

Capítulo 6: Metano y cambio climático

Robert W. Howarth

Departamento de Ecología y Biología Evolutiva, Universidad de Cornell, Ítaca, Nueva York 14853, EE. UU. Correo electrónico: howarth@cornell.edu

En John F. Stolz, W. Michael Griffin y Daniel J. Bain (editores), *Environmental Impacts from Development of Unconventional Oil and Gas Reserves*, Cambridge University Press, 2021 (aceptado en noviembre de 2020).

Traducción al español: Territorio de Ideas

Coordinación de la traducción: Observatorio Petrolero Sur

Resumen

El inicio de la revolución del gas *shale* coincidió con la promoción del gas natural como combustible puente. Quienes impulsan esta noción sostienen que el gas natural (incluido el gas *shale*) puede reemplazar el carbón y, al mismo tiempo, permitir que se sigan utilizando combustibles fósiles durante un tiempo relativamente corto, hasta que la sociedad pueda pasar a una economía que solo utilice energía renovable. Si bien es cierto que el uso del gas en lugar del carbón o el petróleo disminuye las emisiones de dióxido de carbono, el componente principal del gas natural es un gas de efecto invernadero (GEI) muy potente en sí —el metano—, que inevitablemente se libera a la atmósfera cuando se produce y se utiliza el gas natural.

En 2011, publiqué junto a mi equipo el primer análisis revisado por pares sobre la contribución de las emisiones de metano a la huella de GEI del gas *shale*. Allí, señalamos que era probable que las elevadas emisiones de metano del gas *shale*, al igual que las del gas natural convencional, fueran suficientes para echar totalmente por tierra cualquier ventaja en materia climática que pudiera obtenerse de la reducción de emisiones de dióxido de carbono al reemplazar el carbón por el gas natural. Nuestro trabajo suscitó más investigaciones en los nueve años posteriores a su publicación, en los que se produjo una cantidad cada vez mayor de artículos sobre el tema, tal como se analiza aquí. La conclusión inicial, según la cual las emisiones de metano del gas *shale* y del gas natural convencional hacen que estos sean combustibles puentes muy poco adecuados, sigue

manteniéndose en pie. Si se comparan las emisiones de metano con las de dióxido de carbono en un período integrado de 20 años luego de la emisión, la huella de GEI del gas *shale* es peor que la del carbón.

En la última década, el gas *shale* se ha posicionado en un lugar dominante en la producción de gas natural en Estados Unidos, y este aumento en la producción estadounidense constituye casi dos tercios del incremento mundial en la producción de gas natural. En el mismo período, aumentaron las concentraciones de metano en la atmósfera, que habían permanecido estables durante la primera década del siglo XXI. Es probable que el incremento de las emisiones de la producción de gas *shale* solo en Norteamérica sea el causante de aproximadamente el 40 % del aumento total del metano atmosférico de todas las fuentes a nivel global. Las crecientes emisiones de metano obstaculizarán de manera considerable la consecución del objetivo establecido en la COP21, que se propone mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales. A menos que sea posible reducir drásticamente las emisiones de metano, el gas *shale* no es una opción viable para el futuro en materia climática.

Palabras clave: gas *shale*, gas fósil, gas natural, metano, emisiones de gases de efecto invernadero

6.1 Introducción

El inicio de la revolución del gas *shale* coincidió con la promoción del gas natural como “combustible puente”. La industria del gas y el petróleo, pero también las autoridades políticas (entre ellas, los presidentes G. W. Bush y Obama) sostuvieron que la sociedad podría reemplazar el carbón por el gas natural, ya que esto permitiría seguir utilizando combustibles fósiles como puente en la transición y, al mismo tiempo, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) durante un tiempo, hasta que el mundo estuviera más preparado para usar energías renovables. Una parte de esa premisa es cierta: la quema de gas natural permite obtener la misma cantidad de energía que la del carbón o el petróleo, pero genera menos emisiones de dióxido de carbono (Hayhoe *et al.* 2002). No obstante, seguir utilizando cualquier tipo de combustible fósil, incluidos el gas *shale* y el gas natural convencional, no está a la altura de los tiempos. La atmósfera ya contiene tanto dióxido de carbono debido a la cantidad de combustibles fósiles que se han quemado hasta la fecha que incluso unos pocos años más de emisiones de dióxido de carbono al ritmo

actual aumentará la temperatura mundial un promedio de 1,5 °C (2,7 °F) por encima de los niveles preindustriales (Hausfather 2018). Pero, además, el gas natural —incluido el gas *shale*— está compuesto en gran medida por metano, parte del cual se libera inevitablemente a la atmósfera en las etapas de desarrollo y uso del gas. El metano es un GEI de una potencia extraordinaria, 120 veces más poderoso que el dióxido de carbono si se los compara en términos de masa cuando ambos gases están en la atmósfera (IPCC 2013). En consecuencia, las emisiones de metano, tanto del gas *shale* como del gas natural convencional, anulan la ventaja de la disminución de las emisiones de dióxido de carbono que supone el uso del gas natural. Más que servir como combustible puente, el gas puede acelerar el calentamiento global en las próximas décadas.

Tanto el metano como el dióxido de carbono son impulsores importantes del cambio climático. El forzamiento radiativo del metano es de aproximadamente 1 vatio por metro cuadrado si se tienen en cuenta sus efectos indirectos, mientras que el del dióxido de carbono es de 1,66 vatios por metro cuadrado. El metano ha contribuido aproximadamente un 25 % al calentamiento registrado en décadas recientes (IPCC 2013). Sin embargo, los gases se comportan de manera muy diferente, ya que el sistema climático responde más rápidamente a los cambios en las emisiones de metano que a las de dióxido de carbono (Shindell *et al.* 2012; IPCC 2018). En consecuencia, reducir las primeras ralentizaría de manera considerable y casi inmediata el ritmo del calentamiento global, mientras que la reducción de las emisiones de dióxido de carbono solo lo haría décadas más tarde.

En diciembre de 2015, las naciones del mundo reunidas en París bajo el acuerdo de la COP21 se comprometieron a hacer un esfuerzo por mantener el incremento de la temperatura de la Tierra bien por debajo de los 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y reconocieron sin ambages que un calentamiento de incluso 1,5 °C supone riesgos importantes. Los peligros incluyen trastornos sociales provocados por episodios climáticos extremos y una posible escasez de agua y alimentos, así como una mayor probabilidad de que se alteren los cimientos del sistema climático, algo que, a largo plazo, a medida que se crucen umbrales importantes, provocará un cambio catastrófico y desenfrenado. Los riesgos se agravan si la temperatura de la Tierra se eleva por encima de 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, algo que se prevé ocurrirá dentro de 10 a 20 años, hacia 2030 o 2040 (Shindell *et al.* 2012; IPCC 2018). Cabe repetir que, debido a la respuesta relativamente rápida del clima al metano, la reducción de las emisiones de este gas puede ayudarnos a encontrar un camino para alcanzar el objetivo climático establecido en la COP21 (Collins *et al.* 2018).

6.2 Fuentes de metano

Si bien una parte del metano atmosférico procede de fuentes naturales, el 60 % o más se produce en fuentes bajo dominio humano, como los combustibles fósiles, la agricultura, los basurales, las plantas de tratamiento de aguas residuales y la quema de biomasa (Kirschke *et al.* 2013; Begon *et al.* 2014). Las concentraciones de metano atmosférico se mantuvieron estables durante la primera década del siglo XXI, pero hacia la última década comenzaron a aumentar rápidamente. Las pruebas de los cambios en la composición de los isótopos estables del carbono-13 del metano atmosférico indican que es posible que las emisiones de la industria del gas natural sean las principales responsables del reciente aumento del metano atmosférico (Howarth 2019). Otras pruebas halladas recientemente mediante la datación por radiocarbono (carbono-14) del contenido de metano en hielos glaciares formados antes de la Revolución Industrial indican que ha habido una importante subestimación de las emisiones de metano de los combustibles fósiles a lo largo de la historia. Específicamente, los estudios de testigos de hielo muestran que, antes de la Revolución Industrial, prácticamente no había metano fósil (Petrenko *et al.* 2017; Hmiel *et al.* 2020). Esto significa que las emisiones naturales de metano fósil procedentes de filtraciones geológicas han sido siempre pequeñas, mucho menores que los 50 Tg por año que se dan por sentado en varios presupuestos mundiales. Así, debido al contenido de carbono-14 en el metano atmosférico a finales del siglo XX, sabemos que alrededor del 30 % de las emisiones provenían de fuentes fósiles (combustibles fósiles más filtraciones naturales; Lassey *et al.* 2007), de modo que, si las emisiones de filtraciones son menores, las emisiones de combustibles fósiles han de ser, de manera correspondiente, más elevadas de lo que se había supuesto. Este aumento de 50 Tg anuales en el cálculo de las emisiones de metano de los combustibles fósiles quiere decir que estos contribuyen aproximadamente un 40 % más a las emisiones de metano globales de lo que se había estimado en presupuestos anteriores (Begon *et al.* 2014).

