



## RAPPORT TECHNIQUE

### LE GAZ NATUREL : REVUE DE LITTÉRATURE PORTANT SUR LES ÉMISSIONS FUGITIVES DE MÉTHANE

MAI 2019

*Préparé pour*

#### Énergir

À l'attention de M. Philippe Lanthier  
Conseiller en développement durable  
1717 rue du Havre,  
Montréal, QC,  
H2K 2X3



Ce rapport a été préparé par le Centre international de référence sur le cycle de vie des produits procédés et services (CIRAIG).

Fondé en 2001, le CIRAIG a été mis sur pied afin d'offrir aux entreprises et aux gouvernements une expertise universitaire de pointe sur les outils du développement durable. Le CIRAIG est un des plus importants centres d'expertise en cycle de vie sur le plan international. Il collabore avec de nombreux centres de recherche à travers le monde et participe activement à l'Initiative sur le cycle de vie du Programme des Nations Unies sur l'Environnement (PNUE) et de la Société de Toxicologie et de Chimie de l'Environnement (SETAC).

Le CIRAIG a développé une expertise reconnue en matière d'outils du cycle de vie incluant l'analyse environnementale du cycle de vie (ACV) et l'analyse sociale du cycle de vie (ASCV). Complétant cette expertise, ses travaux de recherche portent également sur l'analyse des coûts du cycle de vie (ACCV) et d'autres outils incluant les empreintes carbone et eau. Ses activités comprennent des projets de recherche appliquée touchant plusieurs secteurs d'activités clés dont l'énergie, l'aéronautique, l'agroalimentaire, la gestion des matières résiduelles, les pâtes et papiers, les mines et métaux, les produits chimiques, les télécommunications, le secteur financier, la gestion des infrastructures urbaines, le transport ainsi que de la conception de produits « verts ».

## **AVERTISSEMENT**

Les auteurs sont responsables du choix et de la présentation des résultats. Les opinions exprimées dans ce document sont celles des membres de l'équipe de projet et n'engagent aucunement le CIRAIG, Polytechnique Montréal ou l'ESG-UQÀM.

À l'exception des documents du CIRAIG, comme le présent rapport, toute utilisation du nom du CIRAIG, de Polytechnique Montréal ou de l'ESG-UQÀM lors de communication destinée à une divulgation publique associée à ce rapport doit faire l'objet d'un consentement préalable écrit d'un représentant dûment mandaté du CIRAIG, de Polytechnique Montréal ou de l'ESG-UQÀM.

## **CIRAIG**

Centre international de référence sur le cycle  
de vie des produits, procédés et services  
Polytechnique Montréal  
Département de génie chimique  
3333 Chemin Queen-Mary, suite 310  
Montréal (Québec) Canada  
H3V 1A2

[www.ciraig.org](http://www.ciraig.org)

## Équipe de travail

---

### Réalisation

Pierre-Olivier Roy, Ph.D., Lead Energy

Réalisation de la revue critique

---

Jean-François Ménard, B. Ing

Support technique et révision

---

### Collaboration

Sophie Fallaha, ing., M. Sc.A

Directrice exécutive, CIRAIG

Coordination du projet

### Direction de projet

Pr Réjean Samson, ing., Ph.D.

Directeur général, CIRAIG

---

## Sommaire

---

Au Québec, le gaz naturel est particulièrement (actuellement et dans le futur) utilisé pour la génération de chaleur résidentielle, commerciale et industrielle, ou dans le futur, comme carburant pour les transports. Énergir, distribue près de 97 % du gaz naturel consommé au Québec. Énergir s'approvisionne, depuis novembre 2016, à plus de 89 % au carrefour gazier de Dawn, en Ontario, et à moins de 10 % à partir d'Empress en Alberta. Dawn est un carrefour connecté à plusieurs grands bassins d'approvisionnement en Amérique, soit le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, les Rocheuses américaines, le « Mid-Continent », le bassin du Marcellus et le bassin du golfe du Mexique.

Le gaz naturel a plusieurs utilités, mais peut-il être considéré comme une énergie de transition?

Plusieurs le considèrent, notamment en raison des émissions de CO<sub>2</sub>, lors de sa combustion, inférieures à celles pour d'autres sources énergétiques fossiles. D'autres mettent plutôt de l'avant les problématiques des émissions fugitives de méthane<sup>1</sup>, de la contamination des eaux de surface ou de l'augmentation de l'incidence des séismes qui lui sont associées. Ce faisant, ils jettent un doute sur l'utilisation du gaz naturel afin de permettre la transition énergétique vers les énergies renouvelables.

Toutefois, les émissions fugitives de méthane représentent la principale source de remise en question du gaz naturel. La question des émissions fugitives de méthane est délicate puisque les études ne s'accordent pas sur les conclusions à retenir. Ainsi, elles peuvent rapporter des taux d'émissions fugitives de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel<sup>2</sup> variant entre 0,1 et 12% de la production d'un puits conventionnel ou de schiste.

Ce document de travail revisite et analyse d'un point de vue critique les diverses études qui ont été réalisées depuis 2010.

Au fil du temps, quatre grandes tendances se dégagent :

- **Les premières approximations (2010 – 2012)** : une série d'études basées sur un nombre limité de données de terrains. Par conséquent, diverses hypothèses ont été postulées quant aux pratiques sur le terrain et au niveau de production des divers sites. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie varie alors entre 2 et 9% de la production d'un puits/site. **Ces études ont permis de mettre en lumière une problématique potentielle qui se devait d'être vérifiée.**
- **Les mesures de terrains (2012-2015)** : en raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études basées sur des mesures et des pratiques de terrains sur de multiples sites ont été réalisées. **Les résultats de ces études révisaient généralement à la baisse les premières estimations d'émissions fugitives** de méthane. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie de ces

---

<sup>1</sup> Les émissions fugitives sont définies par l'agence de la protection de l'environnement américaine (US EPA) comme « les émissions intentionnelles et non intentionnelles des systèmes d'extraction, de traitement et de livraison des combustibles fossiles » (US EPA, 2010a). Les émissions *intentionnelles* désignent les émissions liées au fonctionnement d'un équipement ou d'un système (p.ex. une valve de sécurité relâchant du gaz si la pression est trop élevée). Les émissions *non intentionnelles* résultent de l'usure, d'une rupture ou d'un dommage encouru par une pièce d'équipement. Les émissions intentionnelles sont généralement supérieures aux émissions non intentionnelles.

<sup>2</sup> Incluant les étapes d'exploration, d'exploitation, de traitement du gaz, de transmission et de distribution

études se situe généralement entre 1 et 2% avec un niveau d'émissions sur le site d'extraction de près de 0.5% de la production de gaz naturel.

- **Les études par mesure de la concentration atmosphérique et/ou d'observations satellites (2012-2016)** : en raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études basées sur des mesures de la concentration atmosphérique ont été réalisées. Contrairement à l'approche par mesures directes, ces études mesurent la concentration atmosphérique environnante d'un site d'extraction (ou d'opération) et tente d'attribuer la responsabilité des concentrations atmosphériques mesurées à divers sites environnants à l'aide de modèles atmosphériques. **Les résultats de ces études révisaient généralement à la hausse les premières estimations d'émissions fugitives** de méthane. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie moyen de ces études se situe aux alentours de 9% à 12%.
- **Dichotomie et réconciliation entre les mesures de terrains et les mesures de concentration atmosphérique (2015-maintenant)** : qui dit vrai? Les études basées sur la concentration atmosphérique sont-elles trop incertaines en attribuant de façon erronée la responsabilité des émissions de méthane mesurées à des sites d'extraction du gaz naturel, ou au contraire captent-elles des émissions non considérées par l'approche basée sur des mesures directes qui identifie au préalable les sources d'émissions? Pendant plusieurs années la question demeure sans réponse alimentant l'incertitude sur la question du gaz naturel. **Ce n'est que fin 2017 que des études ont pu offrir une réconciliation au profit des études basées sur les mesures directes.**

Bien qu'il reste encore des « super émetteurs », des sources d'incertitudes, des pratiques variables et du travail à faire afin de minimiser les émissions fugitives de méthane, les plus récents travaux laissent sous-entendre que les émissions de GES du gaz non conventionnel sont légèrement supérieures, mais globalement similaires, à celles du gaz naturel conventionnel.

Ainsi, bien que cette revue de littérature à elle seule ne permet pas de répondre à la question : *est-ce que le gaz naturel est une énergie permettant la transition vers les énergies renouvelables?*; elle permet de montrer que les émissions fugitives de méthane ne s'avère pas le frein que certains opposants supposent.

## TABLE DES MATIÈRES

ÉQUIPE DE TRAVAIL .....	III
SOMMAIRE .....	IV
LISTE DES TABLEAUX .....	VII
LISTE DES FIGURES .....	VIII
<b>1 MISE EN CONTEXTE.....</b>	<b>1</b>
1.1 OBJECTIF GÉNÉRAL DU PROJET ET OBJECTIF SPÉCIFIQUE DE CE DOCUMENT .....	1
<b>2 ANALYSE CRITIQUE DE LA LITTÉRATURE .....</b>	<b>3</b>
2.1 CYCLE DE VIE DU GAZ NATUREL : DE L'EXTRACTION JUSQU'À LA DISTRIBUTION .....	3
2.1.1 <i>Gaz naturel conventionnel terrestre et marin</i> .....	3
2.1.2 <i>Gaz naturel non conventionnel: gaz de schiste</i> .....	3
2.1.3 <i>Gaz naturel non conventionnel: gaz de réservoir étanche (« tight gas »)</i> .....	3
2.1.4 <i>Gaz naturel non conventionnel: méthane de houille (« coalbed methane »)</i> .....	4
2.1.5 <i>Gaz naturel renouvelable</i> .....	4
2.1.6 <i>Traitement du gaz naturel conventionnel et non conventionnel</i> .....	4
2.1.7 <i>Transmission du gaz naturel</i> .....	6
2.2 DESCRIPTION GENERALE DES PREOCCUPATIONS ASSOCIEES A L'EXPLOITATION DU GAZ NATUREL .....	6
2.3 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE .....	7
2.3.1 <i>Évaluation des émissions fugitives : premières approximations (2010 – 2012).</i> .....	8
2.3.2 <i>Évaluation des émissions fugitives basée sur des mesures de terrains (2012 –2015).</i> .....	11
2.3.3 <i>Évaluation des émissions fugitives : harmonisation des premières estimations (2014).</i> .....	14
2.3.4 <i>Évaluation des émissions fugitives basée sur des mesures de la concentration atmosphérique : 2012-2016</i> .....	15
2.3.5 <i>Dichotomie des résultats entre l'approche par « mesures directes sur le terrain » et l'approche « mesure de la concentration atmosphérique » : 2014 - 2018</i> .....	17
2.3.6 <i>Dichotomie des résultats entre l'approche par « mesures directes sur le terrain » et l'approche « mesure de la concentration atmosphérique » - la fin du débat? : 2018 -</i> .....	19
2.4 COMPARAISON DES MODÈLES GREET, GHGENIUS ET DE LA BASE DE DONNÉES D'INVENTAIRE ECOINVENT.....	21
2.5 UTILISATION ET ORIGINE DU GAZ NATUREL AU QUÉBEC.....	22
<b>3 CONCLUSION .....</b>	<b>27</b>
<b>4 RÉFÉRENCES .....</b>	<b>29</b>

## Liste des tableaux

---

Tableau 2-1 : Composition du gaz naturel à travers le monde	5
Tableau 2-2 : Composition du gaz naturel (% mol) dans le réseau de transmission.	6
Tableau 2-3 : Évaluation des émissions fugitives en valeur absolue (cycle de vie) – hypothèse du niveau de production d’un puits	10
Tableau 2-4 : Évaluation des émissions fugitives en valeur absolue (préproduction) - scénario de gestion des émissions fugitives	10
Tableau 2-5 : Études estimant les émissions fugitives de méthane	11
Tableau 2-6 : Évaluation des émissions fugitives moyennes de l’étude de O’Sullivan et coll. (2012)	12
Tableau 2-7 : Inventaire d’émissions fugitives selon divers bassins américains	13
Tableau 2-8 : Comparaison des modèles GREET et GHGenius et de la base de données d’inventaire <i>ecoinvent</i> en ce qui a trait aux émissions de GES associées au gaz naturel	21

## Liste des figures

---

Figure 2-1 : Émissions de gaz à effet de serre selon diverses études (adapté de Webber et Clavin, 2012). .....	8
Figure 2-2 : Production d'un puits de gaz de schiste (adapté de O'Sullivan et Palstev, 2012). (Total représente l'ensemble des puits recensés – indépendamment de la région) 12	
Figure 2-3: Résultats harmonisés de Heath et coll. (2014). .....	15
Figure 2-4 : Évaluation de l'inventaire national des émissions anthropogéniques de méthane aux États-Unis (gauche) et comparaison avec l'inventaire EDGAR (milieu et droite)... 17	
Figure 2-5 : Résultats de l'étude de Penn State University (2017).....	19
Figure 2-6 : Réconciliation des deux approches (Alvarez et coll., 2018).....	20
Figure 2-7 Variations temporelles des émissions fugitives selon les deux approches (Vaughn et coll., 2018).....	20
Figure 2-11: Consommation passée, présente et prospective au Québec (NEB, 2017). .....	23
Figure 2-12 : Production de gaz naturel journalière en 2025 (ONÉ, 2017).....	23
Figure 2-13 : Production de gaz naturel journalière en 2027 (Alberta Energy Regulator, 2018)..	24
Figure 2-14 : Production de gaz naturel journalière aux États-Unis (U.S. EIA, 2015).....	25
Figure 2-15 : Production de gaz naturel journalière aux États-Unis (U.S. EIA, 2018) .....	26
Figure 2-16 : Projection de la production annuelle de gaz de schiste aux États-Unis selon le U.S. EIA (image tirée d'une source tierce) .....	26

## 1 Mise en contexte

---

Le gaz naturel est-il une énergie de transition?

