de instalación de los equipos para la explotación. Otros autores sostienen que deben incluirse las actividades de exploración previas o la fabricación de los insumos necesarios (químicos, maquinaria, cemento, etc.).

En cualquier caso lo que es claro es que dentro del ciclo de vida de los hidrocarburos, el mayor porcentaje de las emisiones se observa, por lejos, al momento del consumo. Allí los factores de emisión son similares para el gas (ya sea convencional o no) o los derivados del petróleo, sea cual sea su fuente primaria.

Por lo tanto la diferencia en los niveles de emisiones entre convencionales y no convencionales radica esencialmente en la etapa de extracción y procesamiento del hidrocarburo. Y también aquí existen diferencias notorias en función de las tecnologías utilizadas para la extracción, las particularidades de la geografía y terreno donde se desenvuelven, las distancias desde las fuentes de suministro de los insumos (agua, arena, materiales, etc.) entre otros.

Lo que sigue a continuación es una recopilación de los datos aportados por buena parte de las investigaciones realizadas para estimar o determinar las emisiones de la explotación de los hidrocarburos no convencionales en el análisis de su ciclo de vida (ACV). La mayoría de los estudios relevados se concentran en el shale gas de Estados Unidos y en las arenas asfálticas canadienses que son las explotaciones con mayor desarrollo.

Emisiones de la fractura hidráulica en la producción de gas

Existen varios trabajos que han intentado estimar las emisiones de la producción de shale gas por medio de la fractura hidráulica. Las diferencias entre ellas son bastante importantes y depende de los factores que se consideren para el cálculo de las emisiones. La cantidad de actividades involucradas en este tipo de explotación son muchas y variadas y su cuantificación es compleja. Desde la preparación del terreno donde se instalarán las operaciones hasta la combustión final del gas, pasando por todo el proceso de perforación y fractura existe una gran variedad de actividades que generan gases de efecto invernadero y las estimaciones difieren no solo en los volúmenes de emisiones sino también en las propias actividades incluidas.

Una lista más o menos exhaustiva de todas estas actividades incluiría:

Pre-Upstream¹²

- Exploración: perforaciones de prueba, sismología.
- Preparación del terreno: movimientos de tierra, eliminación de la vegetación, construcción de caminos de acceso, etc.
- Transporte al sitio de operaciones de la plataforma de perforación y maquinarias

¹² La industria del petróleo y el gas suele identificar como upstream las actividades de exploración y producción, midstream las de transporte y almacenamiento y downstream las de refinación y distribución.

- Fabricación de acero, cemento, químicos y otros materiales necesarios (no siempre incluida en los ACV).
- Extracción de arena que será utilizada para la fractura (no siempre incluida en los ACV).
- Transporte al sitio de operaciones de todos los insumos (acero, cemento, químicos, arena, etc.)
- Bombeo o transporte del agua necesaria para la fractura

Upstream

- Perforación vertical y horizontal
- Actividades de fractura
- Venteo y quema de metano
- Flujo de retorno
- Transporte de efluentes
- Procesamiento in situ

Downstream

- Transporte del gas hasta los locales de distribución
- Distribución del gas
- Consumo final

En cada una de estas etapas y actividades se producen emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente dióxido de carbono (CO_2) y metano (CH_4). Como ya fue dicho, las distintas evaluaciones relevadas para la realización de este documento difieren en las actividades incorporadas al análisis y la forma de considerarlas. Las diferencias radican en varios componentes utilizados en la evaluación. Además de las ya señaladas (actividades incluidas, “frontera” definida para el ACV, etc.) pueden citarse: los sectores incluidos en la evaluación del consumo final (generación de electricidad, producción de calor, transporte, etc.), la cantidad de días estimados para el flujo de retorno de los líquidos de fractura, las emisiones fugitivas estimadas tanto en el upstream como en el downstream y, fundamentalmente, en el horizonte de tiempo utilizado para medir la contribución al efecto invernadero del metano (20 o 100 años). Un detalle de las diferentes estimaciones para cada una de las etapas puede verse en el Anexo 1.

Sin embargo hay coincidencias en que la mayor contribución del gas (tanto convencional como no convencional) al efecto invernadero está determinada principalmente por las emisiones directas de CO_2 durante la combustión en el uso final (downstream) y por las emisiones fugitivas de metano durante la extracción y transporte (upstream).

Gas convencional vs. gas shale

El shale gas y el tight gas tienen mayores emisiones de gases de efecto invernadero que el gas convencional durante su etapa de producción (pre-upstream y upstream). Esto se debe a tres factores:

- Se necesitan más pozos por metro cúbico de gas producido. Estas operaciones utilizan energía, por lo general procedentes de los motores diesel, lo que aumenta las emisiones de CO₂ por unidad de energía útil producida.
- Las operaciones de fracturación hidráulica (que no se realizan en el caso del gas convencional) requieren mayor consumo de energía.
- Mayor volumen de venteo o quema de gas durante la fase de terminación del pozo. En el caso de la quema, las emisiones totales se estiman 3,5% mayores a la de gas convencional, pero esta cifra se eleva al 12% si el gas se ventila (IEA, 2012b; ERM, 2014).

Uno de los puntos clave para la evaluación de las diferencias entre las emisiones de GEI de la producción de shale gas por medio de la fractura hidráulica y el gas convencional refiere al metano (CH₄) que se fuga a la atmósfera durante el proceso de producción. Según un estudio pionero de Howarth et al (2011) el metano que se escapa a la atmósfera a lo largo de toda la cadena de producción y transporte del gas es entre 3,6% a 7,9% del total de gas producido. Como punto de comparación el estudio cita las estimaciones de emisiones furtivas de metano del gas convencional en 1,7% a 6% del gas producido.

Las fugas, intencionales o no, del metano son tratadas de diferentes maneras. El metano puede ser liberado directamente a la atmósfera, quemado, o capturado parcialmente. Las emisiones de GEI resultantes de los distintos procesos son diferentes.

El flujo de retorno: punto clave

El proceso de fracturamiento hidráulico tiene dos etapas principales: la inyección de los fluidos y el flujo de retorno (flow-back). Buena parte de los fluidos inyectados para producir la fractura vuelven a la superficie en un proceso que puede llevar días o semanas. Durante el flujo de retorno, se producen proporcionalmente las mayores emisiones furtivas de metano que han sido centrales en el debate acerca de la intensidad de GEI del desarrollo de gas de esquisto.

Se estima que grandes cantidades de gas son directamente ventilados a la atmósfera durante el flujo de retorno, y que esto significa que el gas de esquisto tiene una intensidad de GEI significativamente mayor que la producción de gas convencional e incluso que el impacto de GEI de gas de esquisto, considerando su ciclo de vida total, podría ser mayor que la de carbón (Howarth et al., 2011). Es en este momento donde la diferencia entre las emisiones del gas convencional y del shale gas se tornan relevantes.

El metano tiene un tiempo de vida más corto en la atmósfera (una vida media de unos quince años, en comparación con más de 150 años para el CO₂). Sin embargo, el metano es un gas de efecto invernadero más potente que el CO₂, debido a su potencial de calentamiento global (GWP, por sus siglas en inglés). Dado que la permanencia del metano en la atmósfera es menor que la del CO₂, su contribución al efecto invernadero medida en CO₂ equivalente (CO₂e) es diferente según el horizonte de tiempo que se utilice. Si se considera un horizonte de 100 años la contribución es menor que si se toma el horizonte de 20 años. El Cuarto Informe de Evaluación del IPCC (IPCC, 2007) da una relación 1 a 25 (una unidad de CH₄ es equivalente a 25 unidades de CO₂) en un horizonte de 100 años, pero esta relación es 1 a 72 cuando se toma un horizonte de 20 años.

Por lo tanto el horizonte de tiempo que se elija para hacer la comparación entre el gas (con altas emisiones de metano durante su ciclo productivo) y el carbón o el petróleo, resultan determinantes para evaluar las emisiones totales de CO₂e en todo el ciclo de vida de cada uno de los hidrocarburos.

Es preciso destacar a este respecto que, en un contexto de combate al cambio climático parece ser más útil la consideración del horizonte de 20 años dado que los plazos para limitar el aumento de temperatura a un máximo de 2° C (o menor) o reducir las concentraciones de gas en la atmósfera a 450 ppm (o 350 ppm) están más cercanos al entorno de 20 años que de 100 años¹³.

Según Howarth et al. (2011) cuando se considera un horizonte de 20 años las emisiones totales del todo el ciclo de vida del shale gas son muy superiores al gas convencional. El trabajo de Howarth estima las emisiones de metano de los pozos de Estados Unidos para el año 2010 en 900 Gg CH₄ (228 Mg CH₄ por pozo). Empero, otro estudio posterior (O'Sullivan et al, 2012) las ha calculado en 216 Gg CH₄ y 50 Mg CH₄ respectivamente. Entre estos dos valores extremos hay varios trabajos con estimaciones intermedias, como por ejemplo Burnham et al. (2011), Jiang et al. (2011) o Weber et al. (2012). Como puede apreciarse existen divergencias y las diferencias son significativas.