La extracción de todo tipo de combustibles fósiles genera una cierta cantidad de emisiones de metano. Pero en el caso del carbón y los productos del petróleo, el metano es un contaminante menor, mientras que el gas natural —incluido el gas *shale*— está compuesto en gran medida de metano. Por lo tanto, no debería sorprender que parte de ese metano se libere a la atmósfera durante el desarrollo y el uso del gas natural. Esas emisiones provienen tanto de fugas como de liberaciones premeditadas, como ocurre, por ejemplo, con el venteo en gasoductos antes de realizar tareas rutinarias de mantenimiento,

o para controlar la presión en los tanques de almacenamiento. Cuando la industria libera metano a la atmósfera deliberadamente, es habitual que lo quemara para convertirlo en dióxido de carbono. Sin embargo, a veces las antorchas no se mantienen encendidas, por lo que termina liberándose metano sin quemar. A finales de 2019 se publicó en el *New York Times* un artículo visual muy gráfico en el que se documentan muy bien este tipo de episodios (Kessel y Tabouchi 2019).

6.3 Primeros cálculos de las emisiones de metano del gas *shale*

El primer análisis de la cantidad de metano emitida como consecuencia del desarrollo del gas *shale* y del gas natural convencional se publicó en 2011 (Howarth *et al.* 2011). El gas *shale* también es un tipo de gas natural, pero está compuesto de metano que ha permanecido atrapado en la roca de esquisto a lo largo de períodos geológicos, mientras que el gas natural convencional es metano que ha migrado desde el esquisto u otros sedimentos rocosos hacia reservorios en los que una barrera impermeable impide que el gas siga migrando. Cabe señalar que en algunas investigaciones geológicas antiguas se indica que todo gas que se origina en rocas de esquisto es gas *shale*, haya o no migrado de las rocas hacia otro reservorio. Aquí, así como en toda la bibliografía y en los datos sobre la producción gasífera, el gas *shale* es el gas producido directamente en una formación de esquisto, es decir, el gas que ha quedado atrapado en la roca de esquisto. El gas que fue migrando de esas formaciones a lo largo de períodos geológicos se considera gas natural convencional. La explotación comercial del gas *shale* no era posible sino hasta hace muy poco, cuando comenzó a emplearse una combinación de tecnologías nuevas para liberar el gas atrapado en las formaciones de esquisto. Esas tecnologías incluyen la estimulación hidráulica de alto volumen (*fracking*), la perforación direccional de alta precisión, la invención de un nuevo fluido de estimulación (líquidos de fractura) y la introducción de equipos de inyección capaces de generar las presiones de fondo de pozo sumamente altas que son necesarias para permear grandes volúmenes de roca fracturada con este nuevo fluido estimulante. Hasta finales del siglo xx, casi no había desarrollos de gas *shale* y, en 2005, la producción global de gas *shale* era de apenas 31 000 millones de metros cúbicos por año (EIA 2016). Desde entonces, la revolución del gas *shale* se dio a un ritmo impresionante, sobre todo en Estados Unidos. La producción global en 2015 fue de 435 000 millones de metros cúbicos, de los cuales un 89 % se produjo en EE. UU. y un 10 % en el oeste de Canadá (EIA 2016). En 2019, solo en EE. UU., la producción de gas *shale* había aumentado a 716 000 millones de metros cúbicos (EIA 2020-a). En la

actualidad, este tipo de gas domina la producción de gas natural en EE. UU. (alrededor del 75 % de la producción total es de *shale*), mientras que casi dos tercios del aumento global total en la producción de gas natural entre 2005 y 2015 se debe al gas *shale* en Norteamérica (Howarth 2019).

Nuestro análisis de 2011 fue el primer trabajo revisado por pares que se ocupó de calcular las emisiones de metano del gas *shale* (Howarth *et al.* 2011). Allí, usamos un enfoque de ciclo de vida completo para calcular las emisiones durante las etapas de fractura hidráulica y producción en los pozos, procesamiento y almacenamiento, y, por último, en el transporte del gas al sector consumidor. Calculamos las emisiones como un porcentaje del gas natural producido: para el gas natural convencional, las emisiones estaban entre un 1,7 % y un 6,0 %; las de gas *shale*, entre un 3,6 % y un 7,9 %. Luego, calculamos que el rango probable de las emisiones *downstream* (transporte, almacenamiento y distribución al sector consumidor) era entre un 1,4 % y un 3,6 %, tanto para el gas convencional como para el *shale*. Las emisiones *upstream* (en los pozos y durante el procesamiento) estaban entre un 0,3 % y un 2,4 % (gas convencional), y entre 2,2 % y 4,3 % (gas *shale*). Si bien utilizamos los mejores datos disponibles, a menudo advertimos que estaban mal documentados, y había muy poca información en artículos publicados y revisados por pares, por lo que señalamos la necesidad de contar con más y mejores mediciones.

En los diez años posteriores a la publicación de nuestro trabajo, hubo una profusión de estudios nuevos, lo que permitió comprender con mayor precisión las emisiones de metano de los sistemas de gas natural. Con relativo asombro, constatamos que nuestras conclusiones iniciales se sostuvieron notablemente bien.

6. 4 Cálculos recientes de las emisiones de metano

En la Tabla 6.1 se sintetizan los datos de doce estudios recientes en los que se midieron las emisiones *upstream* de metano —la mayoría de ellas procedentes de operaciones vinculadas con el gas *shale*— en nueve cuencas geológicas productoras de gas. Se utilizaron mediciones aéreas o con datos satelitales obtenidos por teledetección. Las estimaciones van del 0,2 % al 40 % de la producción. Todos los estudios parecen bien elaborados y ejecutados, y la variación en los rangos de emisiones observadas probablemente dé cuenta de una verdadera variación en el tiempo y el espacio: es probable que las tasas de emisión sean más altas en algunos yacimientos de gas *shale*, y que las emisiones de todos los yacimientos varíen en el tiempo, según, por ejemplo, cuál sea el

nivel de actividad con fractura hidráulica de alto volumen en un momento determinado. Cabe destacar que los valores más altos se encuentran en los primeros estudios, lo que indica que quizás la industria haya mejorado sus operaciones con el paso del tiempo (Schneising *et al.* 2020).

Tabla 6.1. Cálculos descendentes de las emisiones *upstream* de metano de los sistemas de gas natural; se incluyen estudios basados en observaciones mediante aeronave y datos satelitales obtenidos por teledetección. Se muestran los cálculos del porcentaje de metano en el gas natural producido.

