

Le méthane et l'empreinte gaz à effet de serre du gaz naturel issu des formations de schiste

Une lettre

Robert W. Howarth • Renee Santoro •

Anthony Ingraffea

Reçu le 12 novembre 2010. Accepté le 13 mars 2011.

© Le(s) auteur(s), 2011. Cet article est publié en accès libre à Springerlink.com

Abstract Nous évaluons l'empreinte gaz à effet de serre du gaz naturel issu de formations de schiste obtenu par fracturation hydraulique de gros volumes. Notre étude se concentre sur les émissions de méthane. Le gaz naturel est largement composé de méthane, et de 3,6 % à 7,9 % du méthane issu de la production de gaz de schiste est dispersé dans l'atmosphère volontairement ou par des fuites durant toute la durée de vie d'un puits. Ces émissions de méthane sont d'au moins 30 % supérieures à celles issues de l'exploitation du gaz conventionnel ; et elles pourraient être plus de deux fois supérieures.. Les plus fortes émissions liées aux gaz de schiste se produisent au moment de la fracturation hydraulique du puits – le méthane s'échappant des fluides de reflux – et quand le puits est reforé après la fracturation. Le méthane, gaz qui contribue fortement à l'effet de serre, a un potentiel de réchauffement de la planète bien supérieur à celui du dioxyde de carbone, en particulier durant les premières décennies suivant son émission. Le méthane contribue de façon significative à l'empreinte gaz à effet de serre des gaz de schiste sur de plus courtes périodes, et il est le gaz à effet de serre le plus important sur une période de 20 ans. L'empreinte des gaz de schiste est supérieure à celle des gaz ou pétroles classiques quelle que soit la période considérée, mais elle est en particulier nettement supérieure sur une période de 20 ans. L'empreinte des gaz de schiste est d'au moins 20 % supérieure à celle du charbon, voire plus de deux fois plus importante que celle-ci sur une période de 20 ans ; leurs empreintes sont tout à fait comparables à l'échelle de 100 ans.

Mots-clés Méthane • Gaz à effet de serre • Réchauffement climatique • Gaz naturel • Gaz de schiste • Nouveaux gaz • Émissions fugitives • Analyse du cycle de vie • ACV • Carburant de transition • Potentiel de réchauffement de la planète • Potentiel de réchauffement du climat

Documents électroniques supplémentaires *Electronic supplementary material*

La version en ligne de cet article (doi:10.1007/s10584-011-0061-5) contient des documents supplémentaires accessibles par les utilisateurs autorisés.

R. W. Howarth (✉) - R. Santoro

Department of Ecology and Evolutionary Biology, Cornell University, Ithaca, NY 14853, USA.

Courriel : rwh2@cornell.edu

A. Ingraffea

School of Civil and Environmental Engineering, Cornell University, Ithaca, NY 14853, USA

[Springer]

De nombreuses personnes considèrent le gaz naturel comme un carburant de transition qui permettrait de continuer à dépendre des combustibles fossiles durant les années à venir tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre (GES) par rapport au pétrole ou au charbon (Pacala et Socolow 2004). Le développement de l'exploitation des gaz « non classiques » accumulés dans les schistes est intéressant de ce point de vue puisque cette ressource potentielle pourrait s'avérer très volumineuse et puisque dans de nombreuses régions les réserves classiques sont en train de s'amenuiser (Wood *et al.* 2011). La production nationale aux États-Unis provenait principalement de réservoirs classiques durant les années 1990, mais à partir de 2009 la production américaine d'énergies non classiques a dépassé celle des gaz classiques. Le ministère de l'énergie des États-Unis (*Department of Energy*) prévoit que d'ici 2035, la production nationale totale augmentera de 20 %, et que les nouveaux gaz représenteront 75 % de cette production totale (EIA 2010a). Selon les prévisions, la plus forte croissance concernera les gaz de schiste, qui devraient passer de 16 % de la production totale en 2009 à 45 % en 2035.

Le gaz naturel est mis en avant comme carburant de transition pour les décennies à venir. Cela vient en partie des avantages en termes de réduction du réchauffement climatique qu'on lui prête, par rapport à d'autres combustibles fossiles. Cependant, nous disposons de très peu de connaissances sur l'empreinte gaz à effet de serre des gaz non classiques. Nous définirons ici l'empreinte GES comme le total des émissions de GES provenant de l'exploitation des gaz comme de leur usage, exprimé en équivalents dioxyde de carbone par unité d'énergie obtenue à la combustion. L'empreinte GES des gaz de schiste a fait l'objet de très peu d'études et d'observations, malgré les nombreuses préoccupations exprimées. L'institution scientifique privée à but non-lucratif *National Research Council* (2009) a fait remarquer que les émissions provenant de l'extraction des gaz de schiste pourraient être supérieures à celles provenant des gaz classiques. L'organisation *Council of Scientific Society Presidents* (2010) a écrit au Président Obama pour le mettre en garde à propos de l'insuffisance des études relatives à certaines énergies de transition potentielles telles que les gaz de schiste et le risque qu'elles aggravent le réchauffement climatique au lieu de contribuer à le réduire. Fin 2010, l'agence fédérale *US Environmental Protection Agency* a publié un rapport concluant que les émissions fugitives de méthane des gaz non classiques pourraient être bien supérieures à celles des gaz classiques (EPA 2010).

Les émissions fugitives de méthane constituent une préoccupation particulièrement importante. Le méthane, composant principal du gaz naturel, contribue également fortement à l'effet de serre. Dans ces conditions, même les petites fuites sont importantes. Des modélisations récentes indiquent que le méthane a un potentiel de réchauffement climatique encore plus fort que ce qui était estimé auparavant, si l'on prend en compte les effets indirects du méthane sur les aérosols atmosphériques (Shindell *et al.* 2009). Le bilan énergétique du méthane à l'échelle mondiale est peu limité et de multiples sources et puits de méthane donnent tous lieu à de grandes incertitudes. La teneur en carbone 14 du méthane atmosphérique laisse penser que les combustibles fossiles pourraient être une bien plus grande source de méthane atmosphérique que ce qui est généralement admis (Lassey *et al.* 2007).