¹³ "Nuestro Escenario 450, que examina las acciones necesarias para alcanzar dicho objetivo [no superar los 2°C de aumento de temperatura], refleja que cerca de las cuatro quintas partes de las emisiones permitidas para 2035 están ya comprometidas por centrales eléctricas, fábricas, edificios, etc. ya existentes. Si no se toman medidas para reducir las emisiones de CO₂ antes de 2017, el conjunto de infraestructuras energéticas existentes en esa fecha habrá comprometido ya todas las emisiones de CO₂ permitidas" (IEA, 2012)

Aunque haya discrepancias en torno a la dimensión del problema, hay un consenso generalizado que el problema existe. Al punto tal que la propia industria ha tratado de desarrollar las tecnologías necesarias para evitarlo. La mejor práctica, según la Agencia Internacional de la Energía, es la técnica denominada “green completion” o “reduced emissions completion” mediante la cual los hidrocarburos se separan del fluido de fracturación y el fluido residual se recoge para su reciclaje o su disposición final. Sin embargo, esta tecnología requiere una inversión en la separación de gas y las instalaciones de procesamiento, que rara vez se lleva a cabo (IEA, 2012b).

Carbón vs Gas Shale

Como se dijo antes, cuando se considera un horizonte de 20 años las emisiones totales del todo el ciclo de vida del shale gas son superiores o muy superiores al gas convencional, al diesel e incluso al carbón. Sin embargo, basándose en horizontes temporales superiores, otros autores sostienen lo contrario. Burnham et al. (2011) por ejemplo, estima que la generación de electricidad en una caldera que utilice shale gas tiene 31% menos emisiones de GEI que una que utilice carbón y 52% menos si es en ciclo cerrado. Pero estas estimaciones utilizan un horizonte de 100 años para la evaluación de la contribución del metano al efecto invernadero.

Un relevamiento del gobierno de Sudáfrica (ERM, 2014) por su parte, estima las emisiones de gases de efecto invernadero de gas de esquisto que se utilizan para la generación de electricidad están en el rango de 117,5 a 148,6 g CO₂e por MJ, mientras que el GEI las emisiones de carbón (para generación de electricidad) se estiman estar entre 232,5 a 313,9 g CO₂e por MJ.

Otro estudio del Departamento de Energía del Reino Unido (Mackay, 2013) especifica que cuando se utilizan tecnologías de captura y quema de metano en la producción de shale gas, el rango de emisiones del ciclo de vida del combustible utilizado en generación eléctrica se encuentra en el rango de 423 – 535 gCO₂e/kWh mientras que las del carbón están en el rango de 837 – 1130 gCO₂e/kWh.

Como puede apreciarse las evaluaciones de las emisiones del shale gas y su comparación con el carbón también son bastante diversas. Al igual que en la comparación con el gas convencional, esto depende de varios factores, fundamentalmente de las tecnologías utilizadas en la extracción del recurso, las tecnologías utilizadas en su uso final y el horizonte de tiempo que se considere para la estimación de su potencial de calentamiento atmosférico.

Emisiones de la producción de arenas asfálticas (oil sands)

Adam Brandt relevó varios estudios sobre las emisiones derivadas de la explotación de las arenas asfálticas (bitumen) en Canadá e hizo la comparación con la producción de petróleo convencional. De la comparación entre las emisiones de la extracción de petróleo de arenas asfálticas comparadas con la producción convencional, surge que las primeras presentan mayores niveles de emisión que la explotación del petróleo convencional.

Una vez más, la comparación en un análisis de ciclo de vida no es sencilla porque depende de muchas variables. Por ejemplo los métodos de estimación (por unidad de producción o por sector de consumo), las eficiencias energéticas de los procesos, la mezcla de combustibles utilizado durante la extracción, el tratamiento de las emisiones del venteo, etc.

El estudio identifica varias etapas: Preparación del terreno, Extracción (minería o in situ), Upgrading, Transporte, Refinación y Consumo. Las mayores diferencias están en la etapa de extracción.

El estudio encuentra que las emisiones de la extracción de arenas asfálticas es de 23,5 gCO₂/MJ (en un rango que va de 7,3 a 37,3) mientras que las emisiones de la extracción de petróleo convencional es de 4,8 gCO₂/MJ (con un rango que varía de 1,0 a 21,1)

Como se mencionó en el capítulo sobre la clasificación de los no convencionales y las tecnologías de extracción, la producción a partir de la minería de las arenas tienen menores emisiones que las procesadas “in situ”, pues esta última requiere de mayores insumos de energía. Mientras la minería solo requiere de energía para la remoción y separado de las arenas (camiones, maquinaria, etc.), el procedimiento in situ requiere de energía calórica adicional para la producción de vapor. El relevamiento de Brandt et al. muestra rangos de entre 7,3 y 19 gCO₂/MJ para el caso de la minería y de 12,6 a 37,3 para el caso del procesamiento in situ.

El bitumen obtenido no es de la misma calidad que el convencional (contiene mayores cantidades de sulfuros, metales, asfaltenos, etc.) por lo que requiere de un proceso (upgrading) antes de estar apto para ser refinado. Dependiendo de la calidad del crudo obtenido, pueden agregarse luego unas emisiones de entre 8,6 y 11,6 gCO₂/MJ para los procesos de upgrading antes de ser enviado a la refinería.

Las etapas posteriores a la extracción y mejoramiento (upgrading), transporte, refinación, distribución y consumo muestran emisiones similares tanto para el petróleo de arenas bituminosas como para el convencional.

Para completar las emisiones del ciclo de vida, entre 3 y 6 gCO₂/MJ se estiman las emisiones derivadas de la remoción de tierras, venteo y fugas asociada con la producción de arenas asfálticas canadienses. En este caso la comparación con el crudo convencional es difícil, ya que los sitios de extracción convencional son extremadamente diversos (selva, desierto, sabana, etc.) y la estimación de las emisiones de la remoción de tierras es muy variable.

El rango de emisiones del ciclo de vida total de ambos tipos de crudo arroja emisiones de 107,3 gCO₂/MJ para las arenas asfálticas y 87,1 para el crudo convencional. El mayor porcentaje de emisiones de ambos hidrocarburos se da obviamente en el consumo final donde se emiten 73,4 gCO₂/MJ en cualquiera de los casos.

En resumen, comparando las emisiones de la producción de combustible a partir de crudos convencionales con el obtenido de las arenas asfálticas de Canadá puede estimarse que, dependiendo del proceso productivo, el tipo de crudo y tecnología utilizada, las emisiones del petróleo de arenas asfálticas podrían ser de iguales a 46% más altas que las del petróleo convencional.

Tasa de Retorno Energética

Otra manera de comprender las implicancias para las emisiones de GEI de los no convencionales es la comparación de su Tasa de Retorno Energética (TRE). Este indicador mide la cantidad de energía que se requiere aplicar en un proceso (insumo) para la obtención de una unidad de energía (producto). Es definida como el cociente entre la cantidad de energía total que es capaz de producir una fuente energética y la cantidad de energía que es necesario emplear para explotar ese recurso energético. Por ejemplo, cuántos MJ de energía es necesario consumir en maquinaria, camiones, generación de calor, etc. para obtener un MJ de energía contenida en el petróleo de arenas asfálticas.

No son abundantes los estudios sobre este asunto en particular, pero puede afirmarse que, en general, hay bastante acuerdo en que las TRE de los hidrocarburos no convencionales son menores que la de los convencionales.

En el caso de las arenas asfálticas, por ejemplo, puede observarse un aumento creciente de la TRE que pasó de 1 MJ/MJ en 1970 a 3 MJ/MJ en 2010. Es decir, en 1970 era necesario invertir tanta energía en el proceso como la que se obtenía (1 MJ invertido por cada MJ obtenido) mientras que en la actualidad se obtiene 3 veces más de lo que se invierte. Si bien la mejora es considerable, aún sigue siendo una TRE muy baja si se la compara con el petróleo convencional cuya TRE que es mayor a 20 MJ/MJ (Brandt et al, 2013).

El shale oil por su parte presenta una TRE de entre 1,5 – 2 MJ/MJ dependiendo de la tecnología de extracción y se estima que las emisiones de este tipo de crudo son entre 20% y 75% mayores que las del petróleo convencional (Cleveland et al, 2011)



El mundo continuará aumentando la producción de energía a un ritmo de 1,5% anual acompañando un crecimiento del Producto Bruto Interno mundial estimado del 3,5% anual. La mayor parte del aumento del PBI (80%) se dará en los países “en vías de desarrollo”, o “emergentes” no pertenecientes a la OCDE, particularmente en India y China. El consumo de energía será, en 2035, un 41% mayor que en la actualidad y casi la totalidad de este aumento (95%) también será en los países emergentes. Más de la mitad de todo el aumento del consumo de energía será responsabilidad de la industria y el 76% de la matriz energética del 2035 será fósil. El combustible que aumenta más su consumo es el gas natural (1,9% anual) seguido del petróleo (0,8% anual).

La inversión en petróleo, gas y carbón se ha duplicado desde 2000 y superó los USD 950 mil millones en 2013. El mayor incremento se registró en América del Norte, con la rápida expansión de gas de esquisto (shale gas) y la producción de petróleo de formaciones compactas (tight oil). A nivel global los subsidios a los combustibles fósiles alcanzaron USD 544 mil millones en 2012 mientras que para las fuentes renovables los apoyos estatales fueron por un valor de USD 101 mil millones (IEA, 2013)

Al 2035 el mundo habrá invertido USD 48 billones¹⁵ para abastecer la demanda de energía, de los cuales, USD 23 billones serán destinados a explotación, refinación y transporte de combustibles fósiles. Más de la mitad de los 48 billones se destinan a reemplazar yacimientos en declive o infraestructura obsoleta, es decir, no irán a cubrir nueva demanda sino a sustituir fuentes de suministro agotadas.

¹⁴ Basado en IEA (2011, 2013 y 2014), EIA (2013b) y BP (2014 y 2014b).