Plusieurs le considèrent, notamment en raison des émissions de CO<sub>2</sub>, lors de sa combustion, inférieures à celles pour d'autres sources énergétiques fossiles. D'autres mettent plutôt de l'avant les problématiques des émissions fugitives de méthane<sup>3</sup>, de la contamination des eaux de surface ou de l'augmentation de l'incidence des séismes qui lui sont associées. Ce faisant, ils jettent un doute sur l'utilisation du gaz naturel afin de permettre la transition énergétique vers les énergies renouvelables.

La question des émissions fugitives de méthane est délicate puisque les études ne s'accordent pas sur les conclusions à retenir. Ainsi, elles peuvent rapporter des taux d'émissions fugitives de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel<sup>4</sup> variant entre 0,1 et 12% de la production d'un puits conventionnel ou de schiste.

Une part importante du chiffre d'affaires d'Énergir est la distribution du gaz naturel aux secteurs résidentiel, industriel et du transport du Québec. Afin d'informer ses décisions stratégiques en identifiant les points chauds de sa chaîne d'approvisionnement, Énergir cherche à améliorer ses pratiques d'approvisionnement en documentant les variations géographiques ainsi que les meilleures pratiques actuelles. L'organisation cherche également à fournir un portrait le plus réaliste de la situation québécoise actuelle – les études publiées faisant majoritairement référence à des cas de figure américains ou européens.

### 1.1 Objectif général du projet et objectif spécifique de ce document

L'objectif du projet est de fournir un portrait d'ensemble des impacts environnementaux et sociaux de la chaîne d'approvisionnement et des diverses utilisations du gaz naturel.

Pour ce faire, le CIRAIG propose de réaliser :

- 1) Une analyse critique de la littérature portant sur les impacts environnementaux du gaz naturel avec une emphase sur les émissions fugitives de méthane.
- 2) Une analyse critique des hypothèses et résultats des modèles GREET, GHGenius et de la base de données d'inventaire du cycle de vie *ecoinvent* pour un contexte d'application québécois;
- 3) Le profil environnemental prospectif du cycle de vie d'une exploitation de gaz naturel en Amérique du Nord, incluant l'extraction du gaz naturel, la purification, la transmission, la distribution et diverses utilisations (génération de chaleur et carburant

---

<sup>3</sup> Les émissions fugitives sont définies par l'agence de la protection de l'environnement américaine (US EPA) comme « les émissions intentionnelles et non intentionnelles des systèmes d'extraction, de traitement et de livraison des combustibles fossiles » (US EPA, 2010a). Les émissions *intentionnelles* désignent les émissions liées au fonctionnement d'un équipement ou d'un système (p.ex. une valve de sécurité relâchant du gaz si la pression est trop élevée). Les émissions *non intentionnelles* résultent de l'usure, d'une rupture ou d'un dommage encouru par une pièce d'équipement. Les émissions intentionnelles sont généralement supérieures aux émissions non intentionnelles.

<sup>4</sup> Incluant les étapes d'exploration, d'exploitation, de traitement du gaz, de transmission et de distribution

pour les transports) du gaz naturel – pouvant inclure des étapes supplémentaires telles que la liquéfaction, le transport maritime vers divers marchés et la regazéification;

- 4) L'intégration des incertitudes inhérentes dans la prise de décision stratégique;
- 5) Une analyse comparative conséquentielle des impacts environnementaux potentiels découlant de la substitution de diverses filières énergétiques par le gaz naturel dans des marchés visés.

Ce document se penche sur les objectifs 1 et 2. Les sections couvrant les autres objectifs seront rendues au fur et à mesure que le projet avancera.

## 2 Analyse critique de la littérature

---

Cette section cherche à faire un survol des dernières informations scientifiques disponibles en lien avec le gaz naturel.

### 2.1 Cycle de vie du gaz naturel : de l'extraction jusqu'à la distribution

Cette sous-section présente un sommaire général des activités associées aux différents types de gaz naturel qui seront considérées lors de la modélisation ultérieure des diverses chaînes d'approvisionnement du gaz naturel.

#### 2.1.1 *Gaz naturel conventionnel terrestre et marin*

Pour extraire le gaz naturel d'un puits conventionnel, il est nécessaire de forer la croûte terrestre jusqu'au réservoir de gaz naturel. Le réservoir de gaz naturel est une poche naturelle localisée dans une formation rocheuse dans laquelle des processus biologiques, au fil du temps, ont créé du gaz naturel et/ou du pétrole. Ce processus est très lent et s'accomplit sur plusieurs milliers d'années (voir millions). Une fois le réservoir percé, des tuyaux sont posés dans le puits et sont entourés de ciment pour empêcher la contamination du sol et de l'eau en cas de rupture de la conduite. Au début, le gaz naturel remonte vers la surface par une simple différence de pression. Avec le temps, des pompes peuvent être nécessaires pour extraire davantage de gaz naturel.

Le gaz naturel peut se retrouver en présence de pétrole. On dit alors que le gaz naturel est associé.

#### 2.1.2 *Gaz naturel non conventionnel: gaz de schiste*

Le gaz de schiste est du gaz naturel qui a été piégé, non pas dans un réservoir, mais plutôt dans les pores du schiste – une structure géologique. Des techniques ont été raffinées au cours des dernières années pour accéder à ce gaz naturel, soit la fracturation hydraulique.

La fracturation hydraulique consiste à percer un puits vertical, puis, à partir d'un certain point, un puits horizontal. Des tuyaux sont déposés dans le puits et sont ensuite entourés de ciment pour empêcher la contamination du sol et de l'eau en cas de rupture de la conduite. L'extrémité de cette dernière est détruite – par des explosifs, des pré-perforations ou autres. Des liquides de fracturation hautement pressurisés, généralement constitués d'eau, de sable et de certains agents chimiques, sont ensuite injectés dans la conduite, ouvrant les pores de la formation rocheuse permettant la circulation du gaz de schiste vers la surface. Le sable et les agents chimiques sont utilisés pour garder les pores ouverts. Au début, le gaz de schiste retourne à la surface par une simple différence de pression. Avec le temps, une refracturation peut être nécessaire pour extraire plus de gaz de schiste.

Le gaz naturel peut se retrouver en présence de pétrole. On dit alors que le gaz naturel est associé.

#### 2.1.3 *Gaz naturel non conventionnel: gaz de réservoir étanche (« tight gas »)*

Le gaz de réservoir étanche est extrait de la même façon que le gaz de schiste. Seule la formation géologique où est « emprisonné » le gaz naturel diffère.

Le gaz naturel peut se retrouver en présence de pétrole. On dit alors que le gaz naturel est associé.

#### **2.1.4 Gaz naturel non conventionnel: méthane de houille (« coalbed methane »)**

Le méthane de houille est extrait de la même façon que le gaz de schiste. Seule la formation géologique où est « emprisonné » le gaz naturel diffère. En effet, le méthane de houille se trouve généralement plus près de la surface et se retrouve en présence de charbon.

#### **2.1.5 Gaz naturel renouvelable**

Le gaz naturel renouvelable est généré par la décomposition (accélérée ou non) de la matière organique sous condition anaérobique (sans oxygène). Ce gaz naturel est généralement produit localement et peut être injecté dans le réseau gazier ou utilisé directement comme source énergétique. Aucun forage et aucune contamination des eaux n'est attribuable à ce type de gaz naturel.

Ce type de gaz naturel n'est pas produit conjointement au pétrole.

#### **2.1.6 Traitement du gaz naturel conventionnel et non conventionnel**

Le gaz naturel extrait est constitué de méthane, de propane, d'éthane, de butane, de pentane, d'hexane, de dioxyde de carbone, d'azote, d'hydrogène sulfuré et d'eau. Le Tableau 2-1 présente la composition du gaz naturel retrouvé dans diverses régions du monde. Dans le cadre de cette étude, seule la composition du gaz naturel albertain sera utilisée. La présentation de la composition dans d'autres régions du monde sert d'indicateur à la variabilité naturelle potentiellement retrouvée.

Certaines de ces substances doivent être éliminées afin de produire du gaz naturel standardisé (EIA, 2006).

Pour ce faire, les usines de traitement du gaz naturel sont généralement construites dans des régions productrices de gaz. Une usine peut traiter le gaz provenant de plusieurs puits dans une région spécifique (EIA, 2006). Le gaz naturel est transporté des sites d'extraction à ces usines par l'intermédiaire d'un réseau de gazoduc à basse pression et de faible diamètre.

À l'usine de traitement, la vapeur d'eau est d'abord éliminée du gaz en utilisant des méthodes d'absorption ou d'adsorption. La déshydratation au glycol est un exemple d'absorption, dans laquelle le glycol, qui a une affinité chimique pour l'eau, est utilisé pour absorber la vapeur.

Le gaz naturel est ensuite traité pour éliminer le soufre et le dioxyde de carbone. Souvent, le gaz naturel provenant des puits contient de grandes quantités de ces deux composés (il est alors appelé gaz acide). L'élimination du soufre et du dioxyde de carbone du gaz est similaire aux processus d'absorption précédemment décrits.

Le gaz naturel est ensuite traité pour éliminer les autres hydrocarbures que le méthane (c'est-à-dire l'éthane, le propane, le butane, le pentane, l'hexane). La récupération de ces derniers, appelés liquides de gaz naturel (LGN), est généralement effectuée avec la méthode d'adsorption ou par le procédé d'expansion cryogénique. La méthode d'absorption est similaire à la méthode d'adsorption d'eau. La méthode d'expansion cryogénique consiste à faire chuter la température du gaz provoquant la condensation des hydrocarbures afin qu'ils puissent être séparés du gaz naturel. La méthode d'adsorption est généralement utilisée pour éliminer les hydrocarbures

plus lourds tandis que les hydrocarbures plus légers sont éliminés en utilisant le processus d'expansion cryogénique.

**Tableau 2-1 : Composition du gaz naturel à travers le monde**

Région	Bassin	Fraction (% mol)							Source
		Méthane	Éthane	Propane	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	Autres	
Alberta	N/A	82.8	4.5	2.7	10.0			≈0	Alberta Energy Regulator (2018)
Texas	Barnett	86.8	6.7	2.0	1.7	2.9	0	-	Bullin et coll. (2009)
New York, Pennsylvanie, Virginia	Marcellus	85.2	11.3	2.9	0.4	0.3	N/D	-	Bullin et coll. (2009)
Arkansas	Fayetteville	97.1	1.0	0.0	1.0	0.7	N/D	-	Bullin et coll. (2009)
Illinois, Indiana, Kentucky	New Albany	89.9	1.1	1.1	7.9	0.0	N/D	-	Bullin et coll. (2009)
Michigan	Antrium	62.0	4.2	1.1	3.8	29.0	N/D	-	Bullin et coll. (2009)
Louisiane, Texas	Haynesville	95.0	0.1	0.0	4.8	0.1	N/D	-	Bullin et coll. (2009)
Utica américain	Utica	80.3	12.5	4.1	0.1	0.3	≈0	2.7	SEA (2014)
Utica du Québec	Utica	98.0	1.2	0.0	0.2	0.0	≈0	0	Van Durme et coll. (2012)
Mer du Nord	Alwynn	86.0	5.8	2.5	3.4	0.55	0	1.7	Roy et coll. (2016)
Coalbed methane Australien	N/A	95.1	0.05		1.2	3.65	0	0	Roy et coll. (2016)
Indonésie	South Mahakam	87.0	3.7	2.7	4.3	0.3	0	2.0	Roy et coll. (2016)
Yémen	N/A	90.1	5.7	2.5	0.3	0.1	0	1.4	Roy et coll. (2016)

### 2.1.7 Transmission du gaz naturel

Le transport du gaz naturel est fait au moyen de gazoduc à haute pression entre les zones de production et les zones de demande. Les exigences de pression dans le gazoduc sont maintenues au moyen de stations de compression en cours de route. Les compresseurs fonctionnent généralement avec une petite quantité de gaz naturel prélevé à même le gazoduc. L'électrification des compresseurs est également possible.

La composition du gaz naturel dans le réseau de transmission et de distribution est présentée au Tableau 2-2. Cette composition représente la composition moyenne du gaz naturel transmis par la compagnie canadienne Union Gas aux États-Unis – où la plus grande part du gaz transmis provient de l'Ouest canadien.

