

CONFÉRENCE DES NATIONS UNIES SUR LE COMMERCE ET LE DÉVELOPPEMENT

**CNUCED**



# COUP D'ŒIL SUR LES PRODUITS DE BASE

Édition spéciale sur le gaz de schiste

**N°9**

# GAZ DE SCHISTE



NATIONS UNIES  
New York et Genève, 2018

---

© 2018, Nations Unies

Ce document est disponible en libre accès dans le cadre de la licence Creative Commons, créée pour les organisations intergouvernementales et disponible à <http://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/>.

Les appellations employées et l'information qui figurent sur les cartes dans la présente publication n'impliquent de la part de l'Organisation des Nations Unies aucune prise de position quant au statut juridique des pays, territoires, villes ou zones, ou de leurs autorités, ni quant au tracé de leurs frontières ou limites.

La photocopie et la reproduction d'extraits sont autorisées sous réserve de l'inclusion des références appropriées.

Le texte a été traduit par Alexandra Laurent. Toutes les questions seront traitées par la traductrice qui accepte la responsabilité de l'exactitude de la traduction.

Publication des Nations Unies publiée par la Conférence des Nations Unies sur le commerce et le développement.

**UNCTAD/SUC/2017/10**

eISBN: 978-92-1-363267-3

ISSN: 2522-7874

---



## NOTE

La série *Coup d'œil sur les produits de base* a pour but de collecter, présenter et disséminer des informations statistiques précises et pertinentes concernant les marchés internationaux des produits de base, sous une forme claire, concise et conviviale.

Ce numéro du *Coup d'œil sur les produits de base* a été préparé par Alexandra Laurent, statisticienne auprès du Service des produits de base de la CNUCED, sous la direction de Janvier Nkurunziza, chef de la Section de la recherche et de l'analyse du Service des produits de base.

La couverture de cette publication a été créée par Magali Studer, CNUCED. La mise en page a été réalisée par le Service Prépresse de l'ONUG avec la collaboration de Stéphane Bothua de la Section de l'impression de l'ONUG.

Ce document, en français, est une traduction non officielle du texte original rédigé en langue anglaise.

Pour de plus amples informations, contacter le Service des produits de base de la CNUCED, Palais des Nations, CH-1211 Genève 10, Suisse, tél. +41 22 917 5676, courriel : [commodities@unctad.org](mailto:commodities@unctad.org).

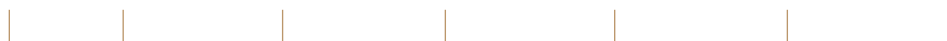
Toutes les sources d'information sont indiquées après chaque tableau et graphique.

L'emploi du terme "dollar" ou l'utilisation du symbole \$ font référence au dollar des États-Unis, sauf indication contraire.

Le terme "tonnes" fait référence aux tonnes métriques.

Sauf indication contraire, les prix publiés dans ce rapport s'entendent en termes nominaux.

Dans ce rapport, les termes de gaz de schiste et de gaz de roche mère sont utilisés de manière équivalente.



## ABRÉVIATIONS

<b>AIE</b>	Agence internationale de l'énergie
<b>CH<sub>4</sub></b>	Méthane
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dioxyde de carbone
<b>COT</b>	Carbone organique total
<b>EIA</b>	Energy Information Administration des États-Unis
<b>EPA</b>	Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis
<b>GES</b>	Gaz à effet de serre
<b>GNL</b>	Gaz naturel liquéfié
<b>GOG</b>	Gas-on-gas
<b>MMBtu</b>	Millions de British thermal units
<b>PRG</b>	Potentiel de réchauffement global
<b>RTR</b>	Ressources techniquement récupérables
<b>Tpi<sup>3</sup></b>	Milliers de milliards de pieds cubes
<b>UIIG</b>	Union internationale de l'industrie du gaz