Datos aéreos

Peischl <i>et al.</i> (2013)	Cuenca de Los Ángeles (California)	17 %
Karion <i>et al.</i> (2013)	Cuenca de Uintah (Utah)	9,0 %
Caulton <i>et al.</i> (2014)	Formación <i>shale</i> Marcellus (Pensilvania)	10 %
Karion <i>et al.</i> (2015)	Formación <i>shale</i> Barnett (Texas)	1,6 %
Peischl <i>et al.</i> (2015)	Formación <i>shale</i> Marcellus (Pensilvania)	0,2 %
Peischl <i>et al.</i> (2016)	Formación <i>shale</i> Bakken (Dakota del Norte)	6,3 %
Barkley <i>et al.</i> (2017)	Formación <i>shale</i> Marcellus (Pensilvania)	0,4 %
Peischl <i>et al.</i> (2018)	Formación <i>shale</i> Bakken (Dakota del Norte)	5,4 %
	Formación <i>shale</i> Eagle Ford (Texas)	3,2 %
	Formación <i>shale</i> Barnett (Texas)	1,5 %
	Formación <i>shale</i> Haynesville (Los Ángeles)	1,0 %
	Formación <i>shale</i> Marcellus (Pens. y Virginia O.)	1,1 %
Ren <i>et al.</i> (2019)	Formación <i>shale</i> Marcellus (Pens. y Virginia O.)	1,1 %

Datos satelitales

Schneising <i>et al.</i> (2014)	Formación <i>shale</i> Eagle Ford (Texas)	20 %*
	Formación <i>shale</i> Bakken (Dakota del Norte)	40 %*
Zhang <i>et al.</i> (2020)	Cuenca Pérmica (Nuevo México)	3,7 %
Schneising <i>et al.</i> (2020)	Cuenca Pérmica (Nuevo México)	3,7 %
	Apalaches (Marcellus + Utica) (Pensilvania)	1,2 %
	Formación <i>shale</i> Eagle Ford (Texas)	3,5 %
	Formación <i>shale</i> Bakken (Dakota del Norte)	5,2 %
	Cuenca de Anadarko (Oklahoma)	5,8 %

*En Schneising *et al.* (2014), se informan las emisiones como el porcentaje de la producción combinada de petróleo y gas. Aquí, aparecen convertidas a porcentajes solo de la producción de gas, para lo cual se usaron los datos sobre la producción relativa de petróleo y gas en Schneising *et al.* (2020).

En la Tabla 6.2, para calcular la masa real de metano emitida en cada yacimiento usé los datos de las tasas de producción de gas *shale* en 2015 en yacimientos individuales (EIA, 2020-b) y las tasas de emisiones de los yacimientos que aparecen en la Tabla 6.1. Omití los valores muy elevados de los estudios más antiguos en la Tabla 6.1, ya que esas emisiones elevadas no representan las emisiones en años más recientes. En cuanto a las emisiones y la producción en 2015, solo hay datos de buena calidad sobre 6 yacimientos de gas *shale*, pero estos representan una producción total de 325 000 millones de metros cúbicos por año (Tabla 6.2), es decir, tres cuartos de la producción global total de gas *shale*

en dicho año (Howarth 2019). Si se compara la masa total de metano emitido (5,6 Tg por año) con la producción de esos 6 yacimientos (325 000 millones de metros cúbicos por año), el promedio ponderado por volumen de las emisiones *upstream* es del 2,6 % (Tabla 6.2). Esa cifra está dentro del rango de 2,2 % a 4,3 % que habíamos calculado para las emisiones *upstream* del gas *shale* en nuestro trabajo inicial (Howarth *et al.* 2011), y cabe repetir que esto no incluye las emisiones sumamente altas de los estudios de Peischl *et al.* (2013) y Schneising *et al.* (2014). Si se aplica al incremento global de la producción de gas *shale* durante el período 2005-2015, la tasa de emisiones *upstream* del 2,6 % arroja un aumento estimado de emisiones de metano globales de 7,4 Tg por año (Tabla 6.2), o un poco más del 30 % del aumento global total de metano en el mismo período (Howarth 2019). No se incluyen las emisiones *downstream* ni, nuevamente, las tasas más elevadas que aparecen en la Tabla 6.1.

Tabla 6.2. Producción de gas *shale* y emisiones *upstream* de metano de varios de los principales yacimientos de gas *shale* en 2015.

	Producción (mil millones m ³ /año)	% emisiones <i>upstream</i> (90 % de CL)* (+/- 4,2 %)	Masa de emisiones <i>upstream</i> (Tg/año)**
Marcellus	155	2,58 % (+/- 4,2 %)	2,64
Eagle Ford	50	3,35 % (+/- 0,21 %)	1,11
Barnett	38	1,55 % (+/- 0,06 %)	0,39
Haynesville	36	1,0 %	0,24
Pérmica	36	3,7 % (+/- 0,0 %)	0,88
Bakken	10	5,63 % (+/- 0,59 %)	0,37
Total en yacimientos mencionados	325		5,63
Promedio ponderado por volumen		2,6 %***	
Total global	435		7,4****

*Los valores de Schneising *et al.* (2014) de la Tabla 1 se consideran atípicos y no se incluyen aquí.

**Se da por sentado que el 93 % del gas producido es metano (Schneising *et al.* 2020).

*** Calculado a partir de la producción total y la masa de emisiones de metano en seis yacimientos de gas *shale* en la lista.

**** Calculado a partir del porcentaje promedio ponderado por volumen de metano emitido.

Es menor la cantidad de estudios que caracterizan las emisiones *downstream*. Quizás la iniciativa más integral fue un estudio descendente con observaciones mediante aeronave realizado por Plant *et al.* (2019), en el que se analizaron las emisiones en la zona litoral urbana del noreste de EE. UU., desde Boston en dirección al sur, hasta Washington D. C. Según sus datos, la tasa de emisión del consumo de gas natural en esa región es del 0,8 % (Howarth 2020). Otros cálculos descendentes en Boston, Los Ángeles e Indianápolis arrojaron resultados que son por lo menos igualmente elevados, y hasta de un 2,5 % en el caso de Boston (McKain *et al.* 2015; Lamb *et al.* 2016; Wunch *et al.* 2016). Los datos disponibles indican que es posible que las emisiones *downstream*, que habíamos calculado entre un 1,4 % y un 3,6 % en nuestro estudio de 2011, haya sido una sobreestimación, aunque no por mucho.

Al combinar el cálculo del porcentaje de emisiones *upstream* de 2,6 % (media ponderada por volumen de la Tabla 6.2) con el de las emisiones *downstream* de 0,8 % tomado del estudio de Plant *et al.* de 2019, la cifra de las emisiones totales del gas *shale* es del 3,4 %, un poco menor de lo que habíamos calculado en nuestro estudio inicial, es decir, entre un 3,6 % y un 7,9 % (Howarth *et al.* 2011). La tasa de emisión del 3,4 % es consecuente con un aumento anual de 10 Tg procedente del desarrollo del gas *shale* entre 2005 y 2015, o 40 % del aumento total global de las emisiones de metano de todas las fuentes durante ese período (Howarth 2019).

En numerosos estudios se han utilizado enfoques “ascendentes” para calcular las emisiones de metano generadas por los sistemas de gas natural; es decir, se hacen cálculos basados en la evaluación terrestre de fuentes individuales de emisión que luego se suman para obtener un total de emisiones. En general, este enfoque arroja resultados de emisiones más bajos que los estudios ascendentes como los que se muestran en la Tabla 6.1 (Miller *et al.* 2013; Howarth 2014; Vaughn *et al.* 2018). Hay muchas razones que explican esto. Una de ellas es que los enfoques ascendentes no suelen incluir todas las fuentes posibles de emisiones; por ejemplo, no contemplan las emisiones durante las perforaciones iniciales de pozos, que pueden ser elevadas (Caulton *et al.* 2014). Otro motivo es que, para poder realizar las mediciones ascendentes cerca de las operaciones, es habitual que los equipos de investigación deban obtener permisos a fin de acceder a los sitios controlados por operadores de gas natural. Es probable que las empresas con más voluntad para permitir este tipo de accesos también sean más cuidadosas en sus operaciones, y quizás emitan menos metano. Por otra parte, si los operadores de gas natural saben cuándo se realizarán

las mediciones, también existe la posibilidad de que se tomen recaudos especiales para reducir las emisiones en esos momentos.