**Tableau 2-2 : Composition du gaz naturel (% mol) dans le réseau de transmission.**

	Composition (% mol)						
	Méthane	Éthane	Propane	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	Autres
Moyenne du gaz naturel transmis <sup>5</sup>	95.0	3.2	0.2	0.5	1.0	N/D	-

## 2.2 Description générale des préoccupations associées à l'exploitation du gaz naturel

L'exploitation du gaz naturel (et plus particulièrement du gaz de schiste, du gaz étanche et du méthane de houille) soulève de nombreuses interrogations liées à des problématiques environnementales spécifiques (Wood et coll. (2011); Kargbo et coll. (2010); Parlement européen (2011); Schmidt (2011); Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec (2010)).

Ces dernières peuvent être résumées ainsi :

- Émissions de gaz à effet de serre; spécificité du gaz naturel : origine et ampleur potentielle des émissions fugitives de méthane;
- Contamination potentielle des aquifères souterrains;
- Résidus radioactifs liés au retour du liquide de fractionnement;
- Demande élevée en eau pour la fracturation hydraulique (spécifique au gaz naturel non conventionnel);
- Augmentation des risques sismiques (spécifique au gaz naturel non conventionnel);
- Utilisation des terres : l'exploitation du gaz de schiste peut requérir plus de surface que l'exploitation du gaz conventionnel vu le caractère plus diffus de la ressource;
- Émissions à l'air, à l'eau et au sol (autres que les gaz à effet de serre) : acidification (ex. SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>), eutrophisation (ex. NO<sub>x</sub>), toxicité/écotoxicité (produits chimiques divers; additifs de forage et liquide de fracturation), création de smog (en lien avec les composés organiques volatils);

<sup>5</sup> Union Gaz, 2014

- Nuisances sonore et visuelle particulièrement lorsque les activités sont proches d'habitations;
- Dommages aux routes, causés par le volume de transport.

La plupart de ses impacts environnementaux sont associés à des activités humaines usuelles et ne soulèvent pas d'opposition majeure tant qu'ils sont sous des seuils acceptés.

Les émissions de gaz à effet sont considérées par la plupart des auteurs comme étant la problématique environnementale la plus importante lorsqu'il est question de l'industrie gazière.

La contamination potentielle des aquifères souterrains et l'utilisation de l'eau semblent constituer également une préoccupation importante. Toutefois, à la lumière de l'information colligée, la **contamination des aquifères souterrains par le gaz naturel semble réelle, mais non-systématique**. Trois mécanismes de contamination ont été recensés : 1) via des failles dans le sous-sol, 2) via la surface, par un bris d'équipement, 3) ainsi que par des eaux de reflux traité, mais dont l'efficacité des systèmes de traitement est remise en question. Aucune contamination par le premier mécanisme n'a été recensée à ce jour dans la littérature – il ne s'agit que d'un mécanisme théorique à ce stade.

La prochaine sous-section retrace l'évolution des diverses études associées aux émissions de GES associées à la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel.

### 2.3 Émissions de gaz à effet de serre

Le potentiel de réchauffement global (PRG) est un indicateur développé pour permettre la comparaison – sur une base commune – des impacts sur le réchauffement global de différents gaz à effet de serre (GES). Il s'agit d'une mesure de la quantité d'énergie qu'une tonne d'un GES émis dans l'atmosphère absorbera sur une période donnée, par rapport à 1 tonne de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Les résultats sont exprimés en kilogrammes d'équivalent CO<sub>2</sub> (kg éq. CO<sub>2</sub>). Les PRG permettent de regrouper les émissions des différents GES et de comparer des systèmes ayant des profils d'émission de GES différents.

La période habituellement considérée pour les calculs d'émissions de GES du potentiel de réchauffement global est de 100 ans. Le PRG 100, comme il est communément appelé, a été adopté par consensus politique lors des premières discussions sur le climat dans les années 90. La sélection de l'horizon de temps de 100 ans suscite toutefois des débats aujourd'hui au sein de la communauté scientifique. En effet, les GES qui ont une courte durée de vie atmosphérique, liée au phénomène d'oxydation, ont des PRG inférieurs puisque leur effet prend fin avant la fin de la période de 100 ans, tandis que ceux du CO<sub>2</sub> s'échelonnent sur une période bien plus longue (et donc le dénominateur du calcul du PRG ne cesse de grandir avec le temps). Pour ces GES à courte durée de vie, certains arguent qu'un horizon de 20 ans serait préférable pour mieux prendre en compte leur effet sur l'accélération des phénomènes associés aux changements climatiques. Par exemple, pour le méthane (CH<sub>4</sub>), le PRG 100 est de 28-36 kg éq. CO<sub>2</sub>/kg CH<sub>4</sub>, soit beaucoup moins élevé que son PRG sur 20 ans (PRG 20) qui est de 84-87 kg éq. CO<sub>2</sub>/kg CH<sub>4</sub> (IPCC, 2013).

Bien que le gaz naturel soit reconnu pour être le combustible fossile aux plus faibles émissions de GES lors de sa combustion, une attention a récemment été portée aux émissions fugitives de méthane sur le cycle de vie complet du gaz naturel, soit de son extraction jusqu'à sa combustion.

Les émissions fugitives sont définies par l'Agence de protection de l'environnement américaine (US EPA) comme :

« les émissions intentionnelles et non intentionnelles des systèmes d'extraction, de traitement et de livraison des combustibles fossiles » (US EPA, 2010a).

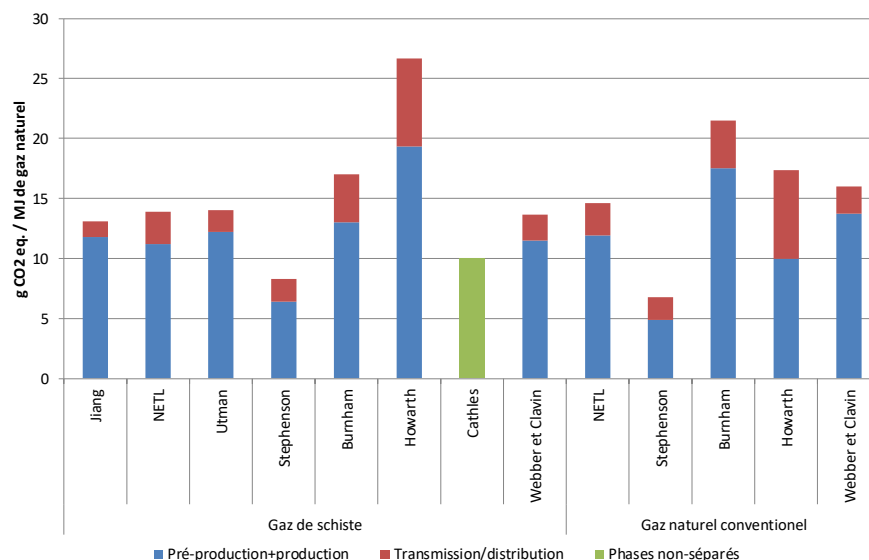
- Les émissions *intentionnelles* désignent les émissions liées au fonctionnement d'un équipement ou d'un système (p.ex. une valve de sécurité relâchant du gaz si la pression est trop élevée).
- Les émissions *non intentionnelles* résultent de l'usure, d'une rupture ou d'un dommage encouru par une pièce d'équipement.
- Les émissions intentionnelles sont généralement supérieures aux émissions non intentionnelles.

Cette attention particulière accordée aux émissions fugitives de méthane provient du fait que celui-ci est un gaz à effet de serre plus puissant que le dioxyde de carbone issu de sa combustion.

Une difficulté supplémentaire est soulevée lorsqu'une analyse est effectuée portant sur les émissions fugitives. En effet, plusieurs études ont été réalisées, généralement aux États-Unis et basées sur les informations disponibles à ce moment, et ont produit des résultats et des conclusions différents. En ce sens, il existe trois périodes rapprochées où la méthodologie a rapidement évolué et les estimations des émissions fugitives, particulièrement associées au gaz de schiste, ont été modifiées.

### 2.3.1 Évaluation des émissions fugitives : premières approximations (2010 – 2012).

Plusieurs études répertoriées entre 2010 et 2012 ont comparé les émissions de GES du gaz naturel conventionnel (terrestre) avec le gaz de schiste. La figure suivante résume ces études.



**Figure 2-1 : Émissions de gaz à effet de serre selon diverses études (adapté de Webber et Clavin, 2012).**

Pour ces diverses études, les émissions fugitives variaient entre 0,56% et 8% de la production d'un puits de gaz de schiste – la moyenne étant située à près de 2% de la production d'un puits.

Bien que ces études soient considérées comme pionnières sur le sujet, ces dernières études ont été critiquées par la communauté d'acteurs industriels et scientifiques en raison de l'absence de données de terrains et d'hypothèse discutables – particulièrement l'étude de Howarth et coll. (2012). En effet, cette dernière étude concluait qu'en raison des émissions fugitives, le gaz naturel pouvait être jusqu'à deux fois pire que le charbon. Toutefois, plusieurs éléments de l'étude ont été critiqués :

- La comparaison entre le gaz naturel et le charbon a été effectuée en considérant un horizon de temps de 20 ans (dans l'article initial) plutôt que de 100 ans tel que généralement considéré afin de considérer les effets du changement climatique sur le plus long terme. Considérer une échéance aussi courte pénalise les émissions de méthane alors que plusieurs experts jugent que seul le CO<sub>2</sub> dictera les conditions climatiques futures de l'humanité.
- Howarth et coll. ont considéré que tout le gaz naturel qui ne rendait pas à l'utilisateur était émis à l'atmosphère. Les auteurs estiment que la capture ou le torchage du gaz naturel est rare – ils s'appuient sur diverses sources pour appuyer leurs faits. Après vérification, Cathles (2012) conclut que les sources mentionnées ne supportent en rien les affirmations de Howarth et coll. De plus, le NETL explique que 62% du gaz qui ne se rendait pas à l'utilisateur était utilisé pour faire fonctionner divers équipements.
- La comparaison entre le charbon et le gaz naturel a été réalisée sur la base de la génération de chaleur – une comparaison tendancieuse considérant que le charbon aux États-Unis est principalement utilisé pour la génération d'électricité. Par conséquent, l'étude limite l'avantage associé à l'efficacité accrue d'une centrale au gaz (entre 50 et 60%) comparativement à une centrale au charbon (typiquement aux alentours de 40%).
- Par conséquent, en considérant la génération d'électricité plutôt que de chaleur aux États-Unis, le bilan carbone du gaz naturel devrait diminuer puisqu'il n'y a pas lieu de considérer l'étape de distribution à ce moment.
- Howarth et coll. diminue l'importance des efforts et des opportunités afin de diminuer les émissions fugitives existantes. En effet, Cathles (2012) rapporte qu'il y aurait des opportunités pour diminuer les émissions fugitives par un facteur 10 avec les technologies existantes. Toutefois, Howarth et coll. cite en parallèle les améliorations potentielles de l'industrie du charbon.

Toutes les études de cette période (2010 à 2012) ont déploré le manque de données liées à l'exploitation du gaz de schiste, tant pour les opérations sur site que pour les étapes subséquentes. En ce sens, la plupart des études, tentant d'évaluer les émissions fugitives en fonction des données de la US EPA, donnent des résultats similaires et ne se distinguent que par deux hypothèses, soit : la production d'un puits et le scénario de gestion des émissions fugitives. Ces hypothèses sont mises de l'avant aux tableaux suivants :

**Tableau 2-3 : Évaluation des émissions fugitives en valeur absolue (cycle de vie) – hypothèse du niveau de production d'un puits**

Auteurs (année)	Émissions fugitives [% de la production]	Production totale d'un puits [bcf]	Émissions fugitives d'un puits [ $10^{-2}$ bcf]
Howarth et coll. (2011)	3,6 à 7,9 %	1,24	4,5-9,8
Skone (2011)	2,3 %	3	6,9
Hugues (2011)	3,31 à 8,8 %	0,84 à 3	7,4-9,9*
Jing et coll. (2011)	2 %	2,74	5,5
Burnham et coll. (2012)	2,01 % (0,71 à 5,23 %)	1,59	3,2 (1,1 – 8,3)
Howarth et coll. (2012)	3,3 à 7,6 %	1,24	4,1-9,4

**Tableau 2-4 : Évaluation des émissions fugitives en valeur absolue (préproduction) - scénario de gestion des émissions fugitives**

Auteurs (année)	Émissions fugitives [% de la prod.]	Production totale d'un puits [bcf]	Scénario	Émissions fugitives selon le scénario [ $10^{-2}$ bcf]	Émissions fugitives si 100% est émis [ $10^{-2}$ bcf]
EPA (2010)	N/D	N/D	51% brûlé, 49% émis	0,46	0,94
Howarth et coll. (2011)	1,9 % (0,6-3,2 %)	1,24	100 % émis	2,4 (0,7-4,0)	2,4 (0,7-4,0)
Burnham et coll. (2012)	0,46 % (0,006 à 2,75 %)	1,59	51 % brûlé, 49 % émis	0,73 (0,09-4,4)	1,5 (0,19 à 8,9)
Stephenson et coll. (2011)	0,46 %	2	51 % brûlé, 49 % émis	0,92	1,9
Howarth et coll. (2012)	1,6 % (0,5-2,7 %)	1,24	85 % émis, 15 % brûlé	2,0 (0,6-3,4)	2,4 (0,7-4,0)
O'Sullivan et coll. (2012)	0,08-0,15 %* 0,06-0,12 %**	1,8* 2,5**	70 % récupéré, 15 % brûlé, 15 % émis	0,14-0,27* 0,15-0,30**	1,0-1,8 * 1,0 – 2,0**

\*puits opéré sur 15 ans ; \*\*puits opéré sur 30 ans

Même les données de la U.S. EPA (2010) sont discutables. En effet, ces travaux ont estimé les émissions fugitives au moyen d'une valeur moyenne absolue, calculée à partir de données provenant de quatre sites « prototypes » aux États-Unis. Ces sites visaient à capter le maximum de gaz naturel émis par un puits lors de l'étape de la préproduction, c'est-à-dire lors des activités ayant lieu avant que le gaz ne soit extrait pour envoi au réseau de distribution. Par hypothèse, il a alors été considéré que le gaz capté correspondait à 90 % du gaz de schiste pouvant être émis à l'atmosphère si aucun scénario de gestion des émissions fugitives n'était mis en place. Les quatre valeurs obtenues ont par la suite été arrondies à la centaine, au millier ou à la dizaine de milliers supérieurs (selon la donnée) afin de considérer la variabilité de l'industrie.