# TABLE DES MATIÈRES

NOTE.....	iii
ABRÉVIATIONS .....	iv
INTRODUCTION .....	ix
<b>CHAPITRE I MARCHÉS DE L'ÉNERGIE ET FORMATION DES PRIX DU GAZ NATUREL .....</b>	<b>1</b>
1. Introduction .....	2
2. Formation des prix du gaz naturel .....	2
a. Amérique du Nord : l'exemple des États-Unis.....	2
b. Europe : mise en lumière de la situation au sein de l'union européenne .....	4
c. Asie : la Chine et le Japon, deux acteurs majeurs du marché du gaz naturel .....	6
<b>CHAPITRE II RISQUES POTENTIELS LIÉS À LA PRODUCTION DE GAZ DE ROCHE MÈRE .....</b>	<b>9</b>
1. Risques liés à l'eau .....	13
a. Contamination des eaux souterraines.....	13
b. Contamination des eaux de surface .....	14
c. Utilisation des ressources en eau.....	15
2. Sismicité potentielle liée aux activités de gaz de roche mère .....	16
a. Impacts directs des activités de fracturation hydraulique sur la sismicité.....	16
b. Réinjection d'eaux usées provenant des opérations de fracturation hydraulique dans des puits de refoulement.....	16
c. Risques sismiques liés à la réactivation d'une faille naturelle préexistante par les opérations de fracturation hydraulique.....	17
3. Émissions de gaz à effet de serre.....	17
<b>CHAPITRE III LA PRODUCTION DE GAZ DE ROCHE MÈRE AUX ÉTATS-UNIS.....</b>	<b>21</b>
1. Une décennie de développement du gaz de schiste .....	22
2. Coûts de production .....	25
3. Effets des développements du secteur du gaz de roche mère sur les autres secteurs économiques .....	25
<b>CHAPITRE IV AVANCÉES RELATIVES AU GAZ DE ROCHE MÈRE EN DEHORS DES ÉTATS-UNIS .....</b>	<b>27</b>
1. Le Canada : un producteur commercial de gaz de schiste.....	28
2. L'Argentine : prémices de production.....	29
3. La Chine : les plus grandes ressources potentielles de gaz de schiste au monde.....	31
4. L'Europe : une région, un éventail d'expériences.....	34
5. L'Afrique : un potentiel en gaz de schiste, principalement au Nord et au Sud .....	36
<b>CHAPITRE V ENSEIGNEMENTS .....</b>	<b>39</b>
<b>RÉFÉRENCES.....</b>	<b>43</b>



## FIGURES

Figure 1	Production des hydrocarbures .....	x
Figure 2	Échelle de perméabilité .....	x
Figure 3	Les dix principales ressources techniquement récupérables, septembre 2015 .....	xi
	(milliers de milliards de pieds cubes et pourcentage des ressources techniquement récupérables mondiales) .....	xi
Figure 4	Prix du gaz naturel aux États-Unis : prix au comptant Henry Hub, Louisiane, janvier 1980–juin 2017 (dollar par MMBtu).....	3
Figure 5	Éléments clés concernant les contrats à long terme sur le gaz naturel.....	4
Figure 6	Prix du gaz naturel aux États-Unis, en Europe et au Japon, 1980–2017 (dollars par MMBtu) .....	5
Figure 7	Consommation de gaz naturel en Chine, 2000–2016 (milliards de mètres cubes).....	6
Figure 8	Consommation de gaz naturel au Japon, 2000–2016 (milliards de mètres cubes) .....	7
Figure 9	Forage horizontal et fracturation hydraulique.....	10
Figure 10	Tendance théorique à l'épuisement des puits de gaz de schiste sur 25 ans (pourcentage) .....	12
Figure 11	Emissions de dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> ), de méthane (CH <sub>4</sub> ), protoxyde d'azote (N <sub>2</sub> O), hydrofluorocarbones (HFC), perfluorocarbures (PFC) et hexafluorure de soufre (SF <sub>6</sub> ), 1990 and 2010 (pourcentage des GES totaux) .....	18
Figure 12	Production de gaz naturel aux États-Unis, 1970–2016 (milliards de pieds cubes par jour) .....	22
Figure 13	Prélèvements bruts de gaz naturel aux États-Unis provenant de gaz de roche mère, 2007–2016 (pourcentage des prélèvements bruts de gaz naturel aux États-Unis) .....	22
Figure 14	Facteurs clés du développement du secteur du gaz de roche mère .....	24
Figure 15	Ventilation des coûts de production, 2014 .....	25
Figure 16	Prix du gaz naturel pour l'industrie aux États-Unis et dans l'Union européenne, 2008–2016 (dollars par milliers de pieds cubes).....	26
Figure 17	Argentine : production, consommation et excédent/déficit de production, 1970–2016 (milliards de pieds cubes par jour) .....	29
Figure 18	Chine : production de gaz naturel, excédent/déficit de production et réserves prouvées, 1980-2016 (Production, excédent/déficit de production : milliards de pieds cubes par jour et réserves prouvées : milliers de milliards de mètres cubes).....	31
Figure 19	Chine : bouquet énergétique, 1965-2016 (pourcentage) .....	32
Figure 20	Royaume-Uni : réserves prouvées de gaz naturel et production, 1980–2016 (milliers de milliards de pieds cubes).....	35