L'empreinte GES des gaz de schiste est constituée d'émissions directes de CO₂ provenant de la consommation finale d'énergie, d'émissions indirectes de CO₂ provenant des combustibles fossiles utilisés pour extraire, traiter et transporter le gaz, ainsi que d'émissions fugitives de méthane et de diverses formes de dégagements dans

l'atmosphère. Malgré la très forte activité industrielle impliquée dans l'exploitation des gaz de schiste, les émissions indirectes de CO₂ sont relativement faibles par rapport à celles de la combustion directe du carburant : de 1 g à 1,5 g C MJ⁻¹ (Santoro *et al.* 2011) contre 15 g C MJ⁻¹ pour les émissions directes (Hayhoe *et al.* 2002). Les émissions indirectes provenant des gaz de schiste sont évaluées à seulement 0,04 à 0,45 g C MJ⁻¹ de plus que celles émanant des gaz conventionnels (Wood *et al.* 2011). Ainsi, pour les gaz classiques comme pour les gaz de schiste, l'empreinte GES subit essentiellement les effets des émissions directes de CO₂ et des émissions fugitives de méthane. Nous présentons ici des estimations des émissions de méthane pour leur contribution à l'empreinte GES des gaz de schiste en comparaison avec les gaz classiques.

Notre analyse repose sur les données les plus récentes ; elle s'appuie en particulier sur un document technique de référence sur les émissions de GES publié par les industriels du pétrole et du gaz (EPA 2010) et sur des informations présentées dans ce rapport, ainsi que sur un rapport de l'agence *General Accountability Office* sur les pertes de gaz naturel sur les terres fédérales américaines (GAO 2010). Le rapport de l'EPA daté de 2010 (EPA 2010) est le premier document mettant à jour les données concernant les facteurs d'émissions publié par cette agence depuis 1996 (Harrison *et al.* 1996). Le rapport précédent constituait la base de l'inventaire national des GES durant la dernière décennie. Cependant, cette étude n'était fondée ni sur des échantillonnages aléatoires ni sur un bilan exhaustif des pratiques réelles de l'industrie, mais elle se contentait d'analyser les infrastructures des entreprises volontaires (Kirchgeßner *et al.* 1997). Le nouveau rapport de l'EPA (2010) signale que l'étude de 1996 « avait été menée à une époque où les émissions de méthane ne constituaient pas une préoccupation importante dans le débat sur les émissions de GES » et que les facteurs d'émissions du rapport de 1996 « ne sont plus à jour et pourraient avoir été sous-estimés pour certaines des sources d'émissions ». En effet, les facteurs d'émissions présentés dans le rapport de l'EPA (2010) sont très supérieurs, de plusieurs ordres de grandeur pour certaines sources d'émissions.

1. Les émissions fugitives de méthane pendant le conditionnement d'un puits

Les gaz de schiste sont extraits par fracturation hydraulique de gros volume. De gros volumes d'eau sont injectés dans les schistes sous pression pour fracturer et re-fracturer la roche, et ainsi favoriser l'écoulement du gaz. Une quantité importante de cette eau remonte à la surface sous forme d'eau de reflux durant les premiers jours, voire les premières semaines suivant l'injection, et elle est accompagnée de grandes quantités de méthane (EPA 2010). Le volume de méthane est nettement supérieur à celui qui pourrait être dissous dans les eaux de reflux, ce qui se traduit par un mélange d'eaux de reflux et de méthane gazeux. Nous avons compilé des données provenant de deux formations de schistes gazéifères et trois formations de sable colmaté gazéifères aux USA. Entre 0,6 % et 3,2 % de la production de gaz sur toute la durée de vie d'un puits est rejetée sous forme de méthane pendant la période de reflux (Tableau 1). Nous prenons en compte les formations de sable colmaté ; en effet, les émissions de reflux ainsi que le schéma de production de gaz dans le temps sont similaires lors de l'exploitation des gaz de sable colmaté et lors de celle des gaz de schiste (EPA 2010). Notons que le taux de méthane émis durant le reflux (Tableau 1, colonne B) correspond bien au taux de production initial pour ce puits après son conditionnement (Tableau 1, colonne C). Bien que les données soient limitées, les variations d'un bassin à l'autre semblent modérées : les plus

fortes émissions de méthane au cours du reflux ont été enregistrées dans le bassin de Haynesville, où les pressions initiales et la production initiale étaient très fortes ; les émissions les plus faibles ont été enregistrées dans le bassin d'Uinta, où la période de reflux a été la plus courte, et la production initiale, juste après le conditionnement du puits, était faible. Cependant, on notera que les données utilisées dans le tableau 1 ne reposent pas sur des documents suffisamment fiables car de nombreuses valeurs se fondent sur des diapositives *PowerPoint* utilisées pour des présentations de l'EPA. En conséquence, nous avons choisi pour cet article d'utiliser la moyenne de 1,6 % obtenue à partir du tableau 1 pour représenter les pertes de gaz émanant des fluides de reflux.

Du méthane est encore émis lorsque le puits est « reforé », étape de l'exploitation des gaz non classiques durant laquelle les bouchons de ciment mis en place pour séparer les différentes phases de la fracturation sont reforés pour libérer le gaz et commencer son exploitation. L'EPA (2007) estime que les émissions durant la phase où le puits est reforé se situent entre 142×10^3 et 425×10^3 m³ par puits. En utilisant la valeur moyenne estimée des émissions lors du reforage, soit 280×10^3 m³ (EPA 2007), ainsi que la production moyenne de gaz sur la durée de vie des 5 formations du tableau 1 (soit 85×10^6 m³), on estime que 0,33 % de la production sur la totalité de la durée de vie des puits est émise sous forme de méthane durant la phase de reforage. Cependant, si nous prenons en compte la production moyenne sur la durée de vie totale du puits avec un éventail de données plus étendu concernant 12 formations (Wood *et al.* 2011), soit 45×10^6 m³, on évalue alors les émissions à 0,62 %. Des travaux complémentaires sont nécessaires pour déterminer les émissions durant le reforage à l'échelle d'une formation. Pour le moment, cet article s'appuie sur les estimations les plus prudentes de 0,33 % d'émissions durant le reforage.

En combinant les pertes associées aux fluides de reflux (1,6 %) et aux opérations de reforage (0,33 %), nous estimons que 1,9 % de la production totale d'un puits non classique de gaz de schiste est émise sous forme de méthane pendant le conditionnement du puits (Tableau 2). Encore une fois, cette estimation est incertaine, mais c'est la plus prudente.