Le [Tableau 2-5](#) résume les sources de données, hypothèses et résultats obtenus par ces diverses études.

Tableau 2-5 : Études estimant les émissions fugitives de méthane

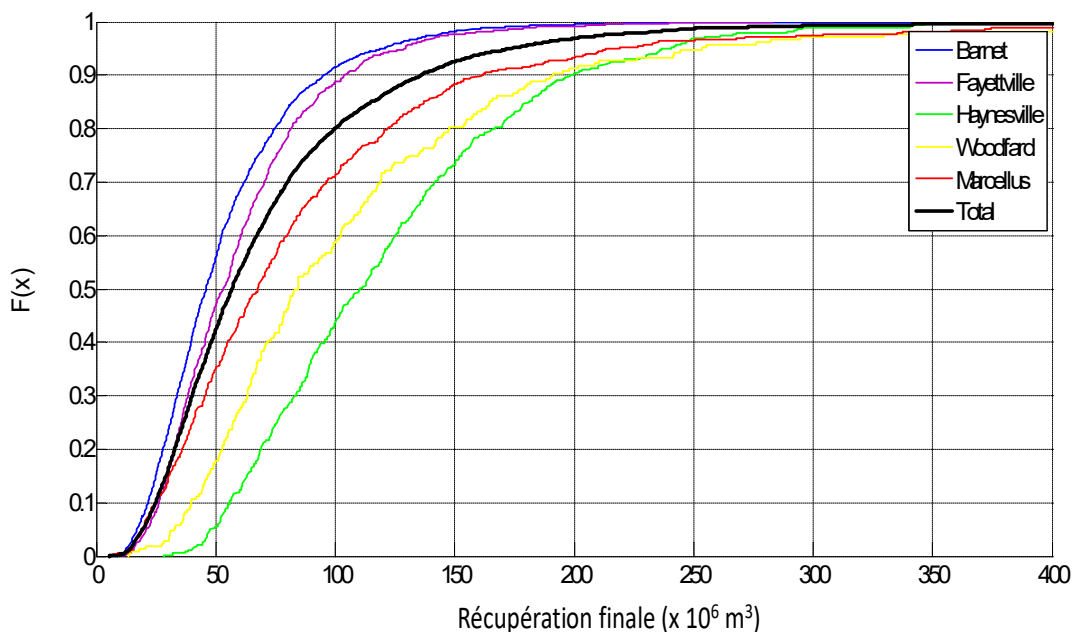
Auteurs (année)	Organisme	Gaz évalué	Principales sources de données	Scénario	Production d'un puits (Mm <sup>3</sup> )	Émissions fugitives (% de la production)	
						Cycle de vie	Préproduction
U.S. Environmental Protection Agency (2010, 2012)	US EPA	Gaz conventionnel et non conventionnel (dont schiste)	Données de l'industrie	49 % émis 51 % brûlé,	S.O.	2,4 %	-
Skone (2011)	NETL	Gaz de schiste	S.O.	85 % émis, 15 % brûlé	85	2,3 %	-
Hughes (2011); corrigeant les valeurs de Skone (2011)	Post Carbon Institute	Gaz de schiste	Skone (2011) et US EPA (2010)	85 % émis, 15 % brûlé	24 à 85	3,31 à 8,8 %	-
Jing et coll. (2011)	Carnegie Mellon University	Gaz de schiste	NY DEC (2011)	76 % brûlé, 14 % émis	78	2 %	-
Stephenson et coll. (2011)	Shell	Gaz de schiste	EIA (2007) et US EPA (2010)	51 % brûlé, 49 % émis	57	-	0,46 %
Howarth et coll. (2011)	Université de Cornell	Gaz non conventionnel (dont schiste)	US EPA (2010), GAO (2010)	100 % émis	35	3,6 à 7,9 %	1,9 % (0,6-3,2 %)
Howarth et coll. (2012)				85 % émis, 15 % brûlé		3,3 à 7,6 %	1,6 % (0,5-2,7 %)
Burnham et coll. (2012)	Argonne National Laboratory	Gaz de schiste	US EPA (2010 et 1996)	51 % brûlé, 49 % émis	45	2,01 % (0,71 - 5,23 %)	0,46 % (0,006 à 2,75 %)
Cathles et coll. (2012)	Université de Cornell	Gaz non conventionnel (dont schiste)	S.O.	S.O.	S.O.	≈ 2,2 %	≈ 0,2 %
O'Connor (2013)	(S&T) <sup>2</sup> Consultants Inc.	Gaz conventionnel et non conventionnel (dont schiste)	US EPA (2010)	S.O.	S.O.	0,56 %	-

Note : Les résultats colligés sont basés sur diverses hypothèses et estimations depuis 2010 et reposent sur un nombre limité de sites.

### 2.3.2 Évaluation des émissions fugitives basée sur des mesures de terrains (2012 – 2015).

Vers la fin de 2012, l'enjeu de disponibilité des données diminue. En effet, O'Sullivan et Paltsev (2012) ont pu accéder à des données d'exploitation provenant de 3 948 puits aux États-Unis en 2010. Ils ont ainsi pu évaluer le niveau de production des puits ainsi que les émissions fugitives potentielles et réelles (c.-à-d. en considérant les bonnes pratiques des industries sur le terrain).

La [Figure 2-2](#) présente le niveau de production de puits dans divers bassins de production.



**Figure 2-2 : Production d'un puits de gaz de schiste (adapté de O'Sullivan et Palstev, 2012). (Total représente l'ensemble des puits recensés – indépendamment de la région)**

Les valeurs moyennes d'émissions fugitives alors obtenues, selon le contexte géographique et pour une exploitation de 15 ans, sont présentées au [Tableau 2-6](#).

**Tableau 2-6 : Évaluation des émissions fugitives moyennes de l'étude de O'Sullivan et coll. (2012)**

Bassin de production	Nombre de puits	Moyenne des émissions fugitives par puits (Mg CH <sub>4</sub> /puits)	Production moyenne d'un puits [x1000 m <sup>3</sup> /jour] (production pendant 15 ans)	Émissions fugitives [% de la production] (production pendant 15 ans)
Barnett	1785	35.1	50.9	0.54%
Fayetteville	870	38.0	56.6	0.52%
Haynesville	509	151.3	118.9	0.99%
Marcellus	208	53.1	93.4	0.53%
Woodford	576	62.6	76.4	0.52%

En 2013, Allen et coll. ont publié les résultats d'une campagne d'échantillonnage de différents équipements qui s'avéraient être des sources d'émissions fugitives sur un site d'exploitation de gaz de schiste dans diverses régions aux États-Unis. À partir de ces mesures, provenant de près de 500 puits, ils ont estimé les émissions fugitives nationales et les ont comparées aux valeurs calculées par la US EPA datant de 2011 (telles que rapportées dans l'étude de la US EPA de 2013). Les résultats obtenus par l'étude de Allen et coll. (2013) montrent une diminution de près

de 250 Gg de CH<sub>4</sub> comparativement à l'inventaire national de la US EPA. La différence enregistrée proviendrait essentiellement d'émissions fugitives provenant des eaux de reflux lors de la complétion.

**Tableau 2-7 : Inventaire d'émissions fugitives selon divers bassins américains**

	Région				Commentaire
	Appalaches	Golfe du Mexique	Milieu du continent	Montagnes rocheuses des États-Unis	
Sur site – données basées sur l'étude de Allen et coll. (2013)					
Pompe à injection chimique (m <sup>3</sup> /puits)	0	14214 (8241-20186)	5061 (3661-6461)	0	Equipment opérationnel pendant la vie du puits (15 ans)
Pompe à injection chimique (% RUE <sup>6</sup> )	0	0.032 [0.009-0.081]	0.005 [0.002-0.013]	0	Basé sur la production de puits. Montagne rocheuse exprimée par la moyenne américaine
Contrôleurs pneumatiques (m <sup>3</sup> /puits)	22269 (14669-29868)	40395 (30145-50645)	21030 (9912-32148)	635 (0-1314)	Equipment opérationnel pendant la vie du puits (15 ans)
Contrôleurs pneumatiques (% RUE)	0.037 [0.006-0.12]	0.09 [0.032-0.20]	0.02 [0.005-0.064]	0.001 [0-0.005]	Basé sur la production de puits. Montagne rocheuse exprimée par la moyenne américaine
Fuites d'équipements (m <sup>3</sup> /puits)	21878 (8706-35050)	11609 (4911-18306)	10269 (4911-15627)	7813 (2009-13618)	Equipment opérationnel pendant la vie du puits (15 ans)
Fuites d'équipements (% RUE)	0.036 [0.003-0.14]	0.026 [0.005-0.073]	0.01 [0.002-0.031]	0.016 [0.001-0.054]	Basé sur la production de puits. Montagne rocheuse exprimée par la moyenne américaine
Dégazage des liquides (« <i>Liquid unloading</i> ») (m <sup>3</sup> /puits)	57766	217991 (19368-567894)	127425	1398 (807-2242)	Equipment opérationnel pendant la vie du puits (15 ans)
Dégazage des liquides (« <i>Liquid unloading</i> ») (% RUE)	0.096 [0.023-0.23]	0.48 [0.02-2.27]	0.13 [0.06-0.25]	0.003 [0.001-0.009]	Basé sur la production de puits. Montagne rocheuse exprimée par la moyenne américaine

Les investigations ne se sont pas uniquement limitées au lieu de production - toute la chaîne d'approvisionnement, soit le traitement, la transmission et la distribution, était incluse :

- Marchese et coll. (2015) ont effectué des mesures à 114 systèmes de collecte de gaz naturel et 16 centres de traitements dans treize états américains. Il a alors été calculé que les émissions fugitives de ces deux étapes représentaient près de 0.47% ( $\pm 0.05\%$ ) en considérant les niveaux de production (c.-à-d. RUE) de 2012. Il a été montré que 90% de ces émissions provenaient des opérations routinières tandis que le reste était associé aux opérations de maintenance.

<sup>6</sup> RUE = Récupération ultime estimée

- Mitchell et coll. (2015) a analysé un plus en profondeur les données recueillies par Marchese et coll. (2015), particulièrement pour la partie de traitement du gaz, et arrivant à la conclusion que cette étape représente près de 0.15% en considérant les niveaux de production (c.-à-d. RUE) de 2012.
- Zimmerle et coll. (2015) ont estimé les émissions de méthane liées à la transmission et à l'entreposage de gaz naturel aux États-Unis. Ils ont utilisé des nouvelles données collectées en 2012 provenant de 2 292 mesures sur site supplémentées par des données d'émissions de 677 installations et des données d'activité de 922 installations. Les émissions fugitives de certains compresseurs et installations «super-émetteurs» se sont avérées les principaux contributeurs aux émissions de GES. Ils ont estimé que le secteur émet de 1 220 à 1 950 Gg CH<sub>4</sub> / an (intervalle de confiance de 95%) soient un bilan légèrement inférieur à celui de la U.S. EPA (1 680 à 2 690] Gg CH<sub>4</sub>/ an).
- Lamb et coll. (2015) ont quant à eux investigué 13 réseaux de distribution de gaz naturel aux États-Unis. Le facteur d'émission obtenu est basé sur des mesures directes de 230 fuites de méthane souterraines et 229 installations de dosage. Lorsque combiné aux émissions de maintenance, le taux d'émissions fugitives environnait les 0.1% à 0.22%. Ces niveaux d'émissions représentaient une diminution significative (36 à 70%) des émissions de méthane de la U.S. EPA pour 2011 – montrant les efforts accrus ds dernières années pour prévenir les fuites de méthane sur les réseaux de distribution.
- Mckain et coll. (2015) ont investigué plus particulièrement la région de Boston, où il est reconnu que le réseau de distribution est un plus grand émetteur en raison d'une plus grande proportion de fonte. Ils ont alors trouvé pour cette région un taux d'émissions fugitives environnant les  $2.7 \pm 0.6\%$  soit une valeur bien plus élevée que retrouvée sur d'autres réseaux de distribution (voir étude de Lamb et coll. 2015).