¹⁵ Como se mencionó anteriormente se utiliza la escala numérica larga. Billón refiere a millón de millones.

Hacia el 2035 la inversión solo en el upstream (exploración y producción) de gas y petróleo alcanzará USD 850 mil millones anuales. USD 17 billones será necesario invertir en el upstream en el período solo para compensar el declive de los yacimientos existentes de gas y petróleo. A pesar de toda esta inversión 1.000 millones de personas no tendrán acceso a la electricidad y 2.300 millones cocinarán con biomasa a la manera tradicional en el año 2035 (IEA, 2011b).

Petróleo

El suministro de petróleo pasará de los 89 millones de barriles diarios (Mb/d) producidos en 2012 a 101 Mb/d en 2035. Sin embargo, la mayoría de los yacimientos de petróleo convencional están en franco declive y su producción se espera que caiga a 65 Mb/d. En particular la producción de crudo convencional de los yacimientos existentes en la actualidad habrá caído a 40 Mb/d para 2035.

Para poder abastecer el aumento esperado de la demanda se necesita una producción agregada de 47 Mb/d, dos veces la producción actual de todos los países de la OPEP del Medio Oriente. Una parte importante de este aumento de la oferta (10 Mb/d) provendrá del petróleo no convencional: arenas bituminosas de Canadá, tight oil de Estados Unidos y el crudo extrapesado de Venezuela. Sin embargo la mayor parte de las inversiones petroleras de aquí a 2035 estarán concentradas en el petróleo convencional (90%) y serán bastante menores en el no convencional (10%). El uso de petróleo se concentrará cada vez más en tan sólo dos sectores: transporte y petroquímica.

Casi la mitad de toda la oferta de petróleo provendrá de campos conocidos pero aún no desarrollados, o de aquellos que aún no han sido descubiertos, pero que por información geológica teórica se estima que puedan existir.

Tabla 11. Producción de combustibles líquidos en 2035 (Mb/d)	
Convencional	67.9
Líquidos de gas natural	18.5
No Convencional	10.0
Biocombustibles	4.4
Total	103.7
Fuente: IEA, 2011	

Gas natural

La demanda de gas natural crece de 3,1 billones de metros cúbicos (bmc) en 2009 a 4,75 bmc en el 2035, un incremento del 55%. La mayor parte de la demanda mundial de gas proviene del sector eléctrico, donde el uso del gas para la generación de electricidad se eleva a más de 1,9 bmc el año 2035. Esto conduce a una disminución de la proporción del carbón como insumo para electricidad del 40% en 2009 al 33% en 2035. Después de la generación de electricidad, el siguiente mayor consumo de gas en el 2035 se encuentra en los edificios, principalmente para calefacción y agua caliente; el tercero en importancia es la industria.

La producción de gas natural pasa de los 3.1 bmc de 2009 a 4.8 bmc en 2035. Un 22% de esa producción futura (1.1 bmc) provendrá de recursos no convencionales como el gas de esquisto y el metano de carbón. La producción de gas no convencional aumenta dos veces y media la producción actual y representa el 39% del crecimiento de toda la producción de gas.

La inversión total acumulada desde ahora hasta el 2035 en infraestructura para el abastecimiento de gas natural, se estima en alrededor de USD 9,5 billones (en dólares del año 2010). De esa cantidad, USD 5 billones de dólares son específicamente destinadas al upstream, es decir, para aumentar la capacidad productiva. En particular, la inversión destinada a la producción de gas no convencional es estimada en USD 1,8 billones de dólares, la mayor parte en países miembros de la OCDE.

Tabla 12. Producción de gas no convencional. Países y regiones seleccionados (en billones de pies cúbicos)		
	2010	2035
Estados Unidos	12.9	24.0
Canadá	2.5	5.7
Europa	0	3.6
China	0.1	6.6
México	0	1.2
Chile	0	0.1
Brasil	0	0.5
Cono Sur Sudamericano	0	1.9
Total Mundial	15.6	53.3
Fuente: EIA, 2013		



8. PRESUPUESTO DE CARBONO



Uno de los elementos clave para el diseño de las políticas energéticas (y de producción y consumo en general), es determinar cuál es la cantidad máxima de gases de efecto invernadero que se podrían emitir en el futuro sin sobrepasar el umbral que nos pondría ante un escenario de cambio climático peligroso. Esto nos lleva directamente al establecimiento de un “presupuesto de carbono” disponible de aquí al futuro.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), ha estimado este presupuesto en su último informe estableciendo diferentes grados de probabilidad (ver Tabla 13).

Table 13. Presupuesto de carbono según IPCC						
	GtC			GtCO ₂		
Probabilidad	Presupuesto	Emitidas	Saldo	Presupuesto	Emitidas	Saldo
33%	1570	515	1055	5760	1890	3870
50%	1210	515	695	4440	1890	2250
66%	1000	515	485	3670	1890	1780
Fuente: Elaboración propia en base a IPCC (2013)						

“Para limitar el calentamiento causado únicamente por las emisiones antropógenas de CO₂ con una probabilidad >33%, >50% y >66% hasta menos de 2° C, a partir del período 1861–1880, será necesario que desde ese período las emisiones de CO₂ acumuladas de origen antropógeno permanezcan entre 0 y alrededor de 1.570 GtC (equivalente a 5.760 GtCO₂), entre 0 y alrededor de 1.210 GtC (4.440 GtCO₂) y entre 0 y alrededor de 1.000 GtC (3 670 GtCO₂), respectivamente. En 2011, ya se había emitido una cantidad de 515 [445 a 585] GtC (1 890 [1.630 a 2.150] GtCO₂)”. (IPCC, 2013)

Otra estimación realizada por el Postdam Insitute (Meinshausen et al., 2009) presenta rangos de probabilidades de no exceder los 2°C de aumento de temperatura respecto a la temperatura media en la era pre-industrial y el presupuesto de carbono disponible hasta el año 2049. La estimación de Meinshausen incluye no solo el CO₂ sino también el resto de los gases de efecto invernadero (ver Tabla 14).

Tabla 14. Presupuesto de carbono según Postdam Institute		
Indicador	Emisiones	Probabilidad
Emisiones totales acumuladas de CO ₂ 2000-2049	886 Gt CO ₂	8-37%
	1.000 Gt CO ₂	10-42%
	1.158 Gt CO ₂	16-51%
	1.437 Gt CO ₂	29-70%
Emisiones totales acumuladas de todos los GEI 2000-2049	1.356 Gt CO ₂	8-37%
	1.500 Gt CO ₂	10-43%
	1.678 Gt CO ₂	15-51%
	2.000 Gt CO ₂	29-70%
Fuente: Meinshausen et al, 2009		

Meinshausen indica que si las emisiones globales de CO₂ entre 2000 y 2050 se limitan a 1.440 GtCO₂ hay una posibilidad 50:50 de restringir el aumento de temperatura media mundial en 2°C. Allen et al. (2009) consideran un horizonte de tiempo más largo y aplican una metodología diferente, pero llega a conclusiones similares. Meinshausen calcula que el potencial de emisiones acumulado en las reservas probadas de combustibles fósiles asciende a 2.800 Gt CO₂, el doble del presupuesto de carbono disponible.

Tomando en cuenta los datos de Meinshausen para la probabilidad 10-42% (límite de 1.000 GtCO₂) la Agencia Internacional de la Energía concluye que, más allá de las discrepancias en torno al volumen real de reservas existentes puede estimarse que en torno a dos tercios de las reservas conocidas de hidrocarburos no pueden ser utilizadas si se pretende mantener el límite de los 2°C. “Si el mundo pretende cumplir el objetivo de limitación del aumento de la temperatura mundial a 2°C, hasta 2050 no se podrá consumir más de un tercio de las reservas probadas de combustibles fósiles, a menos que se generalice el uso de la tecnología de captura y almacenamiento de carbono” (IEA, 2012).

Mc Glade y Elkins (2014) analizan en particular los potenciales efectos de la utilización de las reservas totales de petróleo (probadas y posibles) y concluye que un 45% de dichas reservas no puede explotarse si se pretende mantener el aumento de la temperatura por debajo de los 2°C. Aún con la incorporación masiva de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, unos 500 mil millones de barriles de petróleo no podrían ser

utilizados. El estudio también concluye que el desarrollo de las reservas petroleras del Ártico, el no convencional y el de aguas profundas, no tiene sentido pues todos entrarían en producción después de 2035, cuando ya no sería viable aumentar la combustión de fósiles.

Con relación al gas natural hay un debate en torno a si su uso efectivamente reduce las emisiones de efecto invernadero o las aumenta. El gas natural en particular, es alentado por presentar menores emisiones de carbono por unidad de energía consumida (sin contabilizar las emisiones del upstream) y es visto como un combustible “transicional” mientras se desarrollan las energías renovables. Sin embargo, su mayor disponibilidad y la propia condición de “bajo carbono”, hace que su consumo aumente y –en términos absolutos– las emisiones del uso del gas natural aumenten consecuentemente.

En 2012 las emisiones globales del CO₂ del sector energía aumentaron en 400 Mt respecto al año 2011 (1,4%). Este aumento responde al incremento del uso del gas natural (2,7%), petróleo (1,1%) y carbón (0,6%). Si se analiza la responsabilidad de cada uno de estos fósiles en el aumento global de emisiones energéticas se observa que un 44% corresponde al gas natural, 44% al carbón y 12% al petróleo (IEA, 2013). Como puede apreciarse, en términos absolutos, el gas natural es de los mayores responsables por el aumento de las emisiones en ese año.