En Alvarez *et al.* (2018) se sintetizaron los datos de una gran cantidad de estudios ascendentes de operaciones de gas *shale* y gas convencional coordinados por el Fondo de Defensa Ambiental, y se obtuvieron los siguientes resultados: las emisiones *upstream* (producción, fugas en las líneas de captación y procesamiento) representan el 1,9 % de la producción; las emisiones *downstream* (transmisión, almacenamiento y distribución local), el 0,4 %; las emisiones totales, el 2,3 %. A partir de los datos ascendentes, concluyeron que las emisiones de gas *shale* no son más elevadas que las del gas convencional. En sus informes oficiales sobre GEI, la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de EE. UU. utiliza exclusivamente cálculos ascendentes y, a menudo, recurre a estudios antiguos, desactualizados y sin revisión de pares, de manera que los cálculos son incluso menores que los del Fondo de Defensa Ambiental (Miller *et al.* 2013; Howarth 2014; Alvarez *et al.* 2018; Ren *et al.* 2019). La EPA tampoco reconoce diferencias entre las emisiones de las operaciones de gas *shale* y gas convencional. Como discutimos a continuación, es posible que los estudios ascendentes no caractericen de manera adecuada las diferencias entre las emisiones de ambos tipos de operación.

6.5 Las emisiones de metano del gas *shale* y del gas convencional comparadas

En cada etapa del desarrollo —el procesamiento, el transporte, el almacenamiento y la distribución del gas *shale* al sector consumidor— se emite una cierta cantidad de metano. Muchas de estas fuentes de emisión son similares tanto para el gas natural convencional como para el gas *shale*, pero algunas son superiores para el *shale* y otros gases no convencionales, como el gas de formaciones de arenas compactas. Las diferencias más evidentes entre el desarrollo del gas *shale* y el gas convencional son el volumen más elevado de fluido de estimulación, que es central para el desarrollo de gas *shale*, y la cantidad considerablemente mayor de pozos que se completan por unidad de superficie para extraer este gas no convencional. El fluido de retorno que sigue inmediatamente a la estimulación puede liberar una cantidad considerable de metano a la atmósfera. En Howarth *et al.* (2011), resumimos datos sobre las emisiones de dos pozos de gas *shale* y dos de arenas compactas. En el caso de los pozos de gas *shale*, en el breve periodo de retorno, estos emitían entre el 1,1 % y el 3,6 % del metano correspondiente a la producción total durante toda su vida útil. En el caso de los dos pozos no convencionales de arenas compactas, durante la etapa de retorno estos emitían entre el 0,6 % y el 1,3 % del metano

correspondiente a la producción total de su vida útil. Se dispone de la tecnología necesaria para que la industria capture el gas liberado y lo venda en el mercado, pero como es un proceso demasiado costoso y lentifica la terminación de pozos, solo se capturaba una pequeña parte de este gas, al menos hasta el 2011 (EPA 2011; Howarth *et al.* 2012; Howarth 2014). A partir de 2015, la EPA comenzó a imponer normas relativas a las emisiones de metano en la etapa de terminación de pozos; en general, exigía que se capturara el gas si era técnicamente posible y, en caso contrario, que se quemara, pero permitía muchas excepciones (EPA, 2016). Sin embargo, la eficacia de dicha norma no se ha establecido de manera independiente y, como se señaló más arriba, hay pruebas cualitativas que indican que posiblemente las antorchas queden apagadas y venteen metano no quemado (Kessel y Tabouchi 2019). Además, durante el Gobierno de Trump, la EPA dio una serie de pasos para poner fin a esa normativa (Lavelle 2019).

Existe otra diferencia entre las emisiones de metano de las operaciones de gas convencional y gas *shale* que es menos evidente. En Caulton *et al.* (2014), se observaron emisiones de metano considerables durante la etapa de perforación en la formación *shale* Marcellus, en el sudoeste de Pensilvania, incluso antes de que las perforadoras llegaran a la roca. Esta zona tiene una larga historia de explotación de combustibles fósiles, ya que el desarrollo de petróleo, gas convencional y carbón se remonta al siglo XIX. Las emisiones vinculadas con las perforaciones de gas *shale* pueden ser el resultado de golpes en bolsas de metano atrapado que quedaron de las operaciones fósiles anteriores, y que deben perforarse para llegar a la roca *shale*, situada a una mayor profundidad. En estas circunstancias, la industria del gas a veces recurre a la perforación “bajo balance” (UBD, por su sigla en inglés) o con presión negativa para reducir la posibilidad de que ocurran explosiones, y esto podría aumentar la emisión de metano de las bolsas que se encuentran al momento de perforar (Caulton *et al.* 2014).

En la síntesis de Alvarez *et al.* (2018) de los estudios coordinados por el Fondo de Defensa Ambiental no se hace referencia a las emisiones generadas durante el contraflujo ni durante la perforación de pozos; tampoco se indica que las emisiones de la producción de los pozos de gas *shale* sean más elevadas (Ingraffea *et al.*, 2020). Quizás el hecho de que no hayan incluido esos tipos específicos de emisiones del *shale* explique la conclusión errónea de que las emisiones totales de este gas no son más elevadas que las del gas natural convencional. Además, durante la terminación de pozos pueden ocurrir emisiones no deliberadas. Cuando explotó un pozo en Powhatan Point (Ohio) en marzo de 2018, en

20 días se liberó una cantidad de metano equivalente al 25 % del total de las emisiones anuales del gas natural de todo el estado (Pandey *et al.* 2019).

6.6 Pruebas de los cambios en el contenido de carbono-13 en el metano atmosférico

Se ha utilizado otro enfoque, completamente independiente, para calcular las emisiones de metano en el ciclo de vida completo (*upstream* más *downstream*) del gas *shale*. Se trata de un análisis de las variaciones en la composición isotópica del carbono en el metano atmosférico a nivel global en el transcurso del tiempo (Howarth, 2019). Durante la primera década del siglo XXI (cuando las concentraciones de metano en la atmósfera eran constantes), el contenido de carbono-13 en el metano se mantuvo estable, pero aproximadamente desde 2007 comenzó a disminuir, al mismo tiempo que aumentaron las concentraciones atmosféricas de metano. En algunos estudios, se interpretó que este fenómeno se explicaba por un aumento de las emisiones de metano de fuentes biogénicas, como la ganadería, y no por los combustibles fósiles (Schaefer *et al.* 2016; Schwietzke *et al.* 2016). Hay muchos motivos para poner en duda esa conclusión. El primero es que los datos satelitales indicaban que entre el 30 % y el 60 % del aumento global de las emisiones de metano en la última década provenían de Estados Unidos (Turner *et al.* 2016); no obstante, la cantidad de vacas y otros tipos de ganado en dicho país disminuyó entre un 5 % y un 10 % en el mismo período (USDA 2020).

En los trabajos de Schaefer *et al.* (2016) y Schwietzke *et al.* (2016), se había dado por sentado que las emisiones de metano generadas por la quema de biomasa habían permanecido constantes en el tiempo. En Worden *et al.* (2017), se demostró que esto no era cierto: la quema de biomasa como fuente de metano en realidad había disminuido globalmente en la década anterior. Si bien la quema de biomasa representa una contribución relativamente pequeña a las emisiones globales de metano, el metano de esta fuente está bastante enriquecido en carbono-13, a diferencia de la mayoría de las otras fuentes. Por lo tanto, puesto que la quema de biomasa se había reducido, cabía esperar que el contenido de carbono-13 en el metano atmosférico también disminuyera. Anteriormente, esa disminución se había atribuido a un aumento de las emisiones con menos carbono-13. Al corregir los modelos para este cambio, en Worden *et al.* (2017) se llegó a la conclusión de que el mayor aumento en las fuentes de emisiones que se registraba desde 2007 no había sido el de las fuentes biogénicas, sino el de los combustibles fósiles.

Decidí dar un paso más en el análisis cuando advertí que el metano del gas *shale* puede tener un poco menos de carbono-13 que el metano del gas natural convencional.