Il s'en dégage que les mesures directes diminuent généralement les premières estimations d'émissions fugitives, mais qu'il faut tout de même faire attention – notamment aux super-émetteurs.

### ***2.3.3 Évaluation des émissions fugitives : harmonisation des premières estimations (2014).***

En 2014, Heath et coll. ont harmonisé les hypothèses, les bases de comparaison et les limites des systèmes des premières études – en fonction des données maintenant disponibles - afin de mettre à jour les estimations des émissions de GES pour le gaz naturel conventionnel et le gaz de schiste.

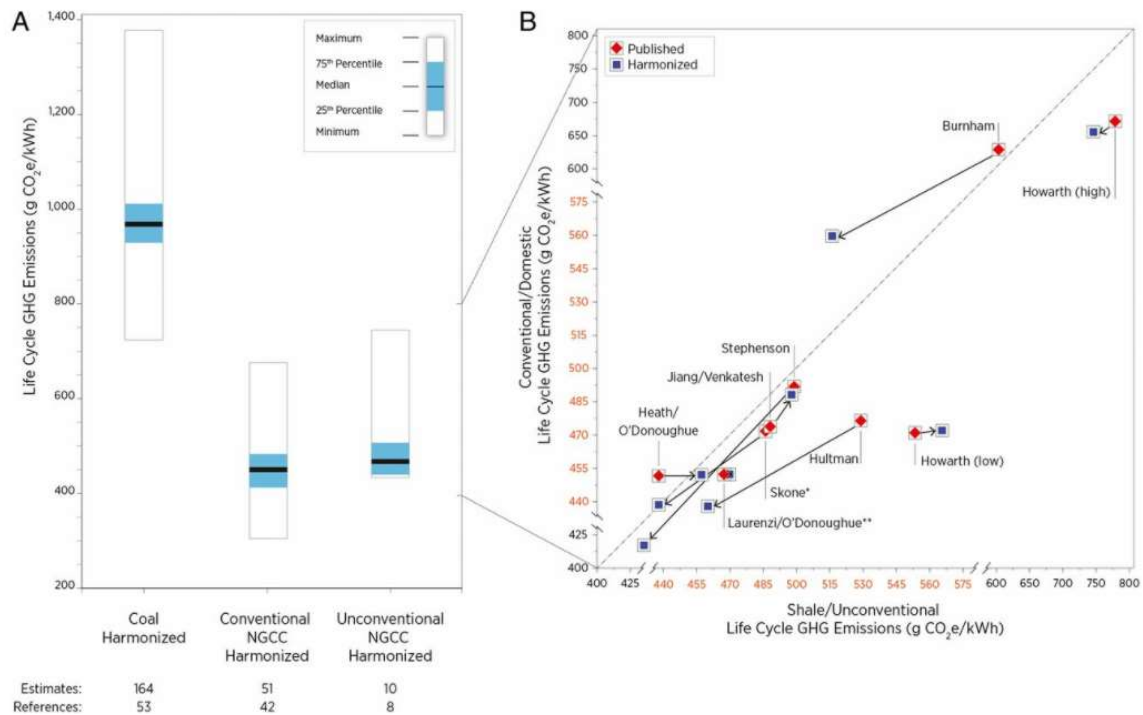


Figure 2-3: Résultats harmonisés de Heath et coll. (2014).

Les résultats harmonisés montrent :

- Généralement, une diminution des émissions de GES provenant des études publiées entre 2010 et 2012.
- Que les émissions de GES pour le gaz de schiste et le gaz naturel conventionnel utilisés dans une centrale électrique sont équivalentes et représentent près de la moitié des émissions de GES d'une centrale électrique au charbon.
- Les hypothèses d'émission faites pour le déchargement de liquides (« *liquid unloading* », c.-à-d., le retrait des eaux de reflux qui sont remontées à la surface après injection dans le puits) et la production finale d'un puits étaient les principaux contributeurs aux résultats.

### 2.3.4 Évaluation des émissions fugitives basée sur des mesures de la concentration atmosphérique : 2012-2016

Parallèlement, une autre approche est employée afin d'estimer les émissions fugitives en provenance de puits/sites d'extraction de gaz naturel.

Le *National Oceanic and Atmospheric Administration Earth System Research Laboratory* (NOAA) des États-Unis, rapporte des mesures de concentration atmosphérique de différents gaz au-dessus d'un site de forage afin d'en évaluer les émissions fugitives. L'échantillonnage est réalisé à l'aide de hautes tours (« *tall tower site* ») ou d'avions.

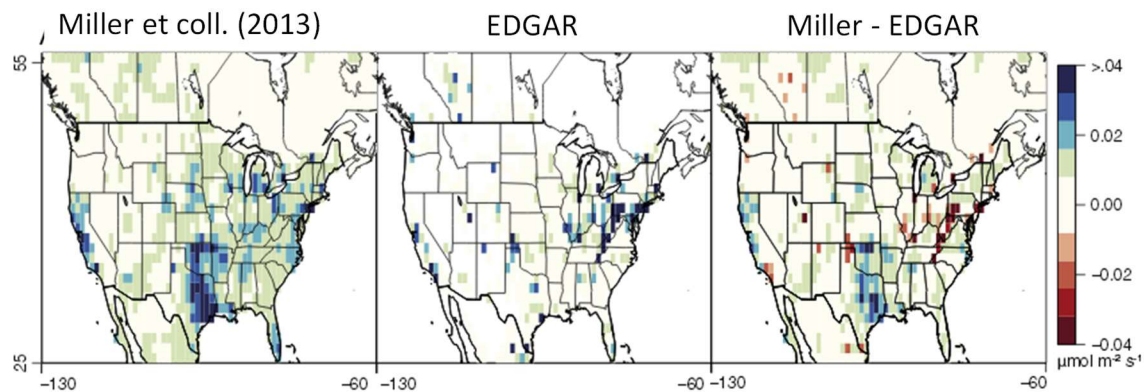
Au Colorado (Petron et coll., 2012) et en Utah (Toleffson, 2013), le NOAA a déployé un vaste réseau de tours d'échantillonnage permettant de mesurer, par exemple, les concentrations atmosphériques de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), de monoxyde de carbone (CO), de méthane (CH<sub>4</sub>)

et de protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O). Cette approche comporte cependant une incertitude associée au lien entre l'émission réelle au sol et l'émission estimée par la mesure de la concentration en altitude.

Dans le cadre de l'étude de Karion et coll. (2013), un avion équipé d'instruments de mesure a effectué plusieurs allers-retours au-dessus d'un site d'exploitation de gaz naturel afin de prendre des mesures atmosphériques. Ces mesures ont par la suite été utilisées pour effectuer des bilans de masse permettant de calculer la différence entre les concentrations de méthane d'une parcelle d'air à une autre - approche permettant de déterminer le taux d'émissions fugitives reliées à une exploitation.

Ces trois études ont été qualifiées par leurs auteurs d'approche de « validation de principe » (« *proof of concept* »). Toutefois, ce type d'approche montre systématiquement des émissions fugitives plus élevées que l'approche d'inventaire basée sur des mesures directes de terrain. En effet, les émissions fugitives estimées oscillaient entre 2 et 12 %, mais avec des moyennes d'émissions fugitives équivalentes à 4, 9 et 9 %, respectivement pour les trois études mentionnées (comparativement à approximativement 2% avec l'approche des premières estimations).

Une autre étude, celle de Miller et coll. (2013), a également opté pour une approche basée sur des mesures de la concentration atmosphérique. Cette étude abordait la problématique en adoptant une perspective nationale à l'évaluation des émissions anthropogéniques aux États-Unis. L'étude est basée sur 4 984 observations à partir de tours de mesure et 7 710 observations à partir d'avions. Les résultats de cette étude ont été confrontés aux résultats de l'inventaire national de la US EPA et de l'inventaire EDGAR v4.2 (un inventaire mondial des émissions de différentes substances développé par le Joint Research Center (JRC) de la Commission européenne, mais basé sur les inventaires nationaux). Les résultats de l'étude de Miller et coll. (2013), en partie repris à la [Figure 2-4](#), sont supérieurs par un facteur 1,5 et 1,7 aux inventaires de la US EPA et EDGAR, respectivement. Toutefois, cette étude conclut que ce sont les émissions liées aux activités de forage, d'extraction et de traitement du gaz qui expliquent la différence d'un facteur  $4,9 \pm 2,6$  observée avec l'inventaire EDGAR pour le secteur du Centre-Sud des États-Unis.



**Figure 2-4 : Évaluation de l'inventaire national des émissions anthropogéniques de méthane aux États-Unis (gauche) et comparaison avec l'inventaire EDGAR (milieu et droite).**

Source : Miller et coll. (2013)

Schneising et coll. (2014) ont quant à eux utilisé une approche basée sur des observations en provenance de satellites. Avec ces observations, ils ont recalculé à l'aide de bilans de masse les émissions régionales de méthane dans les régions du Bakken et de Eagle Ford et en sont venus à la conclusion que les émissions de méthane représentaient près de  $10.1\% \pm 7.3\%$  et  $9.1\% \pm 6.2\%$ , respectivement, de la production dans ces régions.

Turner et coll. (2016)<sup>7</sup> ont utilisé une approche similaire où ils ont analysé les données de satellites et d'observation de surface de 2002 à 2014. Ils en concluent que les émissions de méthane ont augmenté de 30% durant cette période, mais ils ne peuvent attribuer cette hausse à une source ou une industrie particulière. Cette augmentation des émissions de méthane aux États-Unis serait la cause de l'augmentation mondiale de la concentration atmosphérique de méthane.

### **2.3.5 Dichotomie des résultats entre l'approche par « mesures directes sur le terrain » et l'approche « mesure de la concentration atmosphérique » : 2014 - 2018**

La dichotomie entre les résultats obtenus par les deux approches – qui devraient théoriquement arriver aux mêmes résultats – soulève des questions quant aux raisons pouvant expliquer ces différences :

- L'approche « mesures directes sur le terrain » prend-elle en compte tous les processus émetteurs?
- L'approche « mesure de la concentration atmosphérique » est-elle trop incertaine?

Allen et coll. (2013) ont partiellement étudié cette dichotomie en comparant les résultats de leur campagne de mesure avec la concentration atmosphérique régionale pour 20 sites (comptant au total 83 puits). Cette comparaison montre que pour:

<sup>7</sup> <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/2016GL067987>

- 12 sites, les estimations des émissions fugitives basées sur la concentration atmosphérique sont plus élevées que les mesures directes. Le facteur de différence moyen est de 2,7 (base : mesures directes).
- 7 sites, les estimations des émissions fugitives par mesures directes sont supérieures à celles basées sur la concentration atmosphérique. Le facteur de différence moyen est de 0,48 (base : mesures directes).

L'incapacité à concilier les deux approches a également été soulignée par Brandt et coll. (2014). Les résultats obtenus par les deux approches suggèrent que les émissions fugitives provenant d'un site de développement de gaz (groupe de puits) seraient supérieures aux valeurs figurant dans le rapport 2013 de l'US EPA. Cependant, l'étude de Brandt et coll. (2014) se contente d'expliquer les limites des deux approches et ne fait aucune recommandation quant à la méthode permettant d'expliquer au mieux la réalité.

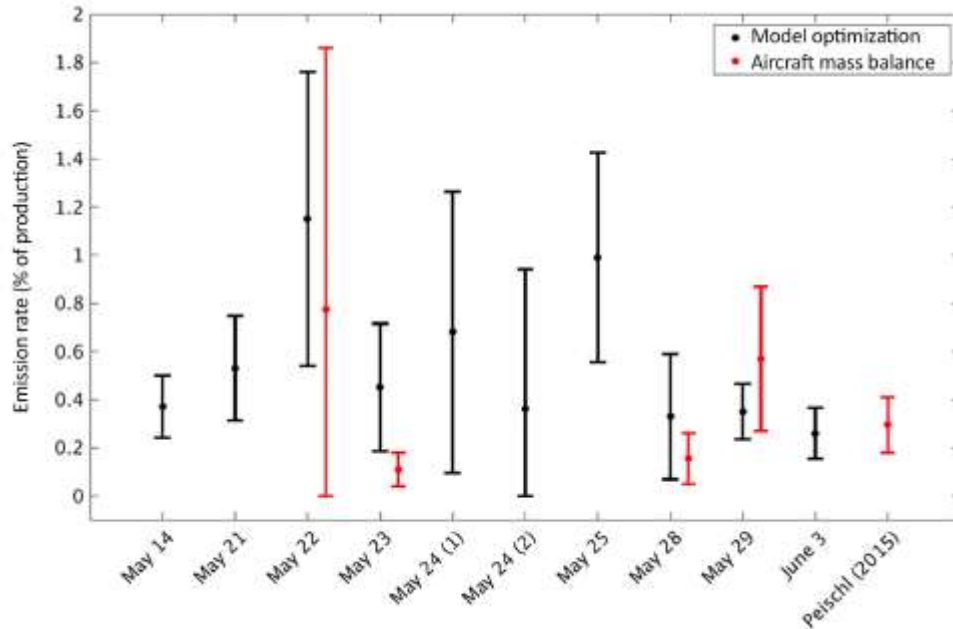
Caulton et coll. (2014) semblent avoir été les premiers à montrer qu'il était possible de réconcilier les deux approches. En effet, à l'aide de mesures par avion dans la région du Marcellus au mois de juin 2012, ils ont obtenu un taux d'émission de méthane, sur une zone de près de 2 800 km<sup>2</sup>, variant entre 2.0–14 g CH<sub>4</sub> s<sup>-1</sup> km<sup>-2</sup> – un résultat qui n'était pas statistiquement différent de celui obtenu par des mesures directes équivalent à 2.3–4.6 g CH<sub>4</sub> s<sup>-1</sup> km<sup>-2</sup>. Ils ont toutefois identifié des taux d'émissions beaucoup plus élevés (34 g CH<sub>4</sub>/s par puits) pour sept sites en forage. Ces taux d'émissions sont deux à trois ordres de grandeur supérieurs aux ceux avancés par la US EPA pour cette étape d'opération.