Les émissions sont nettement inférieures durant le conditionnement des puits de gaz naturel classique, puisque les puits classiques ne dégagent pas de fluides de reflux et ne nécessitent pas de phase de reforage. En moyenne, $1,04 \times 10^3$ m³ de méthane sont libérés pour chaque puits de gaz classique conditionné (EPA 2010), ce qui correspond à $1,32 \times 10^3$ m³ de gaz naturel (sur la base d'une proportion de méthane dans le gaz de 78,8 %). En 2007, 19 819 puits classiques ont été conditionnés aux États-Unis (EPA 2010) ; nous estimons donc les émissions totales de gaz naturel dans le pays à 26×10^6 m³. La production totale de gaz classique exploité à terre aux États-Unis en 2007 s'élevait à 384×10^9 m³ (EIA 2010b). En conséquence, nous estimons les émissions fugitives moyennes lors du conditionnement d'un puits de gaz classique à 0,01 % de la production du puits sur l'ensemble de sa durée de vie (Tableau 2), soit mille fois moins que les émissions associées à l'exploitation du gaz de schiste.

Tableau 1 Émissions de méthane durant la période de reflux consécutive à la fracturation hydraulique, taux de production de gaz initiaux consécutifs au conditionnement du puits, production de gaz sur la durée de vie d'un puits, et méthane émis durant le reflux exprimé en pourcentages de la production sur la durée de vie d'un puits, pour 5 puits de gaz non classiques aux États-Unis.

On appelle « reflux » le retour des fluides de fracturation hydraulique à la surface immédiatement après la fracturation et avant le conditionnement du puits. Pour ces puits, la période de reflux s'étendait de 5 jours à 12 jours.

	(A) Méthane émis durant le reflux (10^3 m^3) ^a	(B) Méthane émis par jour durant le reflux ($10^3 \text{ m}^3 \text{ jour}^{-1}$) ^b	(C) Production initiale de gaz après conditionnement du puits ($10^3 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}$) ^c	(D) Production sur la durée de vie du puits (10^6 m^3) ^d	(E) Méthane émis durant le reflux en pourcentage de la production sur la durée de vie du puits ^e
Haynesville (Louisiana, schiste)	6 800	680	640	210	3,2
Barnett (Texas, schiste)	370	41	37	35	1,1
Piceance (Colorado, sable colmaté)	710	79	57	55	1,3
Uinta (Utah, sable colmaté)	255	51	42	40	0,6
Den-Jules (Colorado, sable colmaté)	140	12	11	?	?

^a Haynesville: Moyenne de Eckhardt et al (2009) ; Piceance : EPA (2007) ; Barnett : EPA (2004) ; Uinta : Samuels (2010) ; Denver-Julesburg : Bracken (2008).

^b Calculé en divisant le total du méthane émis pendant le reflux (colonne A) par la durée du reflux. La durée du reflux était de 9 jours pour la formation de Barnett (EPA 2004), 8 jours pour Piceance (EPA 2007), 5 jours pour Uinta (Samuels 2010), et 12 jours pour Denver-Julesburg (Bracken 2008); nous nous sommes basés sur une valeur médiane de 10 jours de reflux pour Haynesville.

^c Haynesville : <http://shale.typepad.com/haynesvilleshale/2009/07/chesapeake-energy-haynesville-shale-decline-curve.html1/7/2011> et <http://oilshalegas.com/haynesvilleshalestocks.html> ; Barnett : <http://oilshalegas.com/barnettshale.html> ; Piceance : Kruuskraa (2004) et Henke (2010) ; Uinta : <http://www.epmag.com/archives/newsComments/6242.htm> ; Denver-Julesburg : <http://www.businesswire.com/news/home/20100924005169/en/Synergy-Resources-Corporation-Reports-Initial-Production-Rates>

^d Fondée sur les moyennes concernant ces bassins. Haynesville : <http://shale.typepad.com/haynesvilleshale/decline-curve/> ; Barnett : http://www.aapg.org/explorer/2002/07jul/barnett_shale.cfm et Woods *et al.* (2011) ; Piceance : Kruuskraa (2004) ; Uinta : <http://www.epmag.com/archives/newsComments/6242.htm>

^e Calculé en divisant la colonne (A) par la colonne (D).

Tableau 2 Émissions fugitives de méthane associées à l'exploitation de gaz naturel provenant de puits classiques et de formations de schiste (exprimées en pourcentage de méthane produit durant le cycle de vie d'un puits).

	Gaz classique	Gaz de schiste
Émissions durant le conditionnement du puits	0,01 %	1,9 %
Dégagements réguliers dans l'atmosphère et fuites des équipements sur le site du puits	0,3 à 1,9 %	0,3 à 1,9 %
Émissions durant le déchargement phase liquide	0 à 0,26 %	0 à 0,26 %
Émissions durant le traitement	0 à 0,19 %	0 à 0,19 %
Émissions durant le transport, le stockage et la distribution	1,4 à 3,6 %	1,4 à 3,6 %
Émissions totales	1,7 à 6,0 %	3,6 à 7,9 %

Se référer au texte pour les écarts des estimations et des informations complémentaires.

2. Dégagements dans l'atmosphère et fuites régulières des équipements du puits

Après le conditionnement d'un puits, certaines émissions fugitives se poursuivent sur le site du puits durant toute sa durée de vie. Un puits moyen comporte en général entre 55 et 150 connections à des équipements tels que des réchauffeurs, des compteurs, des déshydrateurs, des compresseurs et des dispositifs de récupération des vapeurs. Un grand nombre des connections liées à ces équipements sont susceptibles de fuir, et de nombreuses soupapes de surpression sont précisément conçues pour laisser échapper du gaz. Les émissions des pompes pneumatiques et déshydrateurs causent une grande partie des fuites (GAO 2010). Une fois le puits conditionné et connecté à un gazoduc, les mêmes technologies sont utilisées pour les gaz classiques et les gaz de schiste ; nous partons du principe que les émissions fugitives postérieures au conditionnement d'un puits sont les mêmes pour les gaz classiques et les gaz de schistes. Le GAO (2010) concluait qu'entre 0,3 % et 1,9 % de la production d'un puits sur toute sa durée de vie est perdue à cause des pertes régulières dans l'air et des fuites des équipements associés au puits (Tableau 2). Des études antérieures ont estimé les émissions fugitives régulières sur le site d'un puits à un maximum de 0,5 % environ (Hayhoe *et al.* 2002 ; Armendariz 2009) ou 0,95 % (Shires *et al.* 2009). Notons qu'aucune de ces études ne prend en compte les accidents ou les dégagements de gaz dans l'atmosphère liés à des situations d'urgence. Aucune donnée sur les émissions durant des situations d'urgence n'est disponible et celles-ci n'ont jamais, à notre connaissance, été prises en compte dans les estimations des émissions liées à la production de gaz naturel. Ainsi, notre estimation de 0,3 % à 1,9 % de fuite reste prudente. Comme nous l'expliquons plus loin, une fuite de 0,3 % de gaz est associée à l'usage des meilleures technologies disponibles.