Esto se debe al fraccionamiento que ocurre cuando el metano se oxida en el proceso de migración desde las formaciones *shale* hacia los yacimientos de gas convencional en el transcurso de escalas temporales geológicas. El fraccionamiento ocurre porque la reacción de oxidación tiende a favorecer levemente el isótopo carbono-12, que es más liviano, de modo que el metano que migra termina teniendo una proporción un poco más alta del isótopo carbono-13, que es más pesado. Al corregir la diferencia relativa al contenido de carbono-13 en el metano, calculé que el metano del gas *shale* representó al menos un tercio del aumento total de las emisiones globales de metano desde 2007, mientras que las emisiones totales de la industria del petróleo y el gas natural (*shale* incluido) habían contribuido con alrededor de dos tercios del aumento global total de los flujos de metano. Esto se condice con los rangos de emisión de entre el 2,8 % y el 3,5 % de la producción de gas natural convencional, y de entre el 3,5 % y el 4,1 % del gas *shale* (Howarth 2019). Si bien hay mucha incertidumbre en estos cálculos, lo cierto es que en términos generales son coherentes con la media del 2,6 % ponderada por volumen de las emisiones *upstream* (Tabla 6.2), más las emisiones *downstream* del 0,8 % (o más) señaladas más arriba. En todo caso, en mi cálculo basado en los cambios globales en el tiempo relativos al contenido de carbono-13 en el metano se subestimaron las emisiones totales del gas *shale*, aunque no demasiado.

Mi interpretación fue rebatida en Milkov *et al.* (2020), donde se utilizó una base de datos pública para concluir que no existen diferencias entre la composición del carbono-13 en el metano del gas *shale* y en el del gas natural convencional. Sin embargo, el gas *shale* que aparece en este conjunto de datos incluye información sobre metano que migró de formaciones *shale* a yacimientos de gas convencional en el transcurso del tiempo geológico. Como he señalado más arriba, la bibliografía más antigua en materia geológica se refiere a este tipo de gas como gas *shale*, pero no se trata del mismo gas que se libera de las formaciones *shale* por medio de la fractura hidráulica de alto volumen con líquidos de *fracking*. En términos de estadísticas de producción, este gas migrado sería gas convencional, y es de esperar que tenga un contenido más alto de carbono-13 en comparación con el verdadero gas *shale*. Cuando escribí el trabajo (Howarth 2019), conocía muy bien el conjunto de datos utilizado en Milkov *et al.*, y lo consideré una fuente de información poco fiable en relación con el carbono-13 del gas *shale* efectivamente producido (véase mi respuesta a un revisor, parte del proceso interactivo de revisión pública para *Biogeosciences*, disponible en <https://bg.copernicus.org/preprints/bg-2019-131/bg-2019-131-AC3-print.pdf>). Quisiera

agregar que, además, el enfoque de Milkov *et al.* (2020) arroja un cálculo de emisiones de metano del gas *shale* mucho menor que cualquiera de los cálculos de la Tabla 6.1. Esos datos independientes sencillamente no respaldan ni el análisis ni las conclusiones de Milkov *et al.* (2020).

El uso de carbono-13 y otros isótopos como trazadores de metano en la atmósfera y en el agua subterránea se analiza de manera más exhaustiva en otro capítulo de este libro (Townsend-Small, en prensa).

6.7 ¿Qué cálculo de emisiones de metano deberían usar quienes son responsables de formular políticas?

En enero de 2020, en el estado de Nueva York entró en vigencia una legislación que proponía un nuevo método para evaluar las emisiones de GEI. Según este nuevo conjunto de normas, Nueva York debe dar cuenta de todas las emisiones de metano vinculadas con el uso del gas natural y otros combustibles en el estado, incluso las emisiones que ocurren fuera de los límites del estado. Anteriormente, Nueva York, al igual que el resto de los estados y la mayoría de los países, solo incluía en sus inventarios de GEI las emisiones de metano que ocurrían dentro de sus límites. Nueva York escogió esta nueva metodología, con un enfoque orientado al sector consumidor, a fin de evidenciar la totalidad de las consecuencias en materia de GEI de los diferentes combustibles para que fuera más sencillo comparar las distintas opciones energéticas. La nueva ley también le exige al estado que calcule las emisiones de metano siguiendo las mejores investigaciones científicas revisadas por pares, en lugar de usar los cálculos de inventario de la EPA.

En Howarth (2020), hice una serie de recomendaciones para la implementación de esta metodología en el estado de Nueva York, y aconsejé calcular las emisiones de metano del gas natural con un factor del 3,6 % del consumo de gas dentro del estado. Cabe señalar que el 3,6 % del consumo es equivalente al 3,2 % de la producción del gas natural; el consumo es menor que la producción porque parte del gas producido se emite a la atmósfera antes de que llegue a los/as consumidores/as, y también porque la industria gasífera usa parte del gas producido para generar energía para sus propias operaciones, como los compresores que transportan el gas natural a través de ductos de alta presión. El factor que propuse para las emisiones totales asociadas al gas natural (principalmente al gas *shale*) está en el rango inferior de lo que había calculado a partir de los datos globales del carbono-13, o en comparación con la tasa de emisión *upstream* de metano ponderado

por volumen en la Tabla 6.2. Preferí utilizar un cálculo prudente a fin de promover un valor de consenso para que utilice el estado. Basé mi recomendación en la síntesis de Alvarez *et al.* (2018), para lo cual utilicé el promedio de sus cálculos ascendentes para las emisiones *upstream*, que luego aumenté un 11 % para reflejar mejor los cálculos descendentes con los cuales comparan sus valores, y utilicé el cálculo de emisiones *downstream* de Plant *et al.* (2019). Cabe señalar que, al concluir que los cálculos ascendentes eran un 11 % mayores que los descendentes, en Alvarez *et al.* (2018) no se incluyeron varios de los valores descendentes más elevados que aparecen en la Tabla 6.1, como los de Peischl *et al.* (2013), Caulton *et al.* (2014), Schneising *et al.* (2014), Zhang *et al.* (2020) y Schneising *et al.* (2020); es decir, 5 de los 12 trabajos de la Tabla 6.1.

6.8 La huella de los GEI del gas en comparación con la del petróleo y el carbón

En la Figura 1 se compara la huella de los GEI del gas natural, el carbón y los productos del petróleo, y se incluyen tanto las emisiones directas de dióxido de carbono de la quema de combustibles como las emisiones de ciclo completo del metano sin quemar vinculadas con el desarrollo y el uso de dichos combustibles. En este gráfico, el cálculo de las emisiones de metano se basa en los factores de emisión presentados en Howarth (2020), donde doy recomendaciones al estado de Nueva York para la contabilización de GEI. Para la misma cantidad de energía calorífica, las emisiones de dióxido de carbono del gas natural son menores que las del carbón y el petróleo, y esta es la base del concepto del gas natural como combustible puente. Sin embargo, cuando se incluyen las emisiones de metano (como equivalentes de dióxido de carbono), la huella de los GEI del gas natural es considerablemente más elevada, incluso que la del carbón. Como se enfatizó anteriormente, puede que las emisiones de metano sean incluso más altas de lo que señalan los valores utilizados en este gráfico, el 3,6 % del consumo para el cálculo del gas natural.

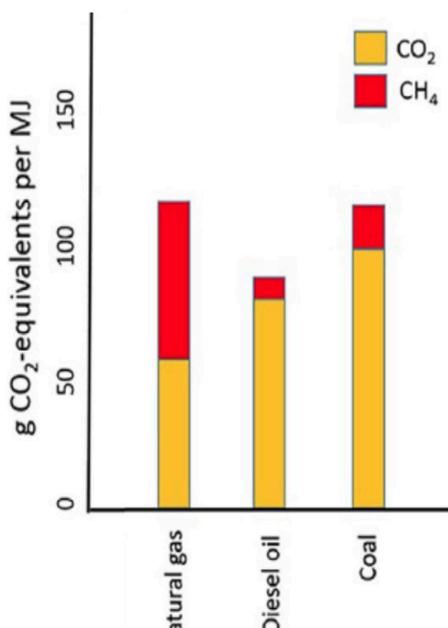


Figura 1. Huella de los GEI del gas natural (incluido el *shale*), diésel y carbón por unidad de energía calorífica liberada en la quema de los combustibles. Las emisiones directas de CO₂ se muestran en amarillo. Las emisiones de metano, expresadas como equivalentes de CO₂, se muestran en rojo. Como se señala en el texto, la tasa de emisiones de metano utilizada aquí para el gas natural (el 3,6 % del consumo) es prudente. Los cálculos de emisiones están tomados de Howarth (2020).