Esta alta contribución se explica tanto por el aumento del consumo como por las emisiones furtivas. Las termoeléctricas de ciclo combinado a gas (destino privilegiado de este combustible), producen la mitad de las emisiones por kWh que aquellas a base de carbón. Pero parte de esta ganancia se pierde por las emisiones furtivas de metano derivados de la producción y distribución de gas natural. Según la Agencia Internacional de la Energía, apenas un tercio de las reducciones necesarias podrían lograrse por el cambio de carbón a gas en el sector eléctrico, pero esta es una medida insuficiente para no sobrepasar el presupuesto de carbono (IEA, 2012).

Esta hipótesis también se constata en la experiencia de Estados Unidos donde las tecnologías para la extracción de petróleo y gas de las formaciones de esquisto han incrementado dramáticamente la producción de gas natural. Newell y Raimi (2014) argumentan que dado que la producción se expande, los precios de gas natural serán más bajos y esto tiene como efecto principal aumentar el consumo total de energía¹⁶.

¹⁶ Este razonamiento está íntimamente ligado con lo que se conoce como “Paradoja de Jevons” (Jevons, 1865) o “efecto rebote”. La ganancia en eficiencia energética por mejoras tecnológicas de un cierto recurso no redunda en una reducción de su consumo, sino que, en términos absolutos este tiende a aumentar.

El estudio concluye que el gas natural puede ayudar a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero solo si paralelamente se introducen medidas políticas dirigidas a reducir el consumo energético. En caso contrario, dicha sustitución no va a cambiar sustancialmente el curso de las emisiones globales de gases de efecto invernadero.

La Agencia Internacional de la Energía por su parte llega a conclusiones similares, pero hace hincapié en la necesidad de introducir tecnologías de captura de carbono: *“El gas natural es el más limpio de los combustibles fósiles, pero el aumento del gas en sí mismo (sin captura de carbono y almacenamiento) no será suficiente para ponernos en un camino de las emisiones de carbono en consonancia con la limitación de la aumento de las temperaturas medias mundiales a 2° C”*. (IEA 2011)

Escenario 450

El rumbo de las emisiones globales parece estar bastante distante de los límites impuestos por el presupuesto de carbono. En el año 2010 las emisiones del sector energético fueron 31.2 GtCO₂. Para el año 2040 el sector energético estaría emitiendo 45,5 GtCO₂ anuales: 14,7 GtCO₂ provendrán del petróleo, 10,1 GtCO₂ del gas natural y 20,6 GtCO₂ del carbón (EIA, 2013)

En la 15^{va} Conferencia de las Partes de la Convención de Cambio Climático (COP 15) celebrada en Copenhague en 2009, los países del mundo se pusieron de acuerdo en que la temperatura media del planeta no debería superar los 2°C de aumento con relación a la temperatura media global pre-industrial.

Al año siguiente, la Agencia Internacional de la Energía definió 3 escenarios para realizar sus futuras prospectivas. Un primer escenario de “Políticas Actuales” en el que se asume que las políticas energéticas se mantienen como en la actualidad; un escenario de “Nuevas Políticas”, donde se introducen las medidas anunciadas por los gobiernos aunque aún no estén implementadas (entre ellas los acuerdos previsibles a derivarse de la Convención de Cambio Climático, aplicación de tasas al carbono, reducción de subsidios a fósiles, etc.); y un tercer escenario llamado “450” que muestra la trayectoria a la que debería ajustarse la producción y consumo de energía para estabilizar el clima por debajo de los 2° C de aumento de la temperatura media. Estos tres escenarios se han transformado un marco de referencia para el análisis de las trayectorias futuras de las emisiones de gases de efecto invernadero del mundo.

Si se implementaran todas las políticas y medidas propuestas o anunciadas por los gobiernos (escenario de Nuevas Políticas), las emisiones energéticas igual crecerían hasta 37.2 Gt CO₂ en 2035 con lo que el mundo se dirigiría hacia los 3,6° C en el largo plazo (IEA, 2013). Por lo tanto es necesario establecer metas y diseñar trayectorias de emisiones compatibles con el presupuesto de carbono.

“450” refiere al límite de 450 ppm de CO₂ en la atmósfera, un nivel de concentración de emisiones que presenta un 50% de probabilidades de no sobrepasar los 2°C de aumento de la temperatura. Este “Escenario 450” se ha convertido en una guía importante para identificar metas de producción y demanda de energía hacia el futuro. En las Tablas 15 y 16 se presentan los datos de demanda de energía y producción de combustibles líquidos proyectados al 2035 en los diferentes escenarios.

Vale la pena dejar constancia que para muchas instituciones, organismos y gobiernos, tanto el límite de los 2°C como el de 450 ppm es muy discutible y se proponen otras metas más ambiciosas como 1°C o 1,5°C y 350 ppm como límite máximo de concentración de GEI en la atmósfera.

A diferencia de los escenarios de Nuevas Políticas y Políticas Actuales, que son proyecciones esperadas, el Escenario 450 es un escenario propositivo, posible y deseable, pero solo puede transformarse en realidad si se adoptan medidas más ambiciosas en lo que refiere a la reducción de emisiones. Las medidas que propone la Agencia Internacional de la Energía son bastante conocidas: eficiencia energética, mayor penetración de las energías renovables y energía nuclear, tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, estrategias de racionalización de los sistemas de transporte, etc. No es objeto de este documento dar una detallada descripción de estas medidas pero sí de sus resultados para poder establecer la brecha que separa los escenarios esperados de los escenarios deseables.

Tabla 15. Demanda de Energía en 2035 según escenarios (Mteps)			
	Políticas Actuales	Nuevas Políticas	Escenario 450
Carbón	5249	4101	2316
Petróleo	4992	4645	3671
Gas Natural	4206	3928	3208
Nuclear	1054	1212	1664
Hidráulica	442	475	520
Biomásas	1707	1911	2329
Renovables	481	690	1161
Totales	18302	16961	14870
Fuente: IEA, 2011			

Tabla 16. Producción de combustibles líquidos en 2035 según escenarios (Mb/d)		
	Nuevas Políticas	Escenario 450
Convencional	67.9	54.3
Líquidos de gas natural	18.5	13.9
No convencional	10.0	7.8
Biocombustibles	4.4	7.8
Total	103.7	86.1
Fuente: IEA, 2011		

En el Escenario 450 la inversión en el suministro de energía, en particular en el carbón, la extracción de petróleo y gas y el transporte, la producción y la generación de electricidad, transmisión y distribución, asciende a un total acumulado de \$ 36,5 billones (en dólares del año 2010) hasta el 2035. Esto es alrededor de un 4% menos que la requerida en el Escenario de Nuevas Políticas.

Sin embargo, el porcentaje importante de la inversión en el escenario 450 se encuentra en las tecnologías de bajas emisiones de carbono y medidas de eficiencia, tanto del lado de la oferta como de la demanda. La inversión total adicional en este tipo de tecnologías en el Escenario 450, en relación con el Escenario de Nuevas Políticas, asciende a USD 15.2 billones desde ahora hasta el 2035.

Esta inversión adicional puede verse compensada por los ahorros en el consumo de energía y los beneficios adicionales en materia de salud, gastos de reparación de daños ambientales, etc. Por otra parte el informe advierte que los costos de la inacción o la acción tardía pueden ser mayores dada la amenaza del cambio climático y sus costos asociados, tal como lo había advertido el "Informe Stern" (Stern, 2007).

Para no superar el aumento de 2°C de temperatura, la demanda de carbón, petróleo y gas natural en el año 2035 debe ser bastante menor a lo proyectado (escenario de Políticas Actuales). En el caso del carbón la demanda debe bajar de 5.249 Mteps a 2.316, en el caso del petróleo de 4.992 a 3.671 y en el caso del gas natural de 4.206 a 3.208 Mteps. Es decir, en su conjunto el consumo de combustibles fósiles debería reducirse en un 36% respecto a lo esperado para no exceder las 450 ppm de concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera.

Tabla 17. Emisiones totales en 2035 (Gt CO ₂ e)			
	Políticas actuales	Nuevas políticas	Escenario 450
CO ₂ Energía	43.3	36.4	21.6
CO ₂ otros	1.9	1.1	0.8
CH ₄	10.7	7.1	5.1
N ₂ O	4.2	3.2	2.7
Otros gases	2.3	0.9	0.5
UTCUTS*	1.9	1.9	1.9
Total	64.4	50.6	32.6
*Uso de la Tierra, Cambios en Uso de la Tierra y Silvicultura Fuente: IEA, 2011			

9. OTROS IMPACTOS DE LA EXPLOTACIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL



La evaluación de los impactos ambientales de la explotación de hidrocarburos no convencionales se ve normalmente dificultada por la falta de información sobre muchas cuestiones clave. Hay preguntas que son difíciles de responder de manera objetiva y científica, ya sea porque los datos pertinentes no están públicamente disponibles; o porque los datos existentes son de calidad variable y conducen a variadas interpretaciones, o cubren un amplio rango de valores con diferentes implicaciones.

Muchos de los impactos más preocupantes, como la contaminación de las aguas subterráneas o las emisiones de GEI refieren a la integridad del pozo y son comunes a los yacimientos convencionales. Muchos de los procedimientos operativos utilizados en la extracción de petróleo y gas no convencional (shale, tight o CBM) son similares a los utilizados en la extracción de petróleo y gas convencional. Las fugas gas natural o petróleo debidas a defectos de construcción o daños posteriores en las estructuras son problemas reconocidos y que siguen desafiando a la industria de los hidrocarburos. Sin embargo en el caso particular del gas de esquisto, el riesgo potencial de los impactos aumenta debido a la mayor cantidad de pozos que se requiere para su producción y el gran volumen de químicos utilizados.