Des dégagements dans l'atmosphère se produisent en outre durant le « déchargement phase liquide ». Les puits classiques demandent fréquemment de multiples opérations de déchargement phase liquide alors qu'ils parviennent à maturité, afin de limiter l'intrusion d'eau quand la pression des gisements chute. Bien que le phénomène soit moins courant, certains puits non classiques peuvent parfois nécessiter un tel déchargement. Les données empiriques de quatre bassins gazéifères indiquent que de 0,02 % à 0,26 % de la production totale sur la durée de vie d'un puits est dispersée dans l'atmosphère sous forme de méthane durant le déchargement phase liquide (GAO 2010). Tous les puits ne nécessitant pas de déchargement, nous estimons l'écart entre 0 et 0,26 % (Tableau 2).

3. Pertes en cours de traitement

Une partie du gaz naturel, qu'il soit conventionnel ou issu de schistes, est de qualité suffisante pour être acheminé directement au gazoduc, sans autre traitement. D'autres gaz contiennent des quantités d'hydrocarbures lourds et d'impuretés comme des gaz de soufre qui nécessitent d'être enlevés par un traitement préalable à la mise en gazoduc. Notons que la qualité du gaz peut présenter des variations au sein d'une même formation. Par exemple, les gaz de la formation de Marcellus, au nord-est de la Pennsylvanie, nécessitent peu de traitement, voire pas du tout, alors que les gaz du sud-ouest de la Pennsylvanie doivent être façonnés (NYDEC 2009). Du méthane est émis durant le traitement. Le facteur d'émissions fugitives par défaut de l'EPA au niveau des installations pour le traitement du gaz indique une perte de 0,19 % de la production (Shires *et al.* 2009). Nous adoptons donc un écart de 0 % (pas de traitement nécessaire, ce qui correspond aux puits produisant du gaz prêt à être acheminé directement au gazoduc) à 0,19 % du gaz produit, notre estimation des pertes lors du traitement (Tableau 2). Des mesures concrètes des émissions des usines de traitement au Canada avaient révélé des fuites quatre fois supérieures à ce qu'indiquent les facteurs d'émissions standards tels que ceux utilisés par Shires *et al.* (2009) (Chambers 2004), donc, une fois encore, nos estimations sont extrêmement prudentes.

4. Pertes durant le transport, le stockage et la distribution

Des émissions fugitives se produisent en outre durant le transport, le stockage et la distribution du gaz naturel. Les mesures directes des fuites provenant du transport sont limitées, mais deux études donnent des taux de fuites similaires aussi bien aux États-Unis (résultats appartenant à l'étude des facteurs d'émissions de l'EPA en 1996 ; valeur moyenne de 0,53 % ; Harrison *et al.* 1996 ; Kirchgessner *et al.* 1997) qu'en Russie (estimation moyenne de 0,7 %, avec un écart de 0,4 % à 1,6 % ; Lelieveld *et al.* 2005). Les estimations directes des pertes en cours de distribution sont encore plus limitées, mais l'étude de l'EPA de 1996 évalue les pertes à 0,35 % de la production (Harrison *et al.* 1996 ; Kirchgessner *et al.* 1997). Les travaux de Lelieveld *et al.* (2005) se sont appuyés sur les facteurs d'émissions de 1996 pour le stockage et la distribution du gaz naturel associés aux estimations concernant leur transport pour avancer un taux de perte moyen global de 1,4 % (écart de 1,0 % à 2,5 %). Nous utilisons cette valeur de 1,4 % de fuite comme limite minimum probable (Tableau 2). Comme indiqué ci-dessus, les estimations d'émissions de l'EPA de 1996 sont fondées sur des données limitées, et Revkin et Krauss (2009) ont précisé que « les scientifiques du gouvernement et les responsables de l'industrie préviennent que les chiffres réels sont très probablement supérieurs. » De plus, le GIEC (IPCC) (2007) met en garde contre ces approches ascendantes pour l'inventaire du méthane car elles sous-estiment souvent les flux.

Une autre manière d'évaluer les fuites des gazoducs est d'examiner « le gaz perdu et non comptabilisé », c'est-à-dire la différence entre le volume de gaz mesuré à la tête de puits et le volume de gaz véritablement acheté et utilisé par les consommateurs. A l'échelle mondiale, cette méthode a estimé les fuites des gazoducs entre 2,5 % et 10 % (Crutzen 1987 ; Cicerone and Oremland 1988 ; Hayhoe *et al.* 2002), bien que les valeurs les plus élevées reflètent le mauvais entretien des gazoducs en Russie durant l'effondrement de l'Union soviétique et que les fuites en Russie sont maintenant nettement inférieures (Lelieveld *et al.* 2005 ; Reshetnikov *et al.* 2000). Kirchgessner *et al.* (1997) s'opposent à cette approche, invoquant qu'elle est « sujette à de nombreuses erreurs, notamment le vol de gaz, les variations de température et de pression, les différences de cycles de facturation, et les inexactitudes des appareils de mesure. » Cependant, à l'exception des vols, les erreurs devraient être réparties de façon aléatoire et ne devraient influencer l'estimation des fuites ni à la hausse, ni à la baisse. Peu de données récentes sur

le gaz perdu et non comptabilisé sont disponibles au grand public, mais des données concernant l'ensemble de l'État du Texas indiquaient une moyenne de 2,3 % en 2000 et 4,9 % en 2007 (Percival 2010). En 2007, l'État du Texas a voté une nouvelle législation afin de réglementer le gaz perdu et non comptabilisé ; le législateur proposait à l'origine de plafonner fermement les pertes de gaz à 5 %, mais cette proposition a été annulée face à l'opposition des industriels (Liu 2008 ; Percival 2010). Nous prenons la moyenne des données du Texas de 2000 et 2007 sur le gaz perdu et non comptabilisé (3,6 %) comme limite supérieure des pertes en aval (Tableau 2), en considérant que la plus haute valeur de 2007 et la plus basse valeur de 2000 pourraient potentiellement refléter les variations aléatoires des différences des cycles de facturation. Nous estimons qu'il s'agit d'une limite supérieure prudente, étant donnée, en particulier, la résistance des industriels à un plafonnement à 5 %.