[g CO₂-equivalents per MJ = g equivalentes de CO₂ por MJ

Natural gas = gas natural

Diesel oil = diésel

Coal = carbón]

Las emisiones de metano están convertidas a equivalentes de dióxido de carbono en la Figura 1, lo que permite una comparación directa con las emisiones de dióxido de carbono. El metano es un GEI mucho más potente, y aquí sus emisiones se multiplican por un factor que refleja este potencial de calentamiento más elevado, al utilizar la misma unidad para las emisiones de metano y de dióxido de carbono. Este factor, llamado potencial de calentamiento global, permite comparar el calentamiento que producen el metano y el dióxido de carbono en promedio durante un período definido luego de un pulso de emisión de ambos gases a la atmósfera. En la Figura 1, utilizo un horizonte temporal de 20 años para el potencial de calentamiento global. Esto es consecuente con la nueva legislación en materia climática en el estado de Nueva York, pero difiere del enfoque utilizado en la mayoría de los inventarios de GEI en otros estados y naciones, que utilizan un horizonte temporal de 100 años basándose en una recomendación del protocolo de Kioto de 1997. En el horizonte de 100 años se subestima en gran medida el papel del metano en el calentamiento global, ya que la mayor parte del efecto del metano en el clima ocurre durante los primeros 30 años posteriores a su emisión, tal como se muestra en la Figura 2 (IPCC 2013; Howarth 2020).

La decisión del Protocolo de Kioto de utilizar el período de 100 años fue arbitraria (IPCC 2013) y, teniendo en cuenta todo lo aprendido acerca del papel del metano en el calentamiento global en los años posteriores a 1997, una cantidad creciente de investigadores e investigadoras han recomendado usar el horizonte de 20 años, ya sea en reemplazo (Howarth 2014, 2020) o junto con el enfoque de 100 años (Ocko *et al.* 2017; Fesenfeld *et al.* 2018). Cabe señalar que tanto el dióxido de carbono como el metano son los principales responsables del calentamiento global, y es importante tener en cuenta ambos horizontes temporales, como se señaló brevemente al comienzo de este trabajo. Sin embargo, combinar las emisiones de metano con las de dióxido de carbono en una misma métrica es insuficiente para comunicar información acerca de estas emisiones, sobre todo si se utiliza el potencial de calentamiento global en un horizonte de 100 años. Para un

mejor criterio, se recomienda brindar información de manera separada sobre el metano y el dióxido de carbono en unidades equivalentes de dióxido de carbono, con un horizonte de 20 años u otro período más corto para el metano (Howarth 2014, 2020). La perspectiva de largo plazo se caracteriza mejor utilizando solamente los datos de las emisiones de dióxido de carbono.

Es fundamental reducir las emisiones de metano en un período más corto para disminuir el riesgo de transgredir puntos críticos del sistema climático, así como para mitigar el daño que puede infligir el calentamiento global a la sociedad y a los ecosistemas naturales en las próximas décadas y crear mejores condiciones para que sea posible cumplir con los objetivos climáticos de la COP21 (Shindell *et al.* 2012; Collins *et al.* 2018). Desde esta perspectiva, el gas natural es mucho peor que el carbón. Es importante señalar también que, en el enfoque del potencial de calentamiento global, se compara el efecto de calentamiento del metano y del dióxido de carbono a partir de la emisión de un solo pulso de ambos gases. Mientras sigamos utilizando gas natural, las consecuencias del calentamiento global seguirán siendo peores que las del carbón o el petróleo, y se prolongarán durante al menos dos o tres décadas después de abandonar el gas natural como combustible. Dada la creciente perturbación climática en 2020, seguir utilizando el gas es un puente hacia la catástrofe.

La comparación de las huellas presentada en la Figura 1 se basa en la generación de calor. El modo en que se usa la energía calorífica es importante a la hora de comparar los combustibles. Por ejemplo, las centrales eléctricas alimentadas con gas natural a menudo (pero no siempre) son más eficientes que las alimentadas con carbón, que suelen ser más viejas. Por otra parte, los motores de combustión interna en autos y camiones tienen una menor eficiencia cuando usan gas natural en lugar de productos del petróleo (Alvarez *et al.* 2012).

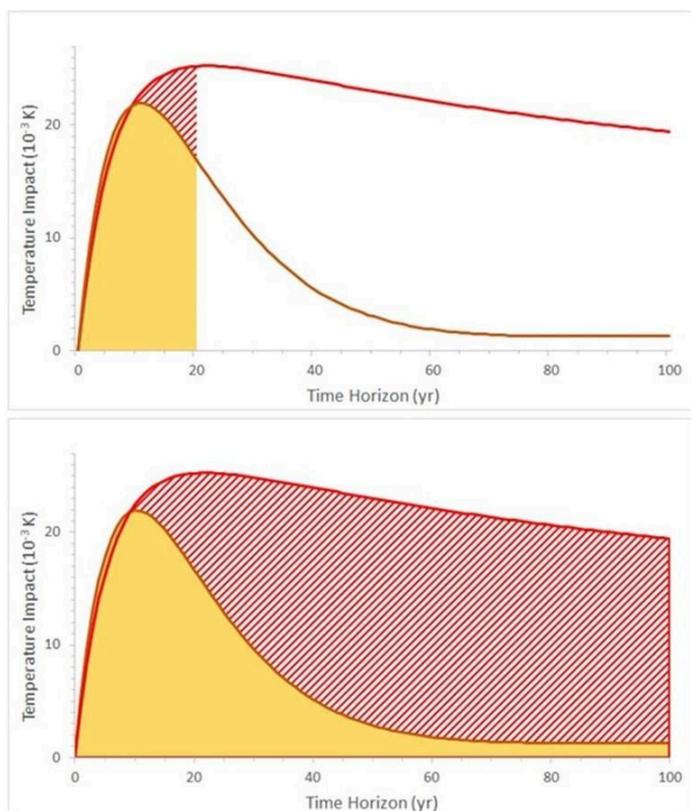


Figura 2. Comparación estilizada de la respuesta de la temperatura global al dióxido de carbono y al metano en el tiempo, luego de un pulso de emisión de un año en el tiempo cero. En la parte superior, el área debajo de la curva está integrada desde el año cero a un horizonte de 20 años; el metano se muestra en amarillo y el dióxido de carbono, en rayas rojas. El panel inferior muestra lo mismo, solo que en un horizonte de 100 años. Nótese que el área integrada del dióxido de carbono en ambos paneles también se superpone hacia el área del metano, excepto en el extremo izquierdo de las curvas. Adaptado de IPCC (2013) y basado en el potencial de cambio absoluto en la temperatura global. Reimpreso de Howarth (2020).

[Temperature Impact ($10^{-3}K$) = Impacto en la temperatura ($10^{-3}K$)

Time horizon (yr) = Horizonte temporal (años)]

Incluyendo los problemas de eficiencia, las emisiones de metano del gas natural deben ser menores al 3,2 % del consumo para que el gas natural tenga un menor impacto de GEI que el carbón en la generación eléctrica, mientras que las emisiones de metano del gas natural deben ser menores al 1 % del consumo para que el gas natural sea preferible al diésel para el uso en camiones pesados de larga distancia (Alvarez *et al.* 2012). En Hong y Howarth (2016), demostramos que las emisiones de GEI del del gas natural para el agua caliente en los hogares son más elevadas que cuando se utilizan bombas de calor de alta eficiencia, sin importar que las bombas se alimenten con electricidad generada con gas natural o carbón, si las emisiones de metano del gas natural son mayores que el 0,8 % del consumo. Usar gas natural como combustible para el transporte no tiene sentido, y debería comenzar a abandonarse lo antes posible para la calefacción, el principal uso en todo el mundo y en EE. UU. Aun teniendo en cuenta el aumento en la producción eléctrica que se necesita para las bombas de calor, e incluso si esa electricidad se genera con combustibles fósiles (al menos hasta que la generación eléctrica sea 100 % renovable), las emisiones de GEI se reducen al abandonar el gas natural como fuente energética principal para calefaccionar edificios y disponer de agua caliente (Hong y Howarth 2016).