Peischl et coll. (2015) ont également pris des mesures de méthane à bord d'un avion en 2013 dans le bassin d'Haynesville, dans l'est du Texas et au nord-ouest de la Louisiane, et dans le bassin du Marcellus, dans le nord-est de la Pennsylvanie. Les émissions de méthane au cours d'une journée ont été évaluées à  $(8,0 \pm 2,7) \times 10^7$  g CH<sub>4</sub>/h dans la région de Haynesville  $(3,9 \pm 1,8) \times 10^7$  g CH<sub>4</sub>/h dans la région de Fayetteville et  $(1,5 \pm 0,6) \times 10^7$  g CH<sub>4</sub>/h pour la région de Marcellus. Le tout représente des émissions fugitives équivalentes à 1,0-2,1% dans la région de Haynesville, de 1,0 à 2,8% dans la région de Fayetteville et de 0,18 à 0,41% dans la région de Marcellus.

Plus récemment, une étude de Penn State University (2017) a évalué les émissions fugitives de méthane des puits non conventionnels et des stations de collecte dans la région de Marcellus (plus précisément entre 41,1 et 42,2 °N et 75,3 et 77,6 °W) avec deux approches de concentration atmosphérique différentes:

- Mesures de la concentration de CH<sub>4</sub> collectées par dix vols sur une période de plus de trois semaines en mai 2015. Un modèle utilisant des bilans de masse a été utilisé pour identifier les sources d'émissions de méthane (approche typique du NOAA).
- Un inventaire des émissions de CH<sub>4</sub> a été compilé et utilisé comme intrant dans le modèle de transport atmosphérique. Les concentrations de CH<sub>4</sub> ont été modélisées pour chaque vol afin de créer la meilleure corrélation entre les mesures atmosphériques et les prévisions du modèle.

Les résultats obtenus sont présentés à la figure suivante.



**Figure 2-5 : Résultats de l'étude de Penn State University (2017)**

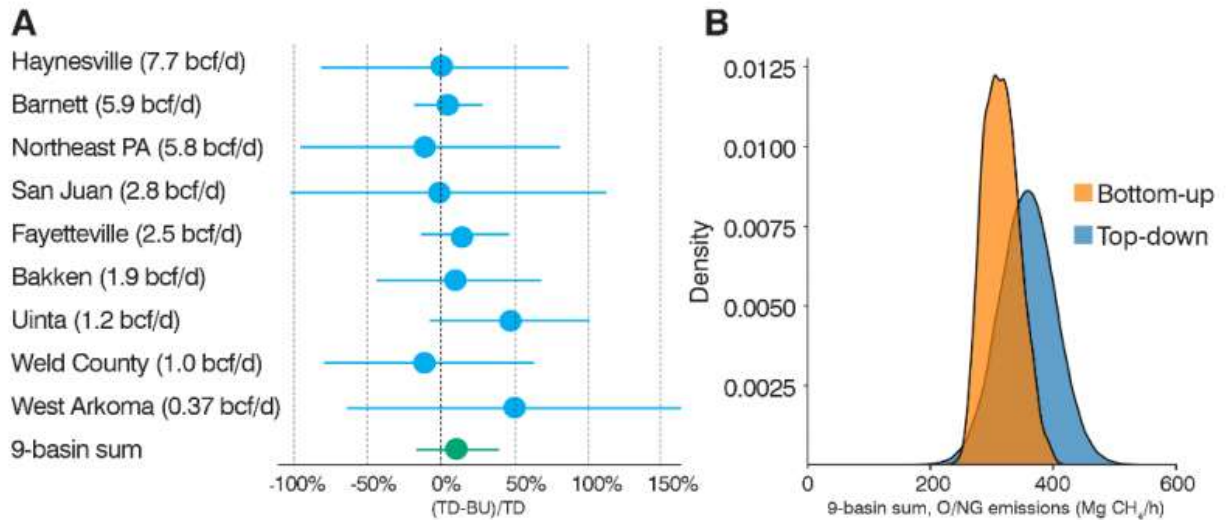
La première approche a produit un taux d'émission à un puits moyen de 0,36% de la production totale, avec un intervalle de confiance (à 95%) de 0,27 à 0,45%. L'autre approche établit ces émissions à 0,40% de la production totale, avec un intervalle de confiance de 0,08 à 0,72%.

Ces taux d'émission sont inférieurs aux taux rapportés par d'autres études de concentrations atmosphériques et sont équivalents aux estimations des études basées sur les mesures directes.

Bien que non vérifiés, des résultats d'émissions fugitives aussi faibles peuvent être expliqués par l'utilisation de systèmes de récupération de vapeur avancés.

### **2.3.6 Dichotomie des résultats entre l'approche par « mesures directes sur le terrain » et l'approche « mesure de la concentration atmosphérique » - la fin du débat? : 2018 -**

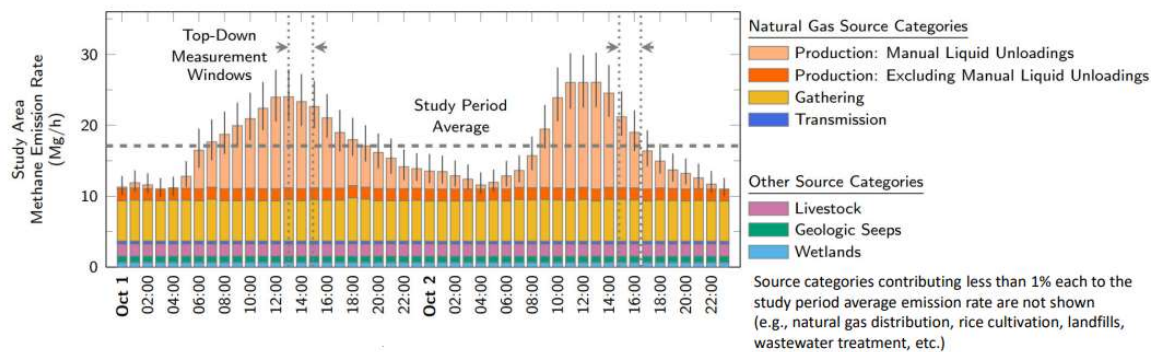
Enfin, en juin 2018, l'Environmental Defense Fund (EDF – Alvarez et coll., 2018) a publié une étude réconciliant les deux approches de façon statistique (figure suivante), montrant une variation relative entre les approches dans un intervalle de  $\pm 10\%$  à l'exception des bassins Uinta et West Arokoma.



**Figure 2-6 : Réconciliation des deux approches (Alvarez et coll., 2018)**

En ce sens, ces travaux permettaient une réconciliation vers l'approche bottom-up plutôt que vers l'approche top-down signifiant une diminution drastique des émissions fugitives considérées par cette approche. Bien qu'il existe encore des différences entre les approches, **les émissions fugitives par l'approche top-down ne devrait plus être considéré comme étant entre 8 et 12 % mais plutôt aux alentours de 2 %**. Ces émissions fugitives sont plus près des émissions fugitives selon l'approche bottom-up généralement évaluée entre 1 et 1.5 %.

En parallèle, des travaux de l'université du Colorado ont permis une meilleure compréhension des différences entre les approches. Les résultats de l'étude sont présentés à la Figure 2-7. Il est possible d'y observer la fenêtre de mesure de l'approche top-down comparativement à l'inventaire de l'approche bottom-up sur une base horaire.



**Figure 2-7 Variations temporelles des émissions fugitives selon les deux approches (Vaughn et coll., 2018)**

Tel qu'observé, la fenêtre de mesures de l'approche top-down ont été réalisés lors d'une période où les émissions temporelles de l'approche bottom-up était dans les plus élevés lors de la première journée et plus près de la moyenne lors de la seconde. Par conséquent, il est normal

que l'approche top-down produisent des résultats très variables selon le moment de la journée où les mesures sont prises.

## 2.4 Comparaison des modèles GREET, GHGenius et de la base de données d'inventaire *ecoinvent*

Le [Tableau 2-8](#) présente les principales hypothèses et résultats des modèles de calcul de l'empreinte carbone de carburants pour les transports, américain GREET et canadien GHGenius. Sont également présentées les données de la base de données d'inventaire *ecoinvent* 3.4. Bien que d'origine européenne, cette dernière fournit une estimation des émissions GES (et autres données du cycle de vie) pour divers processus à travers le monde – incluant l'Amérique du Nord.

**Tableau 2-8 : Comparaison des modèles GREET et GHGenius et de la base de données d'inventaire *ecoinvent* en ce qui a trait aux émissions de GES associées au gaz naturel**

	GREET – États-Unis (mise à jour 2016)		GREET – États-Unis (mise à jour 2018)		GHGenius – Canada (version 4.03)	GHGenius – Canada (version 5.0)	<i>ecoinvent</i> 3.4	
	Conventionnel	Shale	Conventionnel	Shale			Conventionnel	Shale
Durée de vie du puits	30 ans	30 ans	30 ans	30 ans			N/A	
Pouvoir calorifique [MJ/m <sup>3</sup> ]	37.3		37.3				37.3	
Contenu en méthane	76%	83%	75%	84%			N/A	
Production de gaz naturel lors de la vie du puits (Mm <sup>3</sup> )	N/A	45	N/A	45				
Production de gaz naturel (g CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> gaz)	5.1	5.6	4.84	4.96	8.24	6.23	0.4 (Canada) 10.6 (U.S.)	N/A
Traitement (g CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> gaz)	0.93		0.21		1.30	1.31		
Transmission (g CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> gaz)	2.63		1.54		2.43	1.38	1.64 <sup>8</sup>	
Distribution – pipeline (g CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> gaz)	0.99		1.03		2.38	0.88		

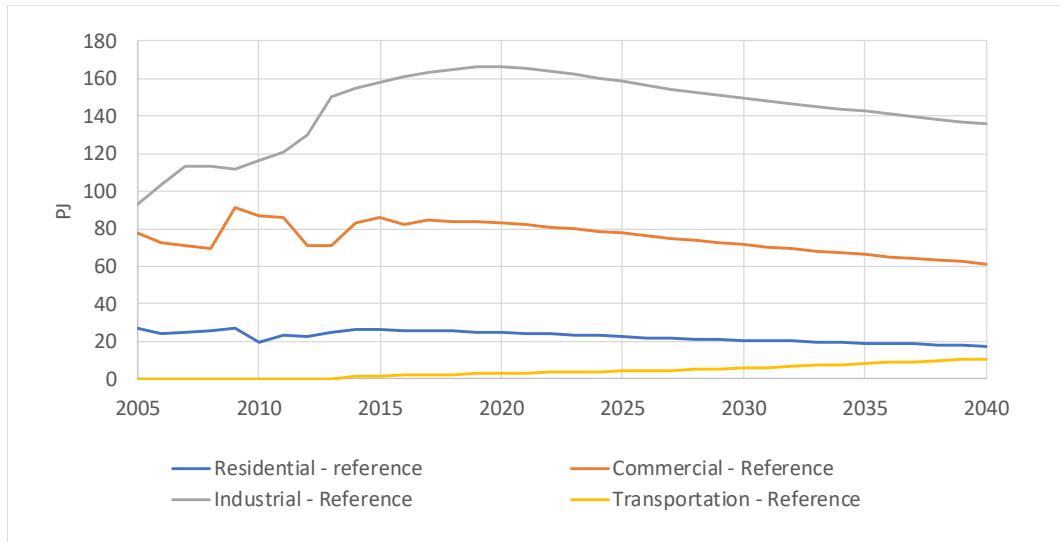
<sup>8</sup> Basé sur une distance de 3500 km – représentatif d'un système de pipeline « mondial »

Il en découle les informations suivantes :

- Le modèle GREET est mis à jour pratiquement annuellement tandis que la nouvelle version de GHGenius a pris près de trois ans avant d'être publiée.
- À chaque nouvelle version des modèles GREET et GHGenius, les estimations des émissions de GES tendent à diminuer ou à se stabiliser.
- L'hypothèse du modèle GREET d'une opération de gaz de schiste sur une période de 30 ans est discutable. En 2010, l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) du gaz de schiste au Québec plaçait l'exploitation sur une période de 25 ans tandis qu'O'Sullivan et coll. (2012) mettait de l'avant une exploitation sur une période de 15 ans. Un retour d'expérience directe d'une gazière importante faisait état d'une exploitation de gaz de schiste sur une période « d'une dizaine d'années » (CIRAIG, communication personnelle). Toutefois, la production globale de gaz naturel sur cette période est typiquement inférieure à celle recensée par O'Sullivan et coll. (2012) sur une période de 15 ans (voir [Figure 2-2](#)).
- Il semble y avoir une cohérence globale entre les valeurs de GREET et de GHGenius.
- Pour ce qui est de la base de données *ecoinvent*, bien que la base de données soit mise à jour annuellement, les données américaine et canadienne pour le gaz naturel ne sont pas mises à jour. Par conséquent, les valeurs sont variables et ne sont pas alignées sur les valeurs des modèles GREET et GHGenius – notamment parce qu'elles ne représentent pas les mêmes niveaux technologiques et/ou représentations géographiques. La valeur d'extraction du gaz naturel conventionnel au Canada est particulièrement basse.