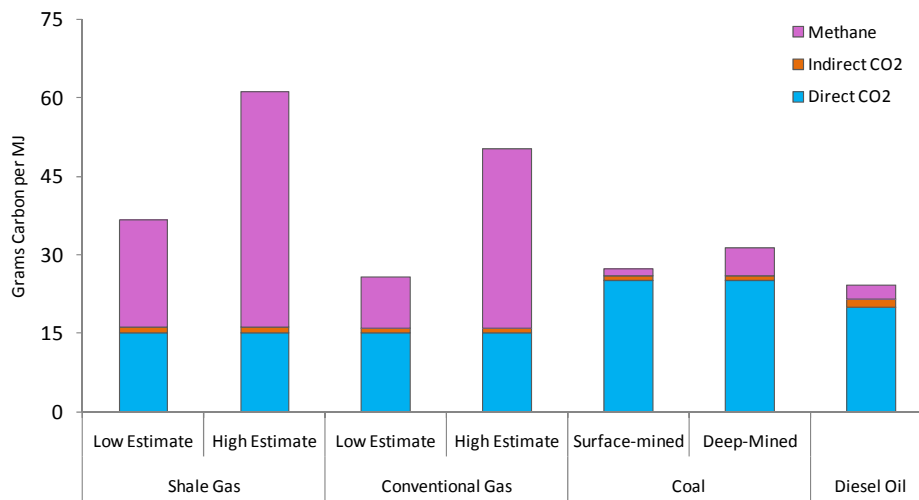
Notre estimation prudente de 1,4 % à 3,6 % de fuites de gaz durant le transport, le stockage et la distribution est remarquablement proche de la « meilleure estimation » de 2,5 % utilisée par Hayhoe *et al.* (2002). Les auteurs considéraient l'écart possible entre 0,2 % et 10 %.

5. Contribution des émissions de méthane à l'empreinte GES du gaz de schiste et des gaz classiques

En additionnant toutes les pertes estimées, nous établissons que durant la durée de vie d'un puits de gaz de schiste moyen, de 3,6 % à 7,9 % de la production totale du puits est émise dans l'atmosphère sous forme de méthane (Tableau 2). Cela correspond à au moins 30 % de plus, et peut-être au-delà de deux fois plus que les émissions de méthane sur le cycle de vie d'un puits de gaz classique, que nous estimons de 1,7 % à 6 %. Le méthane est un GES bien plus puissant que le CO₂, mais il a également un temps de résidence dans l'atmosphère dix fois plus court, donc ses effets sur le réchauffement climatique s'atténuent plus rapidement (IPCC 2007). En conséquence, la comparaison du potentiel de réchauffement de la planète du méthane et du CO₂ nécessite de mener cette étude sur une période bien spécifique. Nous suivons les travaux de Lelieveld *et al.* (2005) et présentons des analyses sur des périodes de 20 ans et de 100 ans. Bien que la période de 100 ans soit couramment utilisée, nous rejoignons Nisbet *et al.* (2000) sur l'importance déterminante de la période de 20 ans, étant donné le besoin de réduire le réchauffement climatique dans les décennies à venir (IPCC 2007). Nous nous appuyons sur des valeurs modélisées récemment à propos du potentiel de réchauffement de la planète du méthane par rapport au CO₂ : respectivement 105 et 33, en comparant leurs masses sur 20 et 100 ans, avec une marge d'incertitude de plus ou moins 23 % (Shindell *et al.* 2009). Ces valeurs sont sensiblement supérieures à celles présentées dans le 4^e rapport d'évaluation du GIEC (2007), mais elles rendent mieux compte de l'interaction du méthane avec les aérosols. Notons que les marchés d'échange des droits d'émission de carbone s'appuient sur un potentiel de réchauffement de la planète encore inférieur, porté à 21 sur une période de 100 ans, mais ce chiffre se fonde sur le 2^e rapport du GIEC (1995), qui est largement dépassé sur ce sujet. (Voir les annexes *Electronic Supplemental Materials* pour la méthodologie de calcul des effets du méthane sur les GES en termes d'équivalents-CO₂).

Le méthane domine l'empreinte GES des gaz de schiste sur une période de 20 ans, en y contribuant de 1,4 à 3 fois plus que les émissions directes de CO₂ (Figure 1a). Sur cette période, l'empreinte GES des gaz de schiste est de 22 % à 43 % supérieure à celle des gaz classiques. En observant les émissions de méthane 100 ans après leur dégagement, elles contribuent toujours de façon importante à l'empreinte GES, mais cet effet est diminué par le temps de résidence dans l'atmosphère relativement court du méthane. Sur cette période de temps, l'empreinte GES des gaz de schiste est de 14 % à 19 % supérieure à celle des gaz classiques (Figure 1b).