Impactos Ambientales

Agua

El uso intensivo de agua para la fracturación hidráulica es una de las mayores preocupaciones ambientales en el caso del shale gas. La cantidad de agua utilizada para la fracturación hidráulica va de unos pocos miles hasta 20.000 metros cúbicos de agua por pozo (ver Tablas 18 y 19).

Tabla 18. Uso de agua por unidad de hidrocarburo producida (m ³ /TJ)	
Gas Convencional	0,001–0,01
<i>Tight gas</i>	0,1–1
<i>Shale gas</i>	2–100
Petróleo Convencional	0,01–50
PLFC	5–100
Fuente: IEA, 2012b	

Tabla 19. Uso de agua por pozo en campos seleccionados de Estados Unidos (en millones de litros)			
	Perforación	Fracturación	Total
Barnett	1,5	8,7	10,2
Fayetteville	0,2	11	11,2
Haynesville	3,8	10,2	14
Marcellus	0,3	14,4	14,7
Fuente: Estrada, 2013			

En las zonas donde existe escasez de agua, su extracción para la perforación y fracturación hidráulica puede tener amplios y graves efectos ambientales. Puede bajar el nivel freático, afectar a la biodiversidad y dañar el ecosistema local. También puede reducir la disponibilidad de agua para uso de las comunidades locales y en otras actividades productivas, como la agricultura (IEA, 2012b). Para el caso particular de América Latina, un estudio del WRI (Raig, 2014) ha identificado que México y Argentina son países con un alto riesgo de escasez de agua a causa de la explotación del shale gas.

Los impactos sobre el agua pueden darse debido a las actividades en la superficie del terreno o en el subsuelo debido a las actividades de fractura y los impactos sobre la calidad del agua pueden existir tanto para el agua superficial como para la subterránea.

A nivel superficial, el derrame accidental de productos químicos y de aguas residuales de la fractura es un riesgo latente (que puede afectar también las napas subterráneas) aunque se adopten las mejores prácticas. Entre 2005 y 2009, las 14 empresas principales de petróleo y gas usaban más de 2.500 productos de fractura hidráulica que contenían 750 productos químicos y otros componentes objetables por su contenido de: a) agentes

cancerígenos, b) regulados por la Safe Drinking Water Act por sus riesgos a la salud humana y c) contaminantes peligrosos del aire en la Clean Air Act. Muchos componentes están protegidos por leyes de propiedad intelectual o son “secretos comerciales”, por lo que hasta ahora no es posible conocer sus propiedades ni sus posibles efectos colaterales (Estrada, 2013) (ver Anexo 3).

En promedio, alrededor de un cuarto a la mitad del agua utilizada en la fractura hidráulica vuelve a la superficie después de la estimulación (flujo de retorno o flow-back). Este fluido es potencialmente peligroso porque normalmente contiene hidrocarburos incluyendo cantidades variables de benceno y otros aromáticos, productos químicos utilizados para la fractura y componentes del lixiviado de la pizarra (por ejemplo, sales, metales, metaloides y minerales radiactivos naturales). En el caso de la perforación horizontal se produce casi el doble de lodo que en un pozo vertical.

Este fluido de perforación se guarda en contenedores móviles o en minas a cielo abierto. Una plataforma de perforación podría tener varios cientos de toneladas de lodo almacenados que deben ser reciclados o eliminados de manera segura (IEA, 2012b).

Derrames superficiales de estos líquidos de las aguas residuales de fracturación hidráulica pueden ocurrir por fugas de tanques, fallas de embalse o de superficie, o manejo incorrecto. Los derrames pueden fluir y alcanzar mantos de agua potable. Además de los elementos antes señalados, estos residuos presentan altas concentraciones de cloruro y bromuro y pueden ser contaminados por elementos radiactivos naturales traídos a la superficie. (Estrada, 2013)

Un estudio realizado a gran escala de los efectos del desarrollo de gas de esquisto en la calidad del agua superficial centrándose en el campo Marcellus en Pensylvania concluye que la actividad de los pozos de gas de esquisto aumenta los niveles de cloruro y los sólidos suspendidos totales en el agua superficial aguas debajo de la zona de explotación (Olmstead et al. 2013).

Con relación al agua subterránea, una investigación de las napas freáticas del noreste de Pennsylvania analizó 141 pozos de agua potable. El metano se detectó en el 82% de las muestras de agua potable, con concentraciones en promedio seis veces mayores para los hogares que se encontraban en un radio de 1 km de distancia de los pozos de shale gas. Las concentraciones de etano fueron 23 veces más altas en estos hogares y el propano se detectó en 10 pozos de agua, todos dentro de aproximadamente 1 km de distancia (Jackson et al., 2013). Como se verá más abajo, la explotación del

shale gas requiere la instalación promedio de un pozo por km² por lo que toda la población asentada en los vastos territorios que ocupan las cuencas está dentro del radio considerado como más afectado en el estudio.

En las actividades bajo tierra, el riesgo para el agua subterránea potable puede proceder de distintas fuentes. A saber: de la migración ascendente de los líquidos de fractura, de fallos durante la fractura y extracción, o de defectos de impermeabilización de los pozos abandonados. Estas vías pueden permitir la migración de los gases y fluidos salinos en largas escalas de tiempo y puede tener importantes impactos acumulativos sobre la calidad del agua de un acuífero. Otra amenaza importante para el agua subterránea es la fuga de gas de los pozos para los que aún las mejores prácticas existentes no pueden asegurar la prevención a largo plazo (CAC, 2014)

En el caso particular del metano en capas de carbón (CBM), los suministros de agua adicionales rara vez son necesarios para el proceso de producción, pero la eliminación satisfactoria de agua que ha sido extraída del pozo durante el proceso de deshidratación es de importancia crítica. El agua producida por lo general se re-inyecta en formaciones subterráneas aisladas. Pero el agua producida puede ser muy salada, contiene altas concentraciones de sodio, calcio, magnesio y compuestos orgánicos, por lo que de filtrarse a las aguas de riego puede afectar los cultivos o a la salud en caso de otros usos. (IEA, 2012b).

Otro problema asociado es el descenso de las napas subterráneas que abastecen de agua a las regiones circundantes. El agotamiento de los acuíferos a causa de la extracción de metano en capas de carbón ha sido bien documentada en la cuenca de Powder River en Estados Unidos donde la recuperación de las aguas subterráneas ha bajado entre un 65% a un 87% después de cesar la producción (IEA, 2012b).

Tierra

El desarrollo de gas de esquisto a gran escala puede representar el inicio de varias décadas de producción y la perforación de decenas de miles de pozos. Este desarrollo tendrá efectos sobre el suelo, tanto locales como dispersos. La evaluación de los efectos ambientales de la explotación de gas de esquisto no puede por lo tanto centrarse en un solo pozo sino que también deben tener en cuenta los efectos acumulativos y regionales.

La cantidad de pozos necesarios para la explotación de shale gas es uno de los factores que diferencia sustancialmente los impactos de este tipo de explotación cuando se lo compara con la del gas convencional. Por ejemplo

en una zona de la cuenca Barnett en Estados Unidos fueron relevados 37 pozos en apenas 20 km², un promedio de casi 2 pozos por km². Mientras que los campos convencionales pueden requerir menos de un pozo cada diez km², los campos no convencionales pueden necesitar más de un pozo por km² (IEA, 2012b)

Consecuentemente son explotaciones que ocupan vastas extensiones de tierra. El área de explotación del Marcellus en Estados Unidos abarca más de 250.000 km², que es cerca de diez veces más grande que el área Hugoton de Gas Natural en Kansas el sitio de mayor producción de gas convencional del país.

El desarrollo de gas de esquisto requiere una amplia infraestructura que incluye carreteras, estaciones de compresión, ductos, etc. que imponen un impacto sustancial sobre las comunidades y los ecosistemas. Además, los controles deben continuar aún después de cerrado el pozo pues existe un potencial riesgo de migración de fluidos durante mucho tiempo.

Los impactos sobre el suelo incluyen la deforestación, la destrucción y fragmentación de hábitat de vida silvestre y efectos adversos sobre actuales usos del suelo, como la agricultura y el turismo (CAC, 2014).

Arenas

Uno de los temas poco referidos en la literatura sobre la explotación del gas de esquisto es la utilización de arena (agente de sostén) y sus impactos tanto en las emisiones finales de gases de efecto invernadero como en sus impactos ambientales a nivel local.

La arena es uno de los componentes fundamentales en la etapa de fractura (12% del fluido inyectado). Los tipos de arena o agentes de sostén son diferentes y su elección depende de varios factores, entre ellos la disponibilidad de una fuente cercana de aprovisionamiento, los costos de importación o la elección de agentes sintéticos.

El agente de sostén a utilizar debe cumplir con ciertas cualidades de conductividad, resistencia, permeabilidad y tamaño que inciden en la determinación del tipo de insumo a utilizar. Puede utilizarse arena natural, arena resinada, o sintéticos de cerámica o bauxita (D'Huteau, 2012).

Se estima que entre 1.800 y 3600 toneladas de arena son utilizadas por pozo. En el 2013 la cantidad de arena utilizada con estos fines en Estados Unidos fue de 25,5 millones de toneladas. Compañías ferroviarias estadounidenses están invirtiendo en ampliar sus vías férreas para atender la demanda de transporte de arena de la producción no convencional¹⁷.