**TABLEAUX**

Tableau 1	Répartition régionale des ressources techniquement récupérables .....	xii
Tableau 2	Exemples d'additifs communément employés pour la fracturation hydraulique .....	11
Tableau 3	Vue d'ensemble de l'évaluation préliminaire des risques induits par la fracturation hydraulique dans le cadre d'une opération isolée et pour l'ensemble des phases d'un projet .....	12
Tableau 4	Distance entre les formations de gaz de roche mère et les eaux souterraines pour les principaux gisements des États-Unis (mètres) .....	13
Tableau 5	Intensité hydrique pour l'extraction et le traitement de différentes sources d'énergie (litres par MMBtu) .....	15
Tableau 6	Émissions de méthane et de dioxyde de carbone dans la filière du gaz naturel aux États-Unis, 2015 .....	19
Tableau 7	Calcul des coefficients d'émission pour différentes techniques de gestion du gaz pouvant être mises en œuvre dans le cadre d'opération de reflux des puits de gaz de roche mère, en assumant des potentiels de réchauffement globaux de 100 ans et 20 ans .....	19
Tableau 8	États-Unis : principales réserves et production de gaz de roche mère, 2015 .....	23
Tableau 9	Usines de liquéfaction aux États-Unis d'ici 2019 (millions de tonnes par an) .....	23
Tableau 10	Canada : opportunités et défis potentiels au développement du gaz de roche mère .....	29
Tableau 11	Argentine : opportunités et défis potentiels au développement du gaz de roche mère .....	30
Tableau 12	Chine : opportunités et défis potentiels au développement du gaz de roche mère .....	32
Tableau 13	Situation concernant le gaz naturel dans une sélection de pays en Europe et opportunités, au 31 octobre 2017 .....	34

**ENCADRÉS**

Encadré 1	Les données relatives aux ressources techniquement récupérables doivent être considérées comme des estimations et traitées avec précaution .....	xii
Encadré 2	Le transport du gaz naturel .....	2
Encadré 3	Saisonnalité des prix du gaz naturel .....	3





# INTRODUCTION

L'avenir énergétique figure au sommet de l'Agenda international relatif au développement durable et ceci devrait continuer d'être le cas pour les années à venir. Ceci est particulièrement mis en exergue dans le Programme de développement durable 2030 adopté récemment et en particulier au travers de l'Objectif de développement durable (ODD) 7, qui vise à garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable. En outre, le récent Accord de Paris dans le cadre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques a permis de galvaniser l'attention internationale autour des effets du changement climatique à un moment où les gouvernements réaffirmaient leur intention d'assurer l'accès à l'énergie pour tous d'ici 2030. La combinaison de ces instruments internationaux a permis d'ouvrir le débat sur la question de la stratégie à adopter au niveau des sources d'énergie non conventionnelles.