## 2.5 Utilisation et origine du gaz naturel au Québec

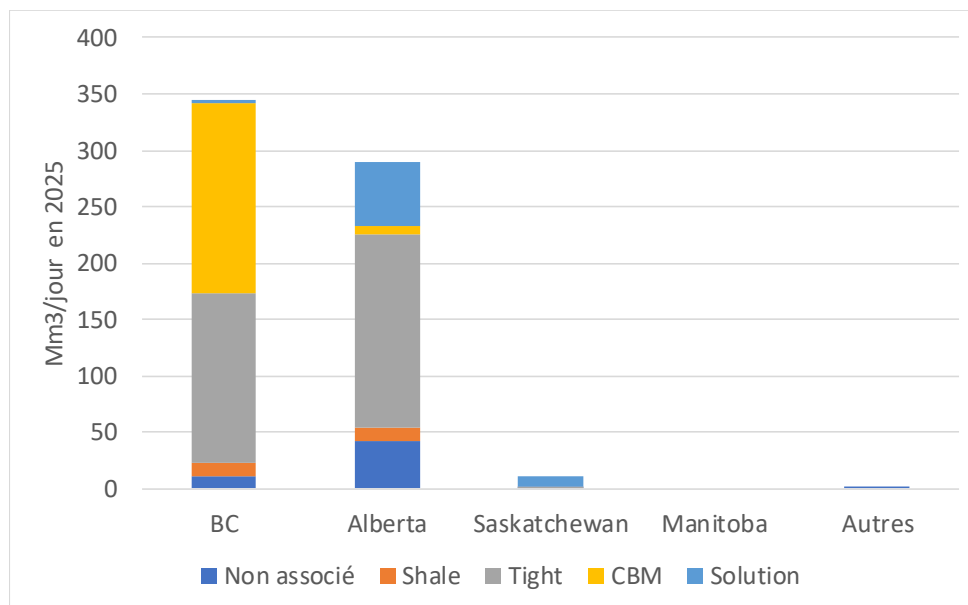
L'Office National de l'Énergie (ONÉ) collige des informations passées, présentes et futures selon divers scénarios pour le Québec jusqu'à l'horizon 2040. Le gaz naturel sera alors utilisé soit pour la génération de chaleur résidentielle, commerciale et industrielle ou comme carburant pour les transports.



**Figure 2-8: Consommation passée, présente et prospective au Québec (NEB, 2017).**

Énergir, distribue près de 97 % du gaz naturel consommé au Québec, s’approvisionne, depuis novembre 2016, à plus de 89 % au carrefour gazier de Dawn, en Ontario, et à moins de 10 % à partir d’Empress en Alberta. Dawn est un carrefour connecté à la plusieurs grands bassins d’approvisionnement en Amérique, soit le bassin sédimentaire de l’Ouest canadien, les Rocheuses américaines, le « Mid-Continent », le bassin du Marcellus et le bassin du golfe du Mexique.

La [Figure 2-9](#) présente quant à elle la production de gaz naturel journalière au Canada en 2025.



**Figure 2-9 : Production de gaz naturel journalière en 2025 (ONÉ, 2017)**

*Note : le gaz de schiste (shale), de réservoir étanche (tight) et de houille (CBM) sont considérés comme du gaz non conventionnel. Le gaz non-associé représente du gaz naturel conventionnel tandis que le gaz « solution » est un gaz naturel (conventionnel ou non-conventionnel) extrait avec la production pétrolière.*

Tel que montré :

- L'Alberta et la Colombie-Britannique représentent la presque totalité de la production gazière anticipée en 2025.
- L'Alberta exploite près de 85% de gaz naturel non conventionnel, soit majoritairement du gaz de réservoir étanche. L'Alberta produit également du gaz naturel conventionnel (non associé) à hauteur de près de 15%. Le gaz naturel en solution est du gaz naturel associé à du pétrole d'origine conventionnelle ou non-conventionnelle. Considérant la plus grande proportion de gaz naturel non conventionnel, il est considéré que le gaz naturel associé provient également de sources non conventionnelles.
- La Colombie-Britannique produira près de 100% de gaz naturel non conventionnel avec du gaz de réservoir étanche et du méthane de houille (« *coalbed methane* » ou CBM).
- Le Manitoba et la Saskatchewan sont des producteurs gaziers de faible importance.

Il est à noter que les prédictions de l'ONÉ ne sont pas les mêmes que celles de l'« *Alberta Energy Regulator* » à moins de considérer le gaz de réservoir étanche, le gaz naturel en solution et le gaz naturel non associé comme du gaz naturel conventionnel.

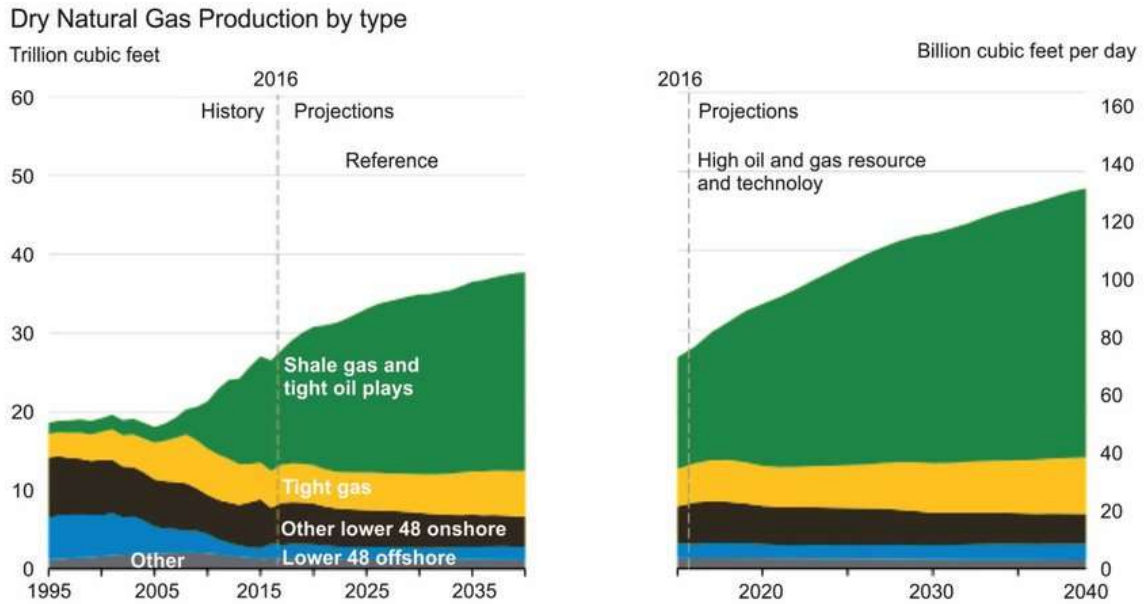
**Table S5.1 Natural gas production and wells placed on production highlights**

	2016	2017	2018	2019	2027
<b>Marketable production (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/d)</b>					
Conventional	273.2	276.3	276.0	280.8	234.6
CBM	17.8	17.0	16.2	15.5	11.4
Shale	7.8	8.3	8.3	8.4	9.0
<b>Total</b>	<b>298.8</b>	<b>301.6</b>	<b>300.5</b>	<b>304.7</b>	<b>255.0</b>
<b>Number of wells placed on production</b>					
Vertical	130	215	225	290	725
<b>Horizontal</b>					
HMSF <sup>a</sup>	649	880	885	935	945
Other	88	95	95	100	105
Subtotal	737	975	980	1 035	1 050
<b>Total</b>	<b>867</b>	<b>1 190</b>	<b>1 205</b>	<b>1 325</b>	<b>1 775</b>

<sup>a</sup> Horizontal wells reported as being completed with hydraulic multistage fracturing (HMSF) technology.  
2017 values are estimated.

### Figure 2-10 : Production de gaz naturel journalière en 2027 (Alberta Energy Regulator, 2018)

La [Figure 2-11](#) présente quant à elle la production de gaz naturel journalière aux États-Unis, passée et anticipée jusqu'en 2040.



**Figure 2-11 : Production de gaz naturel journalière aux États-Unis (U.S. EIA, 2015)**

La [Figure 2-11](#) semble indiquer qu'actuellement 60% du gaz naturel américain soit du gaz de schiste, alors que la [Figure 2-12](#) semble indiquer que la région qui produit le plus de ce dernier est le bassin de Marcellus. Celui-ci va cependant perdre quelque peu de son importance dans le futur ([Figure 2-13](#)).

### Monthly dry shale gas production

billion cubic feet per day

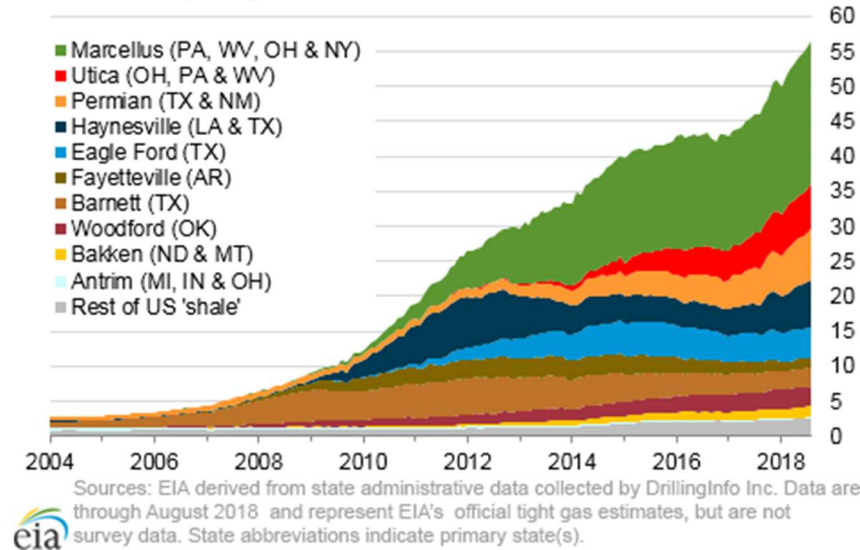


Figure 2-12 : Production de gaz naturel journalière aux États-Unis (U.S. EIA, 2018) <sup>9</sup>

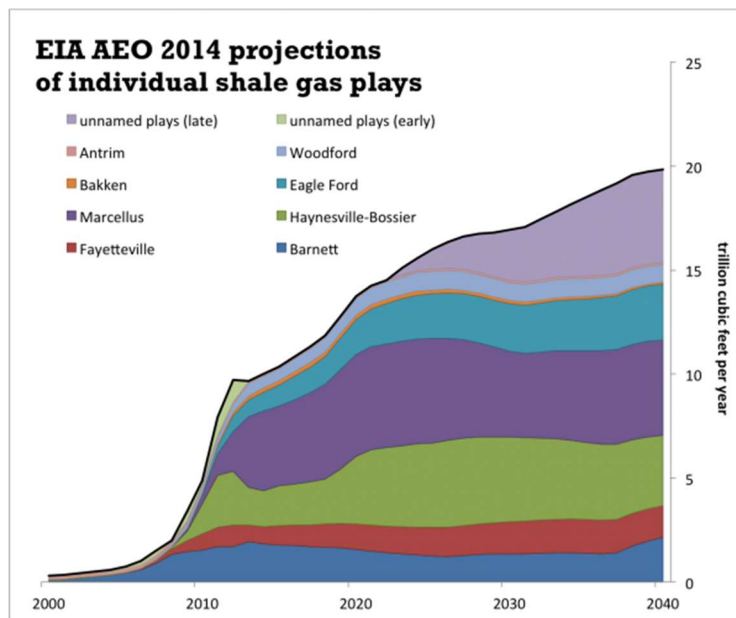


Figure 2-13 : Projection de la production annuelle de gaz de schiste aux États-Unis selon le U.S. EIA (image tirée d'une source tierce) <sup>10</sup>

<sup>9</sup> <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#production>

<sup>10</sup> [http://wellwiki.org/wiki/EIA%E2%80%99s\\_projections\\_for\\_individual\\_shale\\_gas\\_plays](http://wellwiki.org/wiki/EIA%E2%80%99s_projections_for_individual_shale_gas_plays)

### 3 Conclusion

---

Les émissions fugitives de méthane représentent la principale source de remise en question du gaz naturel. La question des émissions fugitives de méthane est délicate puisque les études ne s'accordent pas sur les conclusions à retenir. Ainsi, elles peuvent rapporter des taux d'émissions fugitives de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel<sup>11</sup> variant entre 0,1 et 12% de la production d'un puits conventionnel ou de schiste.