6.9 Conclusiones

Un conjunto de pruebas vasto y creciente indica que las emisiones de metano procedentes del desarrollo y el uso del gas *shale* son considerables, y que probablemente constituyen alrededor del 3,4 % de la producción según los cálculos descendentes más recientes para las emisiones *upstream* y *downstream*, tal como se muestra en la Tabla 6.1. Estas emisiones le otorgan al gas *shale* una importante huella de GEI, más elevada que la del carbón u otros combustibles fósiles cuando se consideran las emisiones en un horizonte temporal de 20 años luego de una emisión. El metano atmosférico, que se había mantenido estable durante la primera década del siglo XXI, ha aumentado rápidamente en la última década. Dada una tasa de emisión del ciclo completo de la producción del 3,4 %, el gas *shale* es responsable del 40 % del aumento global total del metano atmosférico de todas las fuentes desde 2005. Este aumento obstaculiza aún más la concreción del objetivo de la COP21 que se propuso mantener la temperatura de la Tierra bien por debajo de los 2 °C en relación con los niveles preindustriales.

6.10 Agradecimientos

El autor agradece a Roxanne Marino, Stan Ridley, John Stolz y Tony Ingraffea por los comentarios y ediciones sugeridas en una versión previa de este manuscrito. La preparación de este informe fue posible gracias a una beca de la Park Foundation y una donación de David R. Atkinson a la Universidad de Cornell

6.11 Bibliografía

Alvarez RA, Pacala SW, Winebrake JJ, Chameides WL y Hamburg SP. 2012. Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure. *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 109: 6435–6440, doi:10.1073/pnas.1202407109

Alvarez RA, Zavalao-Araiza D, Lyon DR, Allen DT, Barkley ZR, Brandt AR, Davis KJ, Herndon SC, Jacob DJ, Karion A, Korts EA, Lamb BK, Lauvaux T, Maasackers JD, Marchese AJ, Omara M, Pacala JW, Peischl J, Robinson AJ, Shepson PB, Sweeney C, Townsend-Small A, Wofsy SC y Hamburg SP. 2018. Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. *Science*. 361:186-188, doi:10.1126/science.aar7204

Begon, M., R.W. Howarth y C. Townsend. 2014. *Essentials of Ecology*, 4^a Ed. Wiley. ISBN-13: 978-0470909133

Caulton DR, Shepson PD, Santoro RL, Sparks JP, Howarth RW, Ingraffea A, Camaliza MO, Sweeney C, Karion A, Davis KJ, Stirm BH, Montzka SA y Miller B. 2014. Toward a better understanding and quantification of methane emissions from *shale* gas development. *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 111: 6237-6242, doi:10.1073/pnas.1316546111

Collins WJ, Webber CP, Cox PM, Huntingford C, Lowe J, Sitch S, Chadburn SE, Comyn-Platt E, Harper AB, Hayman G y Powell T. 2018. Increased importance of methane reduction for a 1.5 degree target. *Environmental Research Letters*. 13: 054003, doi:10.1088/1748-9326/aab89c

EIA. 2016. *Shale* gas production drives world natural gas production growth. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27512>, descargado el 13 de septiembre de 2018.

EIA. 2020-a. How much *shale* gas is produced in the United States? Energy Information Agency, U.S. Department of Energy. <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=907&t=8>, descargado el 13 de noviembre de 2020.

EIA. 2020-b. Natural Gas: Dry *Shale* Gas Production Estimates by Play. Energy Information Agency, U.S. Department of Energy. <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php>, descargado el 9 de septiembre de 2020.

EPA. 2011. Regulatory Impact Analysis: Proposed New Source Performance Standards and Amendments to the National Emissions Standards for Hazardous Air Pollutants for the Oil and Gas Industry. Julio de 2011. U.S. Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation.

EPA. 2016. Oil and Natural Gas Sector: Emission Standards for New, Reconstructed, and Modified Sources. U.S. Environmental Protection Agency, final rule, 40 CFR Part 60,

EPA–HQ–OAR –2010–0505; FRL–9944–75– OAR, RIN 2060–AS30. Federal Register 81 (#107): 35824-35942.

<https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2016-06-03/pdf/2016-11971.pdf>

Fesenfeld LP, Schmidt TS y Schrode A. 2018. Climate policy for short- and long-lived pollutants. *Nature Climate Change* 8: 933-936, doi:10.1038/s41558-018-0328-1

Hausfather, Z. 2018. Analysis: How much ‘carbon budget’ is left to limit global warming to 1.5C? *Carbon Brief*

<https://www.carbonbrief.org/analysis-how-much-carbon-budget-is-left-to-limit-global-warming-to-1-5c>

Hayhoe K, Kheshgi HS, Jain AK, Wuebbles DJ. 2002. Substitution of natural gas for coal: climatic effects of utility sector emissions. *Climatic Change* 54:107–139

Hmiel B, Petrenko VV, Dyonisius MN *et al.* 2020. Preindustrial $^{14}\text{C}/\text{CH}_4$ indicates greater anthropogenic fossil CH_4 emissions. *Nature*. 578: 409–412, doi:10.1038/s41586-020-1991-8

Hong B y Howarth RW. 2016. Greenhouse gas emissions from domestic hot water: heat pumps compared to most commonly used systems. *Energy Science & Engineering* 4: 123-133, doi:10.1002/ese3.112

Howarth RW. 2014. A bridge to nowhere: Methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. *Energy Science & Engineering* 2: 47-60, doi:10.1002/ese3.35

Howarth RW. 2019. Ideas and perspectives: is *shale* gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane? *Biogeosciences* 16: 3033–3046, doi:10.5194/bg-16-3033-2019

Howarth RW. 2020. Methane emissions from fossil fuels: Exploring recent changes in greenhouse-gas reporting requirements for the State of New York. *Journal of Integrative Environmental Sciences*. doi.org/10.1080/1943815X.2020.1789666

Howarth RW, Santoro R, and Ingraffea A. 2011. Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from *shale* formations. *Climatic Change Letters* 106: 679–690, doi:10.1007/s10584-011-0061-5

Howarth RW, Santoro R e Ingraffea A. 2012. Venting and leakage of methane from *shale* gas development: Reply to Cathles *et al.* *Climatic Change* 113: 537-549, doi:10.1007/s10584-012-0401-0

Ingraffea AR, Wawrzynek PA, Santoro R, Wells M. 2020. Re-ported Methane Emissions from Active Oil and Gas Wells in Pennsylvania, 2014-2018. *Environmental Science & Technology* 54: 5783-5789, doi:10.1021/acs.est.0c00863

IPCC. 2013. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Re- port of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Inter- governmental Panel on Climate Change. <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>

IPCC. 2018. Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre- industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Cambridge, Reino Unido y Nueva York, NY, Estados Unidos, Cambridge University Press.

Karion A, Sweeney C, Pétron G, Frost G, Hardesty RM, Kofler J, Miller BR, Newberger T, Wolter S, Banta R y Brewer A. 2013. Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field. *Geophys. Res. Lett.*, 40: 4393–4397, doi:10.1002/grl.50811, 2013.

Karion A, Sweeney C, Kort EA, Shepson PB, Brewer A, Cambaliza M, *et al.* 2015. Aircraft-based estimate of total methane emissions from the Barnett *Shale* region. *Environ. Sci. Technol.*, 49: 8124–8131, doi:10.1021/acs.est.5b00217

Kessel JM y Tabuchi H. 2019. It's a vast, invisible climate menace: we made it visible. *New York Times*, 12/12/2019,

<https://www.nytimes.com/interactive/2019/12/12/climate/texas-methane-super-emitters.html>

Kirschke S, Bousquet P, Ciais P, Saunois M, Canadell J., Dlugokencky EJ, Beramaschi P, Beergmann D., Blake D, *et al.* 2013. Three decades of global methane sources and sinks. *Nature Geosciences*, 6: 813-823, doi:10.1038/ngeo1955

Lamb BK, Cambaliza M, Davis K, Edburg S, Ferrara T, Floerchinger C, Heimbürger A, Herndon S, Lauvaux T, Lavoie T, Lyon D, Miles N, Prasad K, Richardson S, Roscioli J, Salmon O, Shepson P, Stirm B y Whetstone J. 2016. Direct and indirect measurements and modeling of methane emissions in Indianapolis, Indiana. *Environ. Sci. Technol.*, 50: 8910-8917, doi:10.1021/acs.est.6b01198

Lassey KR, Etheridge DM, Lowe DC, Smith A.M. y Ferretti DF. 2007, Centennial evolution of the atmospheric methane budget: what do the carbon isotopes tell us? *Atmos. Chem. Phys.*, 7: 2119–2139, doi:10.5194/acp-7-2119-2007

Lavelle M. 2019. Trump EPA tries again to roll back methane rules for oil and gas industry. *Inside Climate News*, 30/08/2019. <https://insideclimatenews.org/news/29082019/methane-regulation-oil-gas-storage-pipelines-epa-rollback-trump-wheeler>

McKain K, Down A, Raciti S, Budney J, Hutyra LR, Floerchinger C, Herndon SC, Nehrkorn T, Zahniser M, Jackson R, Phillips N y Wofsy S. 2015. Methane emissions from natural gas infrastructure and use in the urban region of Boston, Massachusetts. *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 112: 1941-1946, doi:10.1073/pnas.1416261112

Milkov AV, Schwietzke S, Allen G, Sherwood OA y Etiope G. 2020. Using global isotopic data to constrain the role of *shale* gas production in recent increases in atmospheric methane. *Scientific Reports* 10: 4199.