A. Période de 20 ans



B. Période de 100 ans

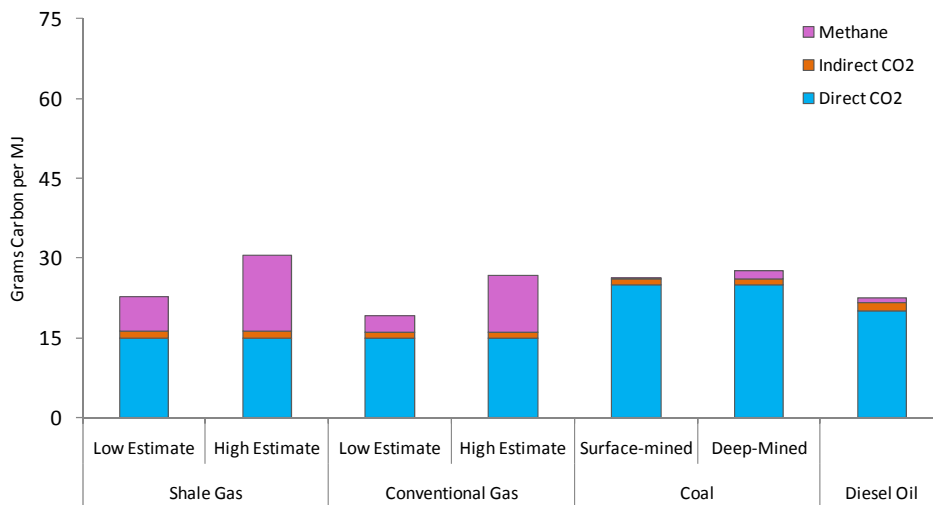


Figure 1 Comparaison des émissions de gaz à effet de serre liés à l'exploitation des gaz de schiste (estimations fugitives de méthane hautes et basses) avec les émissions des gaz naturels classiques (estimations fugitives de méthane hautes et basses), du charbon exploité en profondeur et en surface, et du gazole. Le premier histogramme (a) correspond à une période de 20 ans, tandis que le second (b) décrit une période de 100 ans. Les estimations comprennent les émissions directes de CO₂ pendant la combustion (*en bleu*), les émissions indirectes de CO₂ liées à l'exploitation et à l'usage de la source d'énergie (*en orange*) et les émissions fugitives de méthane, converties en équivalent CO₂ comme cela est expliqué dans le texte (*en rose*). Les valeurs des émissions sont normalisées selon la quantité d'énergie libérée au moment de la combustion. La conversion du méthane en équivalents CO₂ est fondée sur le potentiel de réchauffement climatique d'après les travaux de Shindell *et al.*(2009) qui incluent à la fois l'influence directe et l'influence indirecte du méthane sur les aérosols. Nous utilisons ici les valeurs moyennes de Shindell *et al.* (2009). Shindell *et al.* (2009) admettent une incertitude de plus ou moins 23 % dans ces valeurs moyennes, ce que nous ne prenons pas en compte dans ces histogrammes.

6. Les gaz de schiste comparés aux autres combustibles fossiles

En analysant une période de 20 ans, l'empreinte GES des gaz de schiste est d'au moins 20 % supérieure et peut-être plus de deux fois supérieure à celle du charbon lorsqu'on l'exprime par quantité d'énergie disponible durant la combustion (Figure 1a ; voir aussi *Electronic Supplemental Materials* pour la dérivation des estimations pour le gazole et le charbon). Sur une période de 100 ans, l'empreinte GES est comparable à celle du charbon : avec une hypothèse basse, les émissions des gaz de schiste sont de 18 % inférieures à celles du charbon extrait en profondeur, et avec une hypothèse haute, les émissions des gaz de schiste sont de 15 % supérieures à celles du charbon extrait en surface (Figure 1b). Sur une période de 20 ans, l'empreinte GES des gaz de schiste est supérieure d'au moins 50 % à celle du pétrole, et elle pourrait être 2,5 fois supérieure. Sur une période de 100 ans, l'empreinte pour les gaz de schiste est similaire à celle du pétrole, voire de 35 % supérieure.

Nous ne connaissons pas d'autres estimations de l'empreinte GES des gaz de schiste dans les publications évaluées par des pairs. Cependant, nous pouvons comparer nos estimations concernant les gaz classiques avec trois études évaluées par des pairs publiées précédemment à propos des émissions GES des gaz naturels classiques et du charbon : Hayhoe *et al.* (2002), Lelieveld *et al.* (2005), et Jamarillo *et al.* (2007). Ces trois études concluent que les émissions GES des gaz conventionnels sont inférieures à celles du charbon lorsqu'on analyse la contribution du méthane à l'effet de serre sur 100 ans. En revanche, notre analyse indique que les gaz classiques présentent peu, voire aucun avantage par rapport au charbon même sur une période de 100 ans (Figure 1b). Nos estimations pour les émissions de méthane des gaz classiques se situent dans la fourchette de celles de Hayhoe *et al.* (2002) mais s'avèrent supérieures à celles de Lelieveld *et al.* (2005) et Jamarillo *et al.* (2007) qui s'appuyaient sur les facteurs d'émission de l'EPA de 1996, maintenant reconnus comme trop bas (EPA 2010). Pour évaluer l'effet du méthane, ces trois études reposaient également sur des potentiels de réchauffement de la planète que nous savons maintenant trop faibles (Shindell *et al.* 2009). Pourtant, Hayhoe *et al.* (2002) concluaient que dans bien des scénarios évalués, l'abandon du charbon au profit des gaz naturels classiques pourrait aggraver le réchauffement climatique sur des échelles de temps pouvant aller jusqu'à plusieurs décennies. Même avec une valeur de potentiel de réchauffement climatique inférieure, Lelieveld *et al.* (2005) concluaient que les gaz classiques ont une plus forte empreinte GES que le pétrole si les émissions de méthane dépassent 3,1 % et que leur empreinte GES est pire que celle du charbon si les émissions de méthane dépassent 5,6 % sur une période de 20 ans. Ils s'appuyaient sur une valeur de potentiel de réchauffement climatique du méthane provenant du GIEC (1995) qui représente seulement 57 % de la nouvelle valeur de Shindell *et al.* (2009), ce qui suggère que, dans les faits, des émissions de méthane de seulement 2 % à 3 % rendent l'empreinte GES des gaz classiques pire que celles du pétrole et du charbon. Or, nos estimations pour les émissions fugitives des gaz de schiste atteignent 3,6 % à 7,9 %.

Notre analyse ne prend pas en compte l'efficacité des combustibles dans leur usage final. Si les combustibles sont utilisés pour produire de l'électricité, les gaz classiques présentent des avantages par rapport au charbon grâce à de meilleurs rendements lors de la production (*Electronic Supplemental Materials*). Cependant, cela ne modifie pas

fondamentalement notre conclusion générale : l'empreinte GES des gaz de schiste s'approche de celle du charbon ou la dépasse, même lorsqu'on les utilise pour produire de l'électricité (Voir tableau, dans *Electronic Supplemental Materials*). De plus, on vante les avantages des gaz de schiste pour d'autres usages, comme celui de combustible pour le chauffage et les transports, situations pour lesquelles la supériorité du rendement par rapport au gazole est très peu démontrée.

7. Peut-on réduire les émissions de méthane ?

L'EPA estime que les technologies « vertes » sont à même de réduire les émissions de méthane de l'industrie gazière de 40 % (GAO 2010). Par exemple, les émissions lors du déchargement phase liquide peuvent être grandement réduites par des pompes à piston plongeur (EPA 2006 ; GAO 2010) ; les industriels relèvent une réduction de 99 % des dégagements de gaz dans l'atmosphère dans le bassin de San Juan grâce au recours à des pompes à piston plongeur automatisées (GAO 2010). L'utilisation de séparateurs à ballon de détente ou de systèmes de récupération de la phase gazeuse peut réduire les émissions des déshydrateurs de 90 % (Fernandez *et al.* 2005). Notons cependant que notre gamme d'estimations les plus faibles pour trois des cinq sources mentionnées dans le tableau 2 reflète déjà l'utilisation de la meilleure technologie disponible : hypothèse basse de 0,3 % de dégagements réguliers dans l'atmosphère et de fuites sur les sites des puits (GAO 2010), hypothèse basse de 0 % des émissions durant le déchargement phase liquide, et 0 % durant le traitement.