Ce document de travail a revisité et analysé d'un point de vue critique les diverses études qui ont été réalisées depuis 2010.

Au fil du temps, quatre grandes tendances se dégagent :

- **Les premières approximations (2010 – 2012)** : une série d'études basées sur un nombre limité de données de terrains. Par conséquent, diverses hypothèses ont été postulées quant aux pratiques sur le terrain et au niveau de production des divers sites. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie varie alors entre 2 et 9% de la production d'un puits/site. **Ces études ont permis de mettre en lumière une problématique potentielle qui se devait d'être vérifiée.**
- **Les mesures de terrains (2012-2015)** : en raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études basées sur des mesures et des pratiques de terrains sur de multiples sites ont été réalisées. **Les résultats de ces études révisaient généralement à la baisse les premières estimations d'émissions fugitives** de méthane. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie de ces études se situe généralement entre 1 et 2% avec un niveau d'émissions sur le site d'extraction de près de 0.5% de la production de gaz naturel.
- **Les études par mesure de la concentration atmosphérique et/ou d'observations satellites (2012-2016)** : en raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études basées sur des mesures de la concentration atmosphérique ont été réalisées. Contrairement à l'approche par mesures directes, ces études mesurent la concentration atmosphérique environnante d'un site d'extraction (ou d'opération) et tente d'attribuer la responsabilité des concentrations atmosphériques mesurées à divers sites environnant à l'aide de modèles atmosphériques. **Les résultats de ces études révisaient généralement à la hausse les premières estimations d'émissions fugitives** de méthane. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie moyen de ces études se situe aux alentours de 9% à 12%.
- **Dichotomie et réconciliation entre les mesures de terrains et les mesures de concentration atmosphérique (2015-maintenant)** : qui dit vrai? Les études basées sur la concentration atmosphérique sont-elles trop incertaines en attribuant de façon erronée la responsabilité des émissions de méthane mesurées à des sites d'extraction du gaz naturel, ou au contraire captent-elles des émissions non considérées par l'approche basée sur des mesures directes qui identifie au préalable les sources d'émissions? Pendant plusieurs années la question demeure sans réponse alimentant l'incertitude sur la question du gaz naturel. **Ce n'est que fin 2017**

---

<sup>11</sup> Incluant les étapes d'exploration, d'exploitation, de traitement du gaz, de transmission et de distribution

**que des études ont pu offrir une réconciliation au profit des études basées sur les mesures directes.**

Bien qu'il reste encore des « super émetteurs », des sources d'incertitudes, des pratiques variables et du travail à faire afin de minimiser les émissions fugitives de méthane, les plus récents travaux laissent sous-entendre que les émissions de GES du gaz non conventionnel sont légèrement supérieures, mais globalement similaires, à celles du gaz naturel conventionnel.

Ainsi, bien que cette revue de littérature, à elle seule ne permet pas de répondre à la question : *est-ce que le gaz naturel est une énergie permettant la transition vers les énergies renouvelables?* elle permet de montrer que les émissions fugitives de méthane ne s'avère pas le frein que certains opposants supposent.

## 4 Références

---

- ALBERTA ENERGY REGULATOR (2018) Natural gas methodology. <http://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/natural-gas-methodology>
- ALLEN, TORRES, THOMAS, SULLIVAN, HARRISON, HENDLER, HERNDON, KOLB, FRASER, HILL, LAMB, MISKIMINS, SAWYER, SEINFELD. (2013). Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States. PNAS
- ALVAREZ, et al. (2018) Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. Science
- BARKLEY, LAUVAUX, DAVIS, et coll. (2017). Quantifying methane emissions from natural gas production in north-eastern Pennsylvania. *Atmospheric Chemistry and Physics* 17(22): 13941-13966
- BRANDT, HEATH, KORT, O'SULLIVAN, PÉTRON, JORDAAN, TANS, WILCOX, GOPSTEIN, ARENT, WOFYSY, BROWN, BRADLEY, STUCKY, EARDLEY, HARRISS. (2014). Methane Leaks from North American Natural Gas Systems. *Science*, 343, p. 733-735
- BULLIN, K., KROUSKOP, P., (2009). Composition variety complicates processing plans for US shale gas. [En ligne]. <http://www.bre.com/portals/0/technicalarticles/Keith%20Bullin%20-%20Composition%20Variety%20US%20Shale%20Gas.pdf>. [page consultée le 11 juin 2014]
- BURNHAM, A., HAN, J., CLARK, C. E., WANG, M., DUNN, J. B., PALOU-RIVERA, I. (2012). Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum. *Environmental science & technology*, 46, p. 619-627.
- CATHLES, L., BROWN, L., TAAM, M., HUNTER, A. (2012). A commentary on 'The greenhouse gas footprint of natural gas in shale formations' by R W Howarth, R Santoro, and Anthony Ingraffea *Climatic Change*, 113, p. 86-91.
- COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE. (2014) Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. 292 p.
- CAULTON, D.R., SHEPSON, P.B., SANTORO, R.L., SPARKS, J.P., HOWARTH, R.W., INGRAFFEA, A. R., CAMBALIZA, O.L., SWEENEY, C., KARION, A., DAVIS, K.J., STIRM B.H., MONTZKA, S.A., MILLER, B.R. (2014) Methane emission from a shale gas field. *Proceedings of the National Academy of Sciences* Apr 2014, 111 (17) 6237-6242
- ENGINEERING TOOLBOX (Internet). Fuels – Densities and Specific Volumes. En ligne : [Engiwww.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d\\_166.html](http://www.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d_166.html)
- HEATH, G.A., O'DONOUGHUE, P.O., ARENT, D.J., BAZILIAN, M., (2014). Harmonization of shale gas LCAs. *Proceedings of the National Academy of Sciences* Aug 2014, 111 (31) E3167-E3176; DOI:10.1073/pnas.1309334111
- HOWARTH, R., SANTORO, R., INGRAFFEA, A. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change letters*, 106(4), p 679-690.
- HOWARTH, R., SANTORO, R., INGRAFFEA, A. (2012). Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et coll. *Climatic Change*, 113(2), p 537-549.
- HUGHUES, J.D. (2011). Life cycle greenhouse gas emissions from shale gas compared to coal: an analysis of two conflicting studies. 23 pages.
- JIANG, M., GRIFFIN, M. W., HENDRICKSON, C., JARAMILLO, P., VANBRIESEN, J., VENKATESH, A. (2011). Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. *Environmental reasearch letter*. 6(3), p 9

- JIANG, M., HENDRICKSON, C.T., VANBRIESEN, J.M., (2014). Life Cycle Water Consumption and Wastewater Generation Impacts of a Marcellus Shale Gas Well. *Environmental Science & Technology*
- KARION, SWEENEY, PÉTRON, FROST, HARDESTY, KOFLER, MILLER, NEWBERGER, WOLTER, BANTA, BREWER, DLUGOKENCKY, LANG, MONTZKA, SCHNELL, TANS, TRAINER, ZAMORA. (2013). Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field. American Geophysical Union
- Lamb, Cambaliza, Davis, Edburg, Ferrara. Floerchinger, Heimburger, S. Herndon, T. Lauvaux, T. Lavoie, D. R. Lyon, N. Miles, K. R. Prasad, S. Richardson, J. R. Roscioli, O. E. Salmon, P. B. Shepson, B. H. Stirm, J. Whetstone, (2016) Direct and indirect measurements and modeling of methane emissions in Indianapolis, Indiana. *Environ. Sci. Technol.* 50, 8910–8917 (2016). doi:10.1021/acs.est.6b01198
- Marchese, A.J., T. L. Vaughn, D. J. Zimmerle, D. M. Martinez, L. L. Williams, A. L. Robinson, A. L. Mitchell, R. Subramanian, D. S. Tkacik, J. R. Roscioli, S. C. Herndon (2015), Methane emissions from United States natural gas gathering and processing. *Environ. Sci. Technol.* 49, 10718–10727.
- K. McKain, A. Down, S. M. Raciti, J. Budney, L. R. Hutyra, C. Floerchinger, S. C. Herndon, T. Nehr Korn, M. S. Zahniser, R. B. Jackson, N. Phillips, S. C. Wofsy, Methane emissions from natural gas infrastructure and use in the urban region of Boston, Massachusetts. *48 Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A.* 112, 1941–1946 (2015). doi:10.1073/pnas.1416261112 Medline 15. B. K.
- Mitchell, A.L. D. S. Tkacik, J. R. Roscioli, S. C. Herndon, T. I. Yacovitch, D. M. Martinez, T. L. Vaughn, L. L. Williams, M. R. Sullivan, C. Floerchinger, M. Omara, R. 49 Subramanian, D. Zimmerle, A. J. Marchese, A. L. Robinson, (2015) Measurements of methane emissions from natural gas gathering facilities and processing plants: Measurement results. *Environ. Sci. Technol.* 49, 3219–3227 doi:10.1021/es5052809
- MILLER, WOFYSY, MICHALAK, KORT, ANDREWS, BIRAUD, DLUGOKENCKY, ELUSZKIEWICZ, FISCHER, JANSSENS-MENHOUT, MILLER, MILLER, MONTZKA, NEHRKORN, SWEENEY, (2013) Anthropogenic emissions of methane in the United States. Proceedings of the National Academies of Sciences
- NEB (2017). Canada's Energy Future 2017: Energy Supply and Demand Projections to 2040. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ft/2017/index-eng.html>
- O'CONNOR, D. (2013). GHG Emissions and Life Cycle Analysis of the Shale Gas Industry. Présentation donnée à *Americana 2013*, 19-21 mars 2013, Montréal, Canada.
- O'SULLIVAN, F., PALTSEV, S. (2012). Shale gas production : potential versus actual greenhouse gas emissions. *Environmental research letter*, 7(4). p. 6
- J. Peischl, T. B. Ryerson, K. C. Aikin, J. A. de Gouw, J. B. Gilman, J. S. Holloway, B. M. Lerner, R. Nadkarni, J. A. Neuman, J. B. Nowak, M. Trainer, C. Warneke, D. D. Parrish, Quantifying atmospheric methane emissions from the Haynesville, Fayetteville, and northeastern Marcellus shale gas production regions. *J. Geophys. Res. D Atmospheres* 120, 2119–2139 (2015). doi:10.1002/2014JD022697
- Schneising, O. , Burrows, J. P., Dickerson, R. R., Buchwitz, M. , Reuter, M. and Bovensmann, H. (2014), Remote sensing of fugitive methane emissions from oil and gas production in North American tight geologic formations. *Earth's Future*, 2: 548-558. doi:10.1002/2014EF000265
- SKONE, T. J. (2011). Life Cycle Greenhouse Gas Analysis of Natural Gas Extraction & Delivery in the United States. National energy technology laboratory, Ed. US Department of Energy : Cornell University, May 12, 2011.p.45

- STEPHENSON, T.; VALLE, J. E.; RIERA-PALOU, X. (2011). Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production. *Environmental science & technology*, 45, p. 10757–10764.
- Turner, A. J., D. J. Jacob, J. Benmergui, S. C. Wofsy, J. D. Maasakkers, A. Butz, O. Hasekamp, and S. C. Biraud (2016), A large increase in U.S. methane emissions over the past decade inferred from satellite data and surface observations, *Geophys. Res. Lett.*, 43, 2218–2224, doi: 10.1002/2016GL067987.
- UNION GAS. (2014) Chemical composition of natural gas. [En ligne] [www.uniongas.com/about-us/about-natural-gas/Chemical-Composition-of-Natural-Gas](http://www.uniongas.com/about-us/about-natural-gas/Chemical-Composition-of-Natural-Gas).
- VAN DURME, G., MARTINEAU, G., MICHAUD, R. (2012). Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec. Document synthèse réalisé par le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG), Département de génie chimique, Polytechnique Montréal. Août 2012, 51 pages. En ligne : [http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Pi116b\\_Rapport-Projet-type\\_avec-annexe-31aout2012.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Pi116b_Rapport-Projet-type_avec-annexe-31aout2012.pdf)
- WEBER, C. L.; CLAVIN, C. (2012). Life Cycle Carbon Footprint of Shale Gas: Review of Evidence and Implications. *Environmental science & technology*, 46, p. 5688-5695.
- D. J. Zimmerle, L. L. Williams, T. L. Vaughn, C. Quinn, R. Subramanian, G. P. Duggan, B. Willson, J. D. Opsomer, A. J. Marchese, D. M. Martinez, A. L. Robinson, Methane emissions from the natural gas transmission and storage system in the United States. *Environ. Sci. Technol.* 49, 9374–9383 (2015).