Les États, ainsi que les institutions locales et régionales ont émis des points de vue différents et parfois contradictoires en ce qui concerne la problématique des sources d'énergie non conventionnelles et du gaz et du pétrole de roche mère, en particulier. Le gaz de roche mère<sup>1</sup> (plus communément appelé gaz de schiste) fait l'objet de cette édition de la série *Coup d'œil sur les produits de base*. Des points de vue contradictoires ont émergé quant aux contributions potentielles de cette forme de gaz sur l'économie, son impact sur la création d'emplois ou ses effets négatifs sur l'environnement, par exemple. Le principal défi de ce rapport a donc été d'offrir une approche impartiale de ces différents aspects, afin de permettre une prise de décision éclairée sur les questions liées au gaz de schiste. Dans ce domaine, d'importants développements ont eu lieu aux États-Unis depuis le milieu des années 2000. Cette période a été largement reconnue comme « le boom ou la révolution du gaz de schiste » et le développement de la production de gaz naturel aux États-Unis grâce à l'extraction du gaz de schiste a entraîné une baisse notable des prix du gaz naturel sur le marché domestique. Dans le même temps, en Europe, certains pays ont interdit la production d'huile et de gaz de schiste sur leurs territoires, ou prohibé le recours à sa principale technique de production actuelle, à savoir : la fracturation hydraulique.

Compte tenu de ces développements, il paraît pertinent d'analyser dans quelle mesure le gaz de schiste peut contribuer à l'avenir énergétique et mettre en évidence les défis qui restent à relever. Ce rapport vise à présenter des faits, les analyser et tirer des conclusions indépendantes de la passion qui est généralement associée aux débats sur cette question. Ceci devrait permettre d'éclairer les décisions relatives à l'opportunité d'entreprendre, ou non, l'exploration et le développement des gisements de

gaz de schiste, ainsi que de définir un cadre concernant ces activités, indépendamment du fait que le gaz de schiste est déjà extrait dans un certain nombre de pays et en prévision dans d'autres.

En 2016, plus de 85 pour cent de la demande mondiale d'énergie était satisfaite par le recours aux combustibles fossiles, le gaz naturel se classant au troisième rang avec environ 24 pour cent du total, derrière le pétrole (33 pour cent) et le charbon (28 pour cent). Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), les combustibles fossiles devraient demeurer la principale source d'énergie d'ici à 2040. Toutefois, une transition énergétique vers un mix plus diversifié et respectueux de l'environnement est à l'œuvre. Le rôle des énergies renouvelables dans le futur bouquet énergétique mondial dépendra largement des investissements réalisés dans ce domaine, ainsi que des politiques mises en place pour les encourager. Selon les scénarii des politiques actuelles et des nouvelles politiques de l'AIE,<sup>2</sup> la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial devrait se situer entre 16.1 et 19.3 pour cent en 2040. D'après le scénario le plus optimiste de l'AIE - scénario 450<sup>3</sup> - cette part pourrait atteindre 31 pour cent d'ici 2040. Ce scénario est particulièrement optimiste par rapport aux deux autres scénarii de l'AIE ainsi qu'au regard de la littérature la plus récente relative au changement climatique et à la limitation du réchauffement climatique à 2°C au-dessus des niveaux préindustriels.<sup>4</sup> Cependant, même en considérant ce dernier scénario, une période plus longue et des investissements plus importants seront nécessaires afin que la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial puisse un jour rivaliser avec celle que représentent les hydrocarbures aujourd'hui. Selon l'AIE, la

<sup>1</sup> Dans ce rapport, les termes de gaz de schiste et de gaz de roche mère sont utilisés de manière équivalente.