Les émissions de méthane durant la période de reflux peuvent, en théorie, être réduites jusqu'à 90 % grâce à des technologies de traitement à émissions réduites (*Reduced Emission Completions, REC*) (EPA 2010). Cependant, les technologies *REC* nécessitent que les gazoducs partant du puits soient en place avant le conditionnement, ce qui n'est pas toujours possible dans des zones d'exploitation nouvelles. De toutes manières, ces technologies ne sont actuellement pas utilisées de façon généralisée (EPA 2010).

Si les émissions durant le transport, le stockage et la distribution se trouvent dans la fourchette haute de notre estimation (3,6 % ; Tableau 2), elles pourraient probablement être réduites grâce à de meilleurs réservoirs de stockage et compresseurs, et une meilleure surveillance des fuites. Cependant, les industriels ont montré très peu d'intérêt pour réaliser les investissements nécessaires à la réduction de ces sources d'émissions (Percival 2010).

Une meilleure réglementation peut contribuer à inciter les industriels à réduire les émissions. En conciliant une grande variété d'émissions, le *GAO* (2010) a remarqué que les plus faibles émissions dans le bassin de Piceance au Colorado par rapport à celles du bassin de l'Uinta dans l'Utah sont en grande partie dues à un usage plus généralisé de soupapes pneumatiques à faibles pertes dans le premier bassin car les réglementations plus strictes de l'État du Colorado l'imposent.

8. Conclusions et implications

L'empreinte GES des gaz de schiste est nettement plus forte que celle des gaz classiques, à cause des émissions de méthane associées aux fluides de reflux et à la phase de forage durant le conditionnement d'un puits. Les émissions de méthane

associées à la production régulière et les émissions en aval du puits sont également conséquentes, mais elles sont identiques pour les gaz classiques et les gaz de schiste. Nos estimations de ces sources d'émissions de méthane régulières ou en aval se situent dans la fourchette des estimations relevées dans les inventaires de la plupart des autres publications évaluées par des pairs (Hayhoe *et al.* 2002 ; Lelieveld *et al.* 2005). En dépit de ces conclusions communes, l'incertitude reste grande quant à l'ampleur des émissions fugitives. Étant donnée l'importance du méthane pour le réchauffement climatique, ces émissions méritent une étude bien plus approfondie que celle dont elles ont fait l'objet dans le passé. Nous encourageons vivement à la fois des mesures plus directes et un calcul de prise en compte du gaz plus fin afin de mieux quantifier les pertes et le gaz non comptabilisé.

La forte empreinte GES des gaz de schiste affaiblit la logique de leur usage en tant que carburant de transition pour les décennies à venir, si le but choisi est celui de réduire le réchauffement climatique. Notre intention n'est pas que notre étude soit utilisée pour justifier la poursuite de l'utilisation du pétrole ou du charbon, mais plutôt qu'elle contribue à démontrer que la substitution des gaz de schiste à ces autres combustibles fossiles pourrait ne pas avoir l'effet escompté de réduire le réchauffement climatique.

Enfin, nous remarquons qu'à ce jour, les marchés d'échange de crédits d'émission de carbone sous-estiment les conséquences du méthane sur le réchauffement climatique lié à l'effet de serre, puisque leurs évaluations se fondent sur une période de 100 ans et qu'ils utilisent un potentiel de réchauffement de la planète pour le méthane qui n'est plus à jour. Ces éléments méritent d'être corrigés, et l'empreinte GES complète des gaz non classiques devrait être étudiée lorsque nous planifions l'utilisation d'énergies alternatives pour le futur qui prennent en compte de manière adéquate le changement climatique à l'échelle mondiale.

Remerciements La préparation de cet article a été soutenue par une subvention de la *Park Foundation* et par un fonds de dotation du *David R. Atkinson Professorship in Ecology & Environmental Biology* à *Cornell University*. Nous remercions R. Alvarez, C. Arnold, P. Artaxo, A. Chambers, D. Farnham, P. Jamarillo, N. Mahowald, R. Marino, R. McCoy, J. Northrup, S. Porder, M. Robertson, B. Sell, D. Shrag, L. Spaeth et D. Strahan pour leurs informations, encouragements, conseils et commentaires sur notre analyse et notre manuscrit. Nous remercions M. Hayn pour son aide avec les chiffres. Deux réviseurs anonymes et Michael Oppenheimer ont fourni des commentaires très utiles sur une version précédente de cet article.

Accès libre Cet article est distribué dans le cadre de la licence *Creative Commons Attributions – Pas d'utilisation commerciale*, qui permet d'utiliser, distribuer et reproduire ce document sous tous les formats à l'exception de toute utilisation commerciale, et à condition que le(s) auteur(s) et la source du document soient clairement mentionnés.