¹⁷ "Gracias al 'fracking', la arena es el nuevo oro" The Wall Street Journal (04/12/2013)

En Argentina medio centenar de camiones transportan arena diariamente desde Entre Ríos hasta Neuquén, el corazón productivo de los no convencionales. La empresa estatal YPF firmó un convenio con el Ministerio de Transporte de la Nación para activar un tren de carga desde el puerto de Buenos Aires hasta Plaza Huincul en el centro de la Provincia de Neuquén para el transporte de arena¹⁸.

Como puede apreciarse la extracción y transporte de arena es un componente no menor a la hora de analizar los impactos ambientales de toda la cadena de explotación del shale gas.

Contaminantes del Aire

La emisión de contaminantes del aire de la producción de gas de esquisto es mayor a la del gas convencional debido a la mayor cantidad de energía requerida para su explotación. Estos contaminantes incluyen las emisiones derivadas del uso de combustibles para la maquinaria y el transporte, hidrocarburos no quemados, compuestos orgánicos volátiles (por ejemplo, benceno) y material particulado. Uno de los problemas de estas emisiones es la generación de ozono, que en algunas circunstancias podrían afectar negativamente a la calidad del aire (CAC, 2014).

Algunos de los elementos que son liberados a la atmósfera son los siguientes (Estrada, 2013):

- Metano (CH_4). Es liberado por equipos de procesamiento y dispositivos neumáticos.
- Óxidos de nitrógeno (NO_x). Se producen cuando el carbón se quema para proporcionar energía a máquinas, compresores y camiones.
- Compuestos orgánicos volátiles (COV). Sustancias que contienen carbono fácilmente evaporable y son precursores del smog.
- Benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos (BTEX). Compuestos tóxicos emitidos en bajas cantidades.
- Monóxido de carbono. Se produce durante la combustión de hidrocarburos.
- Dióxido de Azufre (SO_2). Se forma de la quema de combustibles fósiles que contienen azufre.
- Partículas de polvo y suelo resultantes de la construcción, el tráfico dentro y fuera de las carreteras y los escapes de vehículos y motores diesel.
- Sulfuro de hidrógeno (H_2S). Existe en las formaciones de gas y de aceite y puede liberarse al quedar expuesto y por la quema incompleta de gas.

¹⁸ http://www.rionegro.com.ar/diario/el-sosten-1377329-10948-notas_energia.aspx

Eventos Sísmicos

La fractura hidráulica propiamente dicha, puede causar terremotos de baja intensidad. Sin embargo, la mayoría de los terremotos importantes no han sido causados por la propia fractura hidráulica, sino por las aguas residuales de reinyección. La mayoría de los expertos creen que el riesgo que la fractura hidráulica cause terremotos es bajo.

Sin embargo, el riesgo por inyección de fluidos de desecho es mayor y puede ser identificado como un factor capaz de provocar sismos de magnitud. Por ejemplo un terremoto de magnitud 5,6 que destruyó 14 casas y provocó 2 muertes en Oklahoma fue vinculado con la actividad de fracking según un investigador del Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS, por sus siglas en inglés) (Ellsworth, 2013). Este tema no es nuevo para los estadounidenses y puede rastrearse al menos hasta 1990 cuando un estudio preparado para la Agencia de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) ya establecía la relación causal entre la actividad de la inyección de fluidos en los pozos y los terremotos en varios estados de aquel país (Nicholson et al., 1990).

Impactos Sociales

Los impactos sociales del desarrollo de gas de esquisto no han sido aún suficientemente estudiados, aunque claramente ha generado conflictos sociales de diversa índole y magnitud. Movimientos “anti-fracking” han surgido en casi todos los países donde esta actividad se ha instalado o se pretende instalar. Si bien el desarrollo de gas de esquisto puede producir variados beneficios económicos, también puede producir efectos negativos como se vio anteriormente. Los impactos potenciales sobre la comunidad incluyen temas ya conocidos para otros emprendimientos extractivos: salud, seguridad, aumento del tráfico de camiones, la afluencia repentina de trabajadores y técnicos, etc.

Las actividades de preparación del terreno y la perforación, que por lo general es una operación de 24 horas por día, produce ruido y humos de los generadores diesel, requieren luces en la noche y la creación de un flujo regular de camiones movimientos durante los períodos de movilización / desmovilización. De 100 a 200 camiones en movimiento constante son necesarios durante la etapa de instalación del sitio para el traslado de maquinarias y equipos. Las operaciones posteriores de perforación pueden tomar desde unos pocos días a varios meses, dependiendo de la profundidad del pozo y tipo de roca encontrado (IEA, 2012b).

El transporte de agua desde su fuente hasta los pozos de perforación puede ser una actividad a gran escala. Si la fractura hidráulica de un pozo requiere 15.000 metros cúbicos, esto equivale a 500 camiones cargados de agua, lo que congestiona las carreteras locales, aumenta el desgaste de las carreteras y puentes y, si no se maneja con seguridad, pueden aumentar la cantidad de accidentes.

La expansión y desarrollo de gas de esquisto conlleva un alto riesgo para la calidad de la vida y el bienestar en algunas comunidades y es particularmente relevante en el caso de las poblaciones indígenas a las que se les hace difícil mantener su estilo de vida tradicional.

10. CONCLUSIONES



Los hidrocarburos no convencionales no son intrínsecamente diferentes a los convencionales. La diferencia radica en el tipo de formación geológica en el que se encuentran y las tecnologías que consecuentemente se requieren para su explotación. El declive de los yacimientos convencionales ante la demanda creciente de energía, han alentado el desarrollo de estas nuevas tecnologías.

De acuerdo con el último reporte de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2013) los recursos recuperables de petróleo continúan aumentando en la medida que las tecnologías permiten la explotación de nuevos tipos de crudo, como el petróleo ligero de formaciones compactas o el gas de esquisto, que no eran considerados recuperables hasta hace pocos años. La última estimación de recursos recuperables de petróleo muestra que existen 2,7 billones de barriles de petróleo convencional, 345 mil millones de petróleo ligero de formaciones compactas, 1,8 billones de petróleo extrapesado y 1 billón de barriles de shale oil. En el caso del gas natural los recursos recuperables alcanzan los 950 billones de metros cúbicos, 270 de los cuales son no convencionales.

En el escenario de Nuevas Políticas estimado por la Agencia Internacional de la Energía, la cantidad de petróleo requerido para cubrir la demanda desde ahora hasta el 2035 son 790 mil millones de barriles, menos de un sexto de las reservas recuperables. En el caso del gas natural, la demanda total durante el mismo período es un 10% de las reservas recuperables disponibles.

En ese escenario, las emisiones del sector energético crecerán un 20% respecto a las actuales llegando a 36 GtCO₂. En ese caso la temperatura media del planeta aumentará 3.6° C respecto a la era pre-industrial superando ampliamente el límite acordado de 2° C. Si las “nuevas” políticas no son introducidas el escenario es más preocupante aún ya que las emisiones globales alcanzarían las 64 GtCO₂. El sector energético aportaría 43 GtCO₂, el doble de las que serían admitidas en el Escenario 450, que es el que ofrece un 50% de probabilidad de no exceder los 2° C de aumento de la temperatura.

Si se consumieran solamente la cantidad de reservas “probadas” ya sería suficiente para superar largamente el presupuesto de carbono disponible y exceder los límites del clima seguro. Los escenarios tendenciales –tanto de la Agencia Internacional de la Energía como de la Administración de la Información de la Energía– que implicarían el consumo de buena parte de las reservas recuperables de gas y petróleo no convencional, nos conducirían hacia los mayores aumentos de temperatura proyectados por el IPCC.

Si bien existen diferencias entre las diversas estimaciones, todas ellas muestran que la explotación de recursos no convencionales tanto de petróleo como de gas natural, presentan mayores emisiones de gases de efecto invernadero que los convencionales en el upstream. La sustitución de los derivados del petróleo o del carbón por el shale gas puede resultar en menores emisiones a lo largo de todo su ciclo de vida dependiendo de las tecnologías que se utilicen para la explotación del recurso así como en sus usos finales. El uso de tecnologías de menores emisiones en el upstream es excepcional en la actualidad.

Es muy probable que la abundancia de gas natural y las políticas que alientan su utilización en sustitución de otros hidrocarburos resulten en un aumento del consumo de energía y consecuentemente en mayores emisiones. La sustitución de carbón o petróleo por gas natural debe ir acompañada de medidas de reducción del consumo energético si se pretende reducir emisiones.

El tiempo disponible para la reconversión energética es breve. Las inversiones que se hagan en la presente década condicionarán la matriz energética por varios años, haciendo cada vez más difícil y costosa la reducción de emisiones compatible con un escenario climático seguro. La mayoría de los recursos no convencionales recuperables podrían estar disponibles, luego de varios años de inversiones, cuando ya no sea posible utilizarlos dentro de una trayectoria de emisiones por debajo del límite de 450 ppm de concentración de GEI en la atmósfera.

Los riesgos e impactos ambientales negativos (distintos al cambio climático) de la explotación de hidrocarburos no convencionales son vastos y bien documentados. Es particularmente relevante el caso del agua, tanto por su uso intensivo, como por su potencial contaminación.

El mundo sigue gastando en subsidios a los combustibles fósiles tantos recursos financieros como serían necesarios invertir para alcanzar una matriz energética compatible con un escenario climático más seguro. A pesar de las grandes inversiones actuales y futuras, un quinto de la población mundial continuará sin acceso a la energía.