<sup>2</sup> Le scénario des nouvelles politiques présenté dans le rapport de l'AIE sur les *Perspectives énergétiques mondiales* sert de scénario de base. Il prend en compte les engagements de politique nationale ainsi que les plans annoncés, en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, ainsi que les dispositions visant à éliminer progressivement les subventions en faveur des énergies fossiles, même si les mesures visant à mettre en œuvre ces engagements n'ont pas encore été identifiées ou annoncées. Le scénario des politiques actuelles ne suppose aucun changement de politiques à partir du milieu de l'année de publication (précédemment appelé scénario de référence). AIE. (Extrait le 4 décembre 2017). World Energy Outlook, Scenarios and projections. <https://www.iea.org/publications/scenariosandprojections/>.

<sup>3</sup> Le scénario 450 de l'AIE établit une trajectoire énergétique cohérente avec l'objectif de limitation de l'augmentation globale de la température à 2°C par une limitation de la concentration des gaz à effet de serre aux environs de 450 parties par millions de CO<sub>2</sub>. AIE. (extrait le 4 décembre 2017). World Energy Outlook, Scenarios and projections. <https://www.iea.org/publications/scenariosandprojections/>.

<sup>4</sup> Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques. (2015). Historic paris agreement on climate change: 195 Nations set path to keep temperature rise well below 2 degrees Celsius. <http://newsroom.unfccc.int/unfccc-newsroom/finale-cop21/>.

part des investissements dans les combustibles fossiles devrait représenter 60 pour cent des investissements totaux dans les projets d'approvisionnement énergétique d'ici à 2040, contre une moyenne de 70 pour cent au cours des 15 dernières années.

Avant d'aborder les développements récents concernant le gaz de schiste, les mécanismes de tarification ou le rôle du gaz de schiste et plus largement du gaz naturel dans le mix énergétique mondial, il paraît essentiel de bien comprendre d'où vient le gaz de roche mère et ce qui le différencie du gaz naturel dit conventionnel.

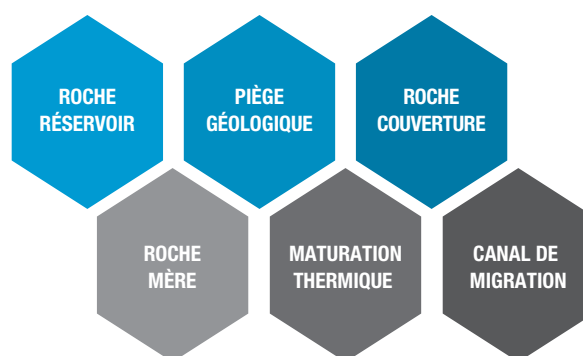
### La formation des hydrocarbures

Le pétrole brut et le gaz naturel résultent de la décomposition de sédiments riches en matière organique. Ceux-ci se déposent progressivement au fond des océans où ils s'enfoncent graduellement dans le sol par sédimentation. Au fur et à mesure du processus, la température et la pression augmentent, conduisant à la production de kérogène – une substance intermédiaire entre la matière organique et les hydrocarbures. Par la suite, la forme liquide des hydrocarbures (huile) apparaît à partir du kérogène généralement entre 2 000–3 000m de profondeur, quand les températures avoisinent 60–120°C. Ces conditions sont appelées *fenêtre à huile*. Plus la profondeur augmente, atteignant 3 000–6 000m environ, plus la température augmente elle aussi approchant les 100–200°C, plus le kérogène produira du gaz naturel (c'est ce qu'on appelle la *fenêtre à gaz*). Les teneurs de la roche mère en pétrole et en gaz naturel varient en fonction du temps que le kérogène passe à l'intérieur de chacune de ces fenêtres. Sous l'effet du processus graduel de formation des hydrocarbures, le pétrole et le gaz naturel peuvent se retrouver piégés à l'intérieur du même dépôt sédimentaire, à différentes profondeurs et avec une transformation progressive d'un état à l'autre.