Miller SM, Wofsy SC, Michalak AM, Kort EA, Andrews AE, Bauraud SC, Dlugokencky EJ, Janusz Eluszkiewicz J, Fischer ML, Janssens-Maenhout G, Miller BR, Miller JB,

Montzka SA, Nehrkorn T y Sweeney C. 2013. Anthropogenic emissions of methane in the United States. *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 110: 20018–20022, doi:10.1073/pnas.1314392110

Ocko IB, Hamburg SP, Jacob DJ, Keith DW, Keohane NO, *et al.* 2017. Unmask temporal trade-offs in climate policy debates. *Science* 356: 492-493, doi:10.1126/science.aaj2350

Pandey S, Gautam R, Houweling S, van der Gon HD, Sadavarte P, Borsdorff T, Hasekamp O, Landgraf J, Tol P, van Kempen T, Hoogeveen R, van Hees R, Hamburg SP, Maasackers JD y Aben Ilse. 2019. Satellite observations reveal extreme methane leakage from a natural gas well blowout. *Proceedings of National Academy of Sciences* 116: 26376-26381. doi.org/10.1073/pnas.1908712116

Peischl J, Ryerson T, Brioude J, Aikin K, Andrews A, Atlas E, *et al.* 2013. Quantifying sources of methane using light alkanes in the Los Angeles basin, California. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* 118: 4974–4990, doi:10.1002/jgrd.50413

Peischl J, Ryerson T, Aikin K, de Gouw J, Gilman J, Holloway J, *et al.* 2015. Quantifying atmospheric methane emissions from the Haynesville, Fayetteville, and northeastern Marcellus *Shale* gas production regions. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* 120: 2119–2139, doi:10.1002/2014JD022697

Peischl J, Karion A, Sweeney C, Kort E, Smith M, Brandt A, *et al.* 2016. Quantifying atmospheric methane emissions from oil and natural gas production in the Bakken *Shale* region of North Dakota. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* 121: 6101–6111, doi:10.1002/2015JD024631

Peischl J, Eilerman S, Neuman J, Aikin K, de Gouw J, Gilman J, *et al.* 2018. Quantifying methane and ethane emissions to the atmosphere from central and western U.S. oil and natural gas production regions. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* 123: 7725–7740, doi:10.1029/2018JD028622

Petrenko, V., Smith, A., Schaefer, H. *et al.* 2017. Minimal geological methane emissions during the Younger Dryas–Preboreal abrupt warming event. *Nature*. 548: 443–446, doi:10.1038/nature23316

Plant G, Kort, EA, Floerchinger C, Gvakharia A, Vimont I y Sweeney C. 2019. Large fugitive methane emissions from urban centers along the US east coast. *Geophysical Research Letters* 46: 8500-8507, doi:10.1029/2019GL082635

Ren X, Hall D, Vinciguerra T, Benish S, Stratton P, Ahn D., *et al.* 2019. Methane emissions from the Marcellus *Shale* in Southwestern Pennsylvania and northern West Virginia based on airborne measurements. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* 124: 1862–1878, doi:10.1029/2018JD029690

Schaefer H, Mikaloff-Fletcher S, Veid, C. Lassey K, Brailsford G, Bromley T, Dlubokenck, E, Michel S, Miller J, Levin I, Lowe D, Martin R, Vaughn B y White J. 2016. A 21st century shift from fossil-fuel to biogenic methane emissions indicated by $^{13}\text{CH}_4$. *Science*. 352: 80-84, doi:10.1126/science.aad2705.

Schwietzke S, Sherwood O, Bruhwiler L, Miller J, Etiope G, Dlugokencky E, Michel S, Arling V, Vaughn B, White J y Tans P. 2016. Upward revision of global fossil fuel methane emissions based on isotope database. *Nature* 538: 88-91, doi:10.1038/nature19797

Schneising O, Burrows JP, Dickerson RR, Buchwitz M, Reuter M y Bovensmann H. 2014. Remote sensing of fugitive emissions from oil and gas production in North American tight geological formations. *Earth's Future* 2: 548–558, doi:10.1002/2014EF000265

Schneising O, Buchwitz M, Reuter M, Vanselow S, Bovensmann H y Burrows JP. 2020. Remote sensing of methane leakage from natural gas and petroleum systems revisited. *Atmospheric Chemistry and Physics* 20:9169-9183.

Shindell D, Kuylentierna JC, Vignati E, van Dingenen R, Amann M, Klimont Z, Anenberg SC, Muller N, Janssens-Maenhout G, Raes R, Schwartz J, Falvegi G, Pozzoli L, Kupiaint K, Höglund-Isaksson L, Emberson L, Streets D, Ramanathan V, Kicks K, Oanh NT, Milly G, Williams M, Demkine V y Fowler D. 2012. Simultaneously mitigating

near-term climate change and improving human health and food security. *Science* 335: 183–189, doi:10.1126/science.1210026

Townsend-Small A. En imprenta. Isotopes as tracers of atmospheric and groundwater methane sources. En: Stolz JF, Griffin WM, and Bain DJ (eds.), *Environmental Impacts from Development of Unconventional Oil and Gas Reserves*

Turner AJ, Jacob DJ, Benmergui J, Wofsy SC, Maasakker JD, Butz A, Haekamp O y Biraud SC. 2016. A large increase in US methane emissions over the past decade inferred from satellite data and surface observations, *Geophys. Res. Lett.* 43: 2218–2224, doi:10.1002/2016GL067987

USDA 2020. Cattle Inventory. National Agricultural Statistics Service, US Department of Agriculture.

https://www.nass.usda.gov/Surveys/Guide_to_NASS_Surveys/Cattle_Inventory/

Descargado el 28 de agosto de 2020.

Vaughn TL, Bella CS, Picering CK, Schwietzke S, Heath GA, Pétron G, Zimmerle DJ, Schnell RC. y Nummedal D. 2018. Temporal variability largely explains top-down/bottom-up difference in methane emission estimates from a natural gas production region. *Proceedings of the National Academy of Sciences.* 115: 11712-11717, doi:10.1073/pnas.1805687115

Worden J, Bloom A, Pandey S, Jiang Z, Worden H, Walter T, Houweling S. y Röckmann T. 2017. Reduced biomass burning emissions reconcile conflicting estimates of the post-2006 atmospheric methane budget, *Nat. Commun.* 8: 2227, doi:10.1038/s41467-017-02246-0, 2017.

Wunch D, Toon G, Hedelius J, Vizenor N, Roehl C., Saad K, Blavier J., Blake D. y Wennberg P. 2016. Quantifying the loss of processed natural gas within California's South Coast Air Basin using long-term measurements of the ethane and methane. *Atmos. Chem. Phys.* 16: 14091-14105, doi:10.5194/acp-16-14091-2016

Zhang Y, Gautam R, Pandey S, Omara M, Maasackers J, Sadavarte P, Lyon, *et al.* 2020. Quantifying methane emissions from the largest oil-producing basin in the United States from space. *Science Advances*, doi: 10.1126/sciadv.aaz5120