Como conclusión final puede afirmarse que la “revolución del shale” y la explotación de los hidrocarburos no convencionales en general, conducirán a un mayor nivel de emisiones de gases de efecto invernadero. Puede afirmarse también que esas emisiones superarán largamente el límite de los 2° C de aumento de temperatura. Este aumento podrá estar influenciado por las mayores emisiones a lo largo del ciclo de vida de los hidrocarburos no convencionales con respecto a los convencionales. Pero la razón principal que conduce a esta conclusión es el gran volumen de recursos recuperables que se agregan a las reservas explotables. Hay unanimidad en los informes relevados, que buena parte de esos recursos deben permanecer bajo tierra si se quiere limitar el aumento de la temperatura media del planeta a un máximo de 2° C.

ANEXO 1 –ESTIMACIÓN DE EMISIONES DE CADA UNA DE LAS ETAPAS DEL CICLO DE VIDA DEL SHALE GAS SEGÚN AUTORES

Fase	Actividad	Estimación	Fuente
PRE-PRODUCCION	Pre-Upstream		
	Preparación del terreno: movimientos de tierra, eliminación de la vegetación, construcción de caminos de acceso, etc.	158 – 360 tCO ₂ e/pozo	Santoro et al., 2011
		330–390 tCO ₂ e/pozo	Jiang et al., 2011
		230 tCO ₂ e/pozo	MacKay et al., 2013
		0,13 gCO ₂ /MJ	Weber et al., 2012
	Transporte al sitio de operaciones de la plataforma de perforación y maquinarias	15 tCO ₂ e/pozov	MacKay et al., 2013
	Upstream		
	Perforación	610 – 1100 tCO ₂ e/pozo	Jiang et al., 2011
		49 – 74 tCO ₂ e/pozo	Broderick et al., 2011
		277 tCO ₂ e/pozo	NYSDEC citado en MacKay et al., 2013
	Fractura	230 – 690 tCO ₂ e/pozo	Jiang et al. 2011
		295 tCO ₂ e/pozo	Broderick et al., 2011
		379 tCO ₂ e/pozo	NYSDEC citado en MacKay et al., 2013
	Fractura y perforación	1426 tCO ₂ e/pozo	Santoro et al., 2011
		711 tCO ₂ e/pozo	Stephenson et al., 2011
	Flujo de retorno	0,26–1,20 MMm3 gas/pozo	MacKay et al., 2013
		0,20–1,5 MMm3 gas/pozo	ERM, 2014
		9100 tCO ₂ e/pozo	Jiang
		5100 tCO ₂ e/pozo	Howarth et al., 2011
		27.247 tCO ₂ e/pozo	Howarth et al., 2011 (2011)
		3900 tCO ₂ e/pozo	EPA, citado en MacKay et al., 2013
		3100 tCO ₂ e/pozo	Allen, 2013
		4100 – 18000 tCO ₂ e/pozo	O 'Sullivan et al., 2012
		3100–8078 tCO ₂ e/pozo	ERM, 2014
		177 gCO ₂ /MJ	Weber et al. 2012
DISTRIBUCIÓN Y CONSUMO	Downstream		
	Transporte del gas hasta los locales de distribución	0,06% fugas	Stephennson et al., 2011
		0,52% fugas	EPA, citado en MacKay et al., 2013
	Distribución del gas	2,08 gCO ₂ /MJ	Weber et al., 2012
	Consumo final	56,3 gCO ₂ /MJ	IPCC, 2006

ANEXO 2 – MORATORIAS, PROHIBICIONES O RESTRICCIONES EN DISTINTOS PAÍSES

País	Situación legal
Alemania	Moratoria de ocho años para todos los proyectos destinados a la extracción de shale gas
Bulgaria	El Parlamento aprobó una resolución prohibiendo la fractura hidráulica en su territorio en enero del 2012 y prevé multa de unos 50 millones de euros y la confiscación de los equipos utilizados a aquellas entidades que la practican.
República Checa	El ministro de Medio Ambiente propone una prohibición temporal por dos años para que se elaboren nuevas leyes que regulen las reglas de los sondeos en los que se han interesado distintas compañías extranjeras.
Francia	Explotación de hidrocarburos mediante fracking prohibida por ley desde julio 2011.
Irlanda del Norte	A fines de 2011 declaró la moratoria hasta que no se realicen estudios ambientales
Países Bajos	Moratoria nacional hasta conocer los efectos de la técnica.
Suecia	Suecia permitiría el fracking a pequeña escala y bajo un marco regulatorio adecuado.
Suiza	El cantón de Friburgo suspendió en abril de 2011 todas las autorizaciones para exploración de shale gas en su territorio.
Estados Unidos	Los estados de Nueva York y Nueva Jersey decidieron una moratoria de las perforaciones hasta contar con normas de control. El estado de Ohio aprobó en enero de 2012 una moratoria de tres años. La ciudad de Pittsburgh prohibió en 2010 el fracking en zona urbana.
España	La ciudad Valle de Mena, en Burgos, declaró el 5 de julio de 2012 «libre de fracking» el municipio. En Cantabria también fue prohibida la fractura hidráulica
Canadá	La provincia de Quebec suspendió las perforaciones en 2011
Australia	El estado de Nueva Gales del Sur prohibió el fracking durante 2011
Sudáfrica	El gobierno suspendió las licencias en la región de Karoo
Fuente: Uresti et al, 2012; Baccheta, 2012 y EY, 2013.	

ANEXO 3 – PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS EN LA FRACTURA HIDRÁULICA Y SUS FUNCIONES

Componentes de los fluidos de fracturación:

- **Reductores de fricción.** Se utilizan en agua aceitosa para disminuir las pérdidas por fricción en la tubería, mientras se inyectan los fluidos de fracturación.
- **Interruptores automáticos.** Reducen la viscosidad de los fluidos y facilitan el desplazamiento de los líquidos fuera de la formación y durante su recuperación.
- **Tensoactivos.** Reducen la tensión superficial y facilitan la recuperación del líquido.
- **No-emulsionantes.** Evitan la disgregación del fluido y de los líquidos del yacimiento.
- **Agentes temporales de control de arcilla.** Evitan la hinchazón de la arcilla y contienen su migración.
- **Gelificantes.** Forman una red macromolecular tridimensional sólida que conserva su propia fase líquida en sus nodos. Pueden generar condiciones bacterianas.
- **Biocidas.** Eliminan bacterias del agua de reposición, evitan la disolución de los agentes gelificantes y minimizan el endurecimiento de los yacimientos durante el tratamiento.

Funciones de los aditivos químicos:

- Disolventes en grietas (ácido clorhídrico)
- Agentes antibacterianos (glutaraldehído)
- Dilatadores de descomposición del polímero (persulfato de amonio)
- Inhibidores de corrosión (dimetil formamida)
- Conservadores de la viscosidad del fluido (sales de borato)
- Reductores de fricción (poliacrilamida)
- Apoyos del puntal (hydroxyethyl celulosa)
- Controladores del hierro (ácido cítrico)
- Portadores de salmuera (cloruro de potasio)
- Excavadores de oxígeno (sulfato de amonio)
- Ajustadores de PH (carbonato de sodio)
- Inhibidores de hidratos (etilenglicol)
- Agentes tensoactivos (isopropanol)

Lista no exhaustiva de aditivos utilizados

- Hipoclorito de sodio
- Glutaraldehído
- Hidróxido de sodio
- Ácido clorhídrico
- Carbonato de sodio
- Bicarbonato de sodio
- Ácido acético
- Cloruro de potasio
- Goma guar
- Sales de Borato / ácido bórico
- Enzima hemi celulósica
- Enzimas
- Surfactantes
- Sílica (arena)
- Resina acrílica
- Solventes (gasoil, aceites vegetales)

Fuente: López Anadón (2013) y Estrada (2013)

ANEXO 5 – DATOS DEL AUTOR

Gerardo Honty es Licenciado en Sociología de la Universidad de la República (Uruguay)

Es Investigador Principal en Energía y Sustentabilidad de CLAES (Centro Latinoamericano de Ecología Social) y Coordinador del Programa de Energía de CEUTA (Centro Uruguayo de Tecnologías Apropriadas).

Ha sido Consultor de UNESCO, PNUMA y PNUD.

Es autor de varios libros. Entre ellos “Energía y Ambiente en el Mercosur”, Ed. Coscoroba, Montevideo, 2002; “2025: Escenarios energéticos para el Mercosur” Ed. Coscoroba, Montevideo, 2005; y “Cambio Climático: negociaciones y consecuencias para América Latina. Ed. Coscoroba, Montevideo, 2011.

También es autor de los capítulos de Energía de los informes: Geo Year Book (2007), Geo-Mercosur (2008) y Geo-Uruguay (2008) del PNUMA.

Ha sido miembro del Consejo Directivo de CAN-LA (Nodo Regional Latinoamericano de Climate Action Network); es miembro del Comité Asesor de la Autoridad Nacional Designada del Mecanismo de Desarrollo Limpio en Uruguay; y miembro de la Comisión Asesora del Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y Variabilidad de Uruguay

BIBLIOGRAFIA

Allen, David T. (2013) *Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States*. PNAS. Pennsylvania State University, [doi/10.1073/pnas.1304880110](https://doi.org/10.1073/pnas.1304880110)

Allen, M.R., Frame, D.J., et al., (2009). *Warming caused by cumulative carbon emissions towards the trillionth tonne*. Nature 458 (7242), 1163–1166.

Bachetta, Víctor (2013) *Geopolítica del fracking. Impactos y riesgos ambientales*. En Revista Nueva Sociedad No 244, marzo–abril de 2013. Buenos Aires.