Références

- Armendariz A (2009) Emissions from natural gas production in the Barnett shale area and opportunities for cost-effective improvements. Report prepared for Environmental Defense Fund, Austin TX
- Bracken K (2008) Reduced emission completions in DJ basin and natural buttes. Presentation given at EPA/GasSTAR Producers Technology Transfer Workshop. Rock Springs Wyoming, 1 May 2008. <http://www.epa.gov/gasstar/documents/workshops/2008-tech-transfer/rocksprings5.pdf>
- Chambers AK (2004) Optical measurement technology for fugitive emissions from upstream oil and gas facilities. Report prepared for Petroleum Technology Alliance Canada by Carbon and Energy Management, Alberta Research Council, Edmonton, Alberta
- Cicerone RJ, Oremland R (1988) Biogeochemical aspects of atmospheric methane. *Global Biogeochem. Cycles* 2:299–327
- Council of Scientific Society Presidents (2010) Letter from the council to President Obama and senior administration officials, dated May 4, 2010. Council of Scientific Society Presidents, 1155 16th Avenue NW, Washington, DC 20036. Available at <http://www.eeb.cornell.edu/howarth/CCSP%20letter%20on%20energy%20&%20environment.pdf>
- Crutzen PJ (1987) Role of the tropics in atmospheric chemistry. In: Dickinson R (ed) *Geophysics of Amazonia*. Wiley, NY, pp 107–129
- Eckhardt M, Knowles B, Maker E, Stork P (2009) IHS U.S. Industry Highlights. (IHS) Houston, TX, Feb–Mar 2009. <http://www.gecionline.com/2009-prt-7-final-reviews>
- EIA (2010a) Annual energy outlook 2011 early release overview. DOE/EIA-0383ER(2011). Energy Information Agency, U.S. Department of Energy. [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383er\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383er(2011).pdf). Accessed 3 January 2011
- EIA (2010b) Natural gas navigator. Natural gas gross withdrawals and production. http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dcu_NUS_m.htm
- EPA (2004) Green completions. Natural Gas STAR Producer's Technology Transfer Workshop, 21 September 2004. <http://epa.gov/gasstar/workshops/techtransfer/2004/houston-02.html>
- EPA (2006) Lessons learned: options for reducing methane emissions from pneumatic devices in the natural gas industry. U.S. EPA/ Gas STAR. http://www.epa.gov/gasstar/documents/11_pneumatics.pdf
- EPA (2007) Reducing methane emissions during completion operations. Natural Gas STAR Producer's Technology Transfer Workshop, 11 September 2007. http://epa.gov/gasstar/documents/workshops/glenwood-2007/04_recs.pdf
- EPA (2010) Greenhouse gas emissions reporting from the petroleum and natural gas industry. Background Technical Support Document. http://www.epa.gov/climatechange/emissions/downloads10/Subpart-W_TSD.pdf. Accessed 3 January 2011
- Fernandez R, Petrusak R, Robinson D, Zavadil D (2005) Cost-Effective methane emissions reductions for small and

Climatic Change

- midsize natural gas producers. Reprinted from the June 2005 issue of Journal of Petroleum Technology. http://www.icfi.com/Markets/Environment/doc_files/methane-emissions.pdf
- GAO (2010) Federal oil and gas leases: opportunities exist to capture vented and flared natural gas, which would increase royalty payments and reduce greenhouse gases. GAO-11-34 U.S. General Accountability Office Washington DC. <http://www.gao.gov/new.items/d1134.pdf>
- Harrison MR, Shires TM, Wessels JK, Cowgill RM (1996) Methane emissions from the natural gas industry. Executive summary, vol 1. EPA-600/R-96-080a. U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, Washington, DC
- 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
- Henke D (2010) Encana, USA division overview. Encana Natural Gas, investors presentation. <http://www.encana.com/investors/presentations/investorday/pdfs/usa-division-overview.pdf>
- Intergovernmental Panel on Climate Change (1995) IPCC second assessment. *Climate Change*, 1995. <http://www.ipcc.ch/pdf/climate-changes-1995/ipcc-2nd-assessment/2nd-assessment-en.pdf>
- Intergovernmental Panel on Climate Change (2007) IPCC fourth assessment report (AR4). Working Group 1, The Physical Science Basis. http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/contents.html
- Jamarillo P, Griffin WM, Mathews HS (2007) Comparative life-cycle air emissions of coal, domestic natural gas, LNG, and SNG for electricity generation. *Environ Sci Technol* 41:6290–6296
- Kirchgessner DA, Lott RA, Cowgill RM, Harrison MR, Shires TM (1997) Estimate of methane emissions from the US natural gas industry. *Chemosphere* 35: 1365–1390
- Kruuskraa VA (2004) Tight gas sands development—How to dramatically improve recovery efficiency. GasTIPS, Winter 2004. http://media.godashboard.com/gti/4ReportsPubs/4_7GasTips/Winter04/TightGasSandsDEvelopment-HowToDramaticallyImproveRecoveryEfficiency.pdf
- Lassey KR, Lowe DC, Smith AM (2007) The atmospheric cycling of radiomethane and the “fossil fraction” of the methane source. *Atmos Chem Phys* 7:2141–2149
- Lelieveld J, Lechtenbohmer S, Assonov SS, Brenninkmeijer CAM, Dinest C, Fishedick M, Hanke T (2005) Low methane leakage from gas pipelines. *Nature* 434:841–842
- Liu AE (2008) Overview: pipeline accounting and leak detection by mass balance, theory and hardware implementation. Quantum Dynamics, Woodland Hills. Available at http://www.pstrust.org/library/docs/massbalance_Id.pdf
- National Research Council (2009) Hidden costs of energy: unpriced consequences of energy production and use. National Academy of Sciences Press, Washington
- New York Department of Environmental Conservation (2009) Draft supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program. <http://www.dec.ny.gov/energy/58440.html>
- Nisbet EG, Manning MR, Lowry D, Lassey KR (2000) Methane and the framework convention on climate change, A61F-10, *Eos Trans. AGU* 81(48), Fall Meet. Suppl
- Pacala S, Socolow R (2004) Stabilization wedges: solving the climate problem for the next 50 years with current technologies. *Science* 305:968–972
- Percival P (2010) Update on “lost and unaccounted for” natural gas in Texas. *Basin Oil and Gas*. Issue 32. <http://fwbog.com/index.php?page=article&article=248>
- Reshetnikov AI, Paramonova NN, Shashkov AA (2000) An evaluation of historical methane emissions from the Soviet gas industry. *JGR* 105:3517–3529
- Revkin A, Krauss C (2009) By degrees: curbing emissions by sealing gas leaks. *New York Times*, 14 October 2009. Available at <http://www.nytimes.com/2009/10/15/business/energy-environment/15degrees.html>
- Samuels J (2010) Emission reduction strategies in the greater natural buttes. Anadarko Petroleum Corporation. EPA Gas STAR, Producers Technology Transfer Workshop Vernal, Utah, 23 March 2010. http://www.epa.gov/gasstar/documents/workshops/vernal-2010/03_anadarko.pdf
- Santoro R, Howarth RW, Ingraffea T (2011) Life cycle greenhouse gas emissions inventory of Marcellus shale gas. Technical report of the Agriculture, Energy, & Environment Program, Cornell University, Ithaca, NY. To be archived and made available on-line
- Shindell DT, Faluvegi G, Koch DM, Schmidt GA, Unger N, Bauer SE (2009) Improved attribution of climate forcing to

Climatic Change

emissions. *Science* 326:716–718

Shires TM, Loughran, CJ, Jones S, Hopkins E (2009) Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industry. Prepared by URS Corporation for the American Petroleum Institute (API). API, Washington DC

Wood R, Gilbert P, Sharmina M, Anderson K, Fottitt A, Glynn S, Nicholls F (2011) Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. Tyndall Center, University of Manchester, Manchester, England. http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndallcoop_shale_gas_report_final.pdf