BP (2014) *Statistical Review of World Energy*. Disponible en: bp.com/statisticalreview

BP (2014b) *Energy Outlook 2035*. Disponible en: bp.com/energyoutlook

Brandt Adam R., Jacob Englander y Sharad Bharadwaj (2013) *The energy efficiency of oil sands extraction: Energy return ratios from 1970 to 2010*. Energy. Volume 55, 15 June 2013, Pages 693–702. Elsevier.

Brandt, Adam (2011) *Upstream greenhouse gas (GHG) emissions from Canadian oil sands as a feedstock for European refineries*. Department of Energy Resources Engineering, Stanford University. Stanford.

Branosky Evan, Amanda Stevens y Sarah Forbes (2012) *Defining the shale gas life cycle: a framework for identifying and mitigating environmental impacts*. WRI Working Paper, World Resources Institute, Washington DC.

Broderick, John; Kevin Anderson, Ruth Wood, Paul Gilbert y Maria Sharmina (2011) *Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts*. Tyndall Centre for Climate Change Research. University of Manchester. Reino Unido

Burnham, A., J. Han, C.E. Clark, M. Wang, J.B. Dunn, and I. Palou-Rivera (2011). *Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum*. Environmental Science & Technology, 46: 619–627.

(CCA) Council of Canadian Academies (2014). *Environmental Impacts of Shale Gas Extraction in Canada*. The Expert Panel on Harnessing Science and Technology to Understand the Environmental Impacts of Shale Gas Extraction. Ottawa.

Cleveland Cutler J. y Peter A. O'Connor (2011). *Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale*. Sustainability 2011, 3, 2307–2322; doi:10.3390/su3112307

D'Huteau, Emmanuel (2012) *Características del agente de sostén utilizado en reservorios no convencionales*. Petrotecnia Revista del Instituto argentino de petróleo y gas. Agosto, 2012

Di Sbroiavacca, Nicolás (2013). *Shale oil y shale gas en Argentina. Estado de situación y perspectiva*. Fundación Bariloche/Dpto. de Economía Energética. Documento de trabajo. S.C. de Bariloche.

(EIA) Energy Information Administration (2013) *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment* U.S. Energy Information Administration / Advanced Resources International, Inc., Arlington.

(EIA) Energy Information Administration (2013b) *International Energy Outlook 2013*. U.S. Energy Information Administration. Washington DC.

Ellsworth William L (2013). *Injection-Induced Earthquakes*. Science, Vol. 341 no. 6142 DOI: 10.1126/science.1225942

(ERM) Environmental Resources Management (2014) *Greenhouse gas emissions associated with shale gas*. Environmental Affairs Department: Republic of South Africa

Estrada, Javier A. (2013) *Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica*. CEPAL. México

EY (2013). *Shale gas in Europe: revolution or evolution?* EYGM Limited. Disponible en ey.com/oilandgas

García, Fabio y Pablo Garcés (2012) *Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales*. OLADE, Quito.

Howarth Robert W., Renee Santoro y Anthony Ingraffea (2011) *Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations*. Climatic Change 106:679–690. Springer.

Howarth Robert W., Renee Santoro y Anthony Ingraffea (2012) *Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et al*. Climatic Change. DOI 10.1007/s10584-012-0401-0. Springer.

(IEA) International Energy Agency (2011). *World Energy Outlook 2011*. París. OCDE/IEA

(IEA) International Energy Agency (2011b) *“Energy for all. Financing access for the poor. Special early excerpt of the World Energy Outlook 2011”*. París. OCDE/IEA

(IEA) International Energy Agency (2012). *World Energy Outlook 2012*. Executive Summary. París. OCDE/IEA

(IEA) International Energy Agency (2012b). *Golden Rules for a Golden Age of Gas World Energy Outlook*. Special Report on Unconventional Gas. París. OCDE/IEA

(IEA) International Energy Agency (2013). *World Energy Outlook 2013*. París. OCDE/IEA

(IEA) International Energy Agency (2013b) *Redrawing the energy-climate map*. París. OCDE/IEA

(IEA) International Energy Agency (2013c) *Resources to Reserves 2013. Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future*. París. OCDE/IEA

(IEA) International Energy Agency (2014). *World energy investment Outlook*. París. OCDE/IEA

(IPCC) Intergovernmental Panel on Climate Change (2006). *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. Volume 2: Energy. Disponible en www.ipcc.ch

(IPCC) Intergovernmental Panel on Climate Change (2007). *Climate Change 2007: The Physical Science Basis, contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the IPCC*. S. Solomon et al. (eds.), Cambridge University Press, Cambridge and New York.

(IPCC) Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (2013). *Working Group I Contribution to the IPCC Fifth Assessment Report*. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Summary for Policymakers. Disponible en www.ipcc.ch

Jackson Robert B., Avner Vengosh, Thomas H. Darrah, Nathaniel R. Warner, Adrian Down, Robert J. Poreda, Stephen G. Osborn, Kaiguang Zhao y Jonathan D. Karr (2013). *Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction*. PNAS. Early Edition. www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1221635110

Jevons, William S. (1865). *The Coal Question. An Inquiry Concerning the Progress of the Nation, and the Probable Exhaustion of Our Coal-Mines*. Macmillan and Co. Londres.

Jiang, M., W.M. Griffin, C. Hendrickson, P. Jaramillo, J. VanBriesen, and A. Venkatesh (2011). *Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas*. Environmental Research Letters , 6: 034014.

López Anadón, Ernesto (2013) *El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Buenos Aires

MacKay David J C y Timothy J Stone (2013) *Potential Greenhouse Gas Emissions Associated with Shale Gas Extraction and Use*. Department of Energy & Climate Change. Reino Unido

Macmillan Steven, Alexander Antonyuk y Hannah Schwind (2013) *Gas to Coal Competition in the U.S. Power Sector*. International Energy Agency. Insigh Series. París.

McGlade C.E. (2012) *A review of the uncertainties in estimates of global oil resources*. Elsevier: Energy 47 (2012) 262e270. www.elsevier.com/locate/energy

McGlade Christophe y Paul Elkins (2014) *Unburnableoil: An examination of oil resource utilisation in a decarbonised energy systems*. Elsevier: Energy Policy 64 (2014) 102–112 www.elsevier.com/locate/enpol

Meinshausen Malte, Nicolai Meinshausen, William Hare, Sarah C. B. Raper, Katja Frieler, Reto Knutti, David J. Frame y Myles R. Allen (2009) *Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2°C*. Revista Nature, Vol 458, 30 April 2009

Newell Richard G. y Daniel Raimi (2014) *Implications of Shale Gas Development for Climate Change*. En “Special Issue: Understanding the Risks of Unconventional Shale Gas Development”. Environmental Science & Technology. 48 (15), pp 8287–8288

- Nicholson Craig y Robert L. Wesson (1990) *Earthquake hazard associated with deep well injection: A report to the U.S. Environmental Protection Agency*. U.S. Geological Survey Bulletin N° 1951.
- O'Sullivan Francis y Sergey Paltsev (2012) *Shale Gas Production: Potential versus Actual GHG Emissions*. MIT/Joint Program on the Science and Policy of Global Change. Massachusetts
- Olmstead Sheila M., Lucija A. Muehlenbachs, Jhih-Shyang Shih, Ziyang Chu, y Alan J. Krupnick (2013) *Shale gas development impacts on surface water quality in Pennsylvania*. PNAS. 4962–4967. Vol. 110. N° 13
- Pearson Ivan, Peter Zeniewski, Francesco Gracceva, Pavel Zastera, Christophe McGlade, Steve Sorrell, Jamie Speirs y Gerhard Thonhauser. (2012) *Unconventional Gas: Potential Market Impacts in the European Union*. Joint Research Centre – Institute for Energy and Transport. Publications Office of the European Union. Luxemburgo.
- Reig Paul, Tianyi Luo, and Jonathan N. Proctor. (2014) *Global shale gas development water availability and business risks*. World Resources Institute. Washington DC
- Santoro, R.L.; R.W. Howarth; A.R. Ingraffea (2011). *Indirect Emissions of Carbon Dioxide from Marcellus Shale Gas Development*. A Technical Report from the Agriculture, Energy, & Environment Program at Cornell University.
- Stephenson, Trevor, Jose Eduardo Valley Xavier Riera-Palou (2011). *Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production*. Environmental Science & Technology 45: 10757–10764
- Stern, Nicholas (2007). *El Informe Stern*. La verdad del cambio climático. Barcelona. Paidós.
- Venkatesh A, Jaramillo P, Griffin W M and Matthews H S (2011) *Uncertainty in life cycle greenhouse gas emissions from United States natural gas end-uses and its effects on policy*. Citado en Jiang (2011)
- Weber, C.L., and C. Clavin (2012). *Life Cycle Carbon Footprint of Shale Gas: Review of Evidence and Implications*. Environmental Science & Technology, 46: 5688–5695.
- Urresti, Aitor y Florent Marcellesi (2012) *Fracking: una fractura que pasará factura*. Revista Ecología Política N°43. Icaria Editorial. Barcelona.

FOTO CRÉDITOS

portada – 350\Linda Capato
página 7 – Alexis Vichich
página 9 – 350\dontfrackcalifornia
página 13 – 350\Linda Capato
página 19 – 350\Linda Capato
página 25 – 350\dontfrackcalifornia
página 31 – 350\Linda Capato
página 41 – Alexis Vichich
página 45 – Alexis Vichich
página 53 – 350\Linda Capato
página 61 – 350\Linda Capato

diagramación: Khristian Méndez
www.khristianmendez.com