Une portion des hydrocarbures contenue dans la roche mère est progressivement libérée. Elle migre alors vers la surface le long de roches perméables et de failles naturelles (*canal de migration*). Le flux continue ainsi jusqu'à ce qu'une couche imperméable de roches l'interrompe (*roche couverture*). Piégé au sein de cette structure géologique (*piège*), les hydrocarbures s'accumulent et donnent ainsi naissance aux réservoirs dits conventionnels (figure 1). La part des hydrocarbures qui demeure piégée à l'intérieur des roches mères est qualifiée de non conventionnelle (ce sont l'huile et le gaz de schiste, en particulier).

La distinction entre gaz conventionnel et gaz non conventionnel ne repose donc pas sur leur composition intrinsèque. Les deux formes sont du gaz naturel essentiellement constitué de méthane (CH<sub>4</sub>) à 70–90 pour cent et d'autres hydrocarbures plus lourds (butane, éthane ou propane, par exemple). Leurs différences résident essentiellement dans les caractéristiques des réservoirs qui les contiennent, ainsi que dans les techniques de production nécessaires à leur extraction.

Figure 1 Production des hydrocarbures



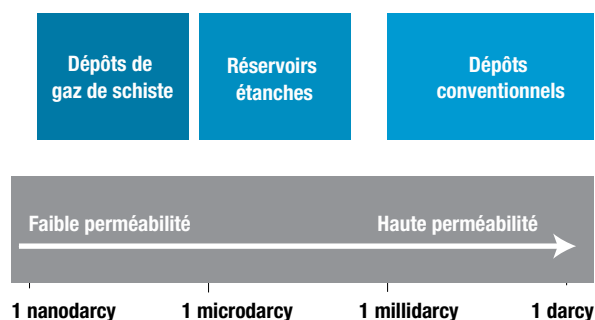
Source : secrétariat de la CNUCED, à partir de Pratson, University of Duke, États-Unis (consulté le 4 décembre 2017).

Bien que ce numéro de la série *Coup d'œil sur les produits de base* se concentre essentiellement sur le gaz de schiste ; deux autres types de gaz naturel non conventionnel existent. Les *gaz de réservoirs étanches* qui résultent de la migration du gaz naturel vers une roche réservoir offrant une grande porosité et une faible perméabilité. À l'instar du gaz de schiste, le gaz de réservoir étanche est généralement extrait par le biais du forage directionnel et de la fracturation hydraulique. Il s'agit ensuite de mentionner, le gaz de houille, qui est la forme de gaz naturel extraite des gisements de charbon.

### Caractéristiques des dépôts de roche-mère

Compte tenu des structures géologiques qui renferment les ressources de gaz de schiste, qui sont généralement longues et étroites, la technique traditionnellement utilisée pour extraire le gaz naturel conventionnel – à savoir le forage vertical – n'est pas adaptée à la production de gaz de schiste. En effet, pour avoir accès à la plus grande surface de la roche mère, le forage doit être effectué parallèlement à la formation, afin de suivre le dépôt sur le maximum de sa longueur et de pouvoir ainsi maximiser les volumes de gaz naturel collectés. Cette opération est appelée *forage directionnel* ou *forage horizontal*. En outre, les gisements de gaz de schiste présentent deux caractéristiques qui les différencient

Figure 2 Échelle de perméabilité



Source : secrétariat de la CNUCED, à partir de Bauquis, 2014.

des gisements conventionnels de gaz naturel, et qui sont leur faible porosité<sup>5</sup> et leur faible perméabilité<sup>6</sup> (figure 2). Ces éléments rendent le gaz de schiste plus difficile à extraire que le gaz naturel conventionnel, car il n'a pas tendance à circuler facilement au travers des roches mères. L'extraction va donc nécessiter le recours à la *fracturation hydraulique* afin d'améliorer la perméabilité de la roche par l'agrandissement des fissures existantes et la création de nouvelles. Ni le forage horizontal, ni la fracturation hydraulique n'étaient des technologies nouvelles au début des années 2000, toutefois leurs coûts prohibitifs ne permettaient pas leur emploi à grande échelle. En outre, l'idée de combiner ensemble le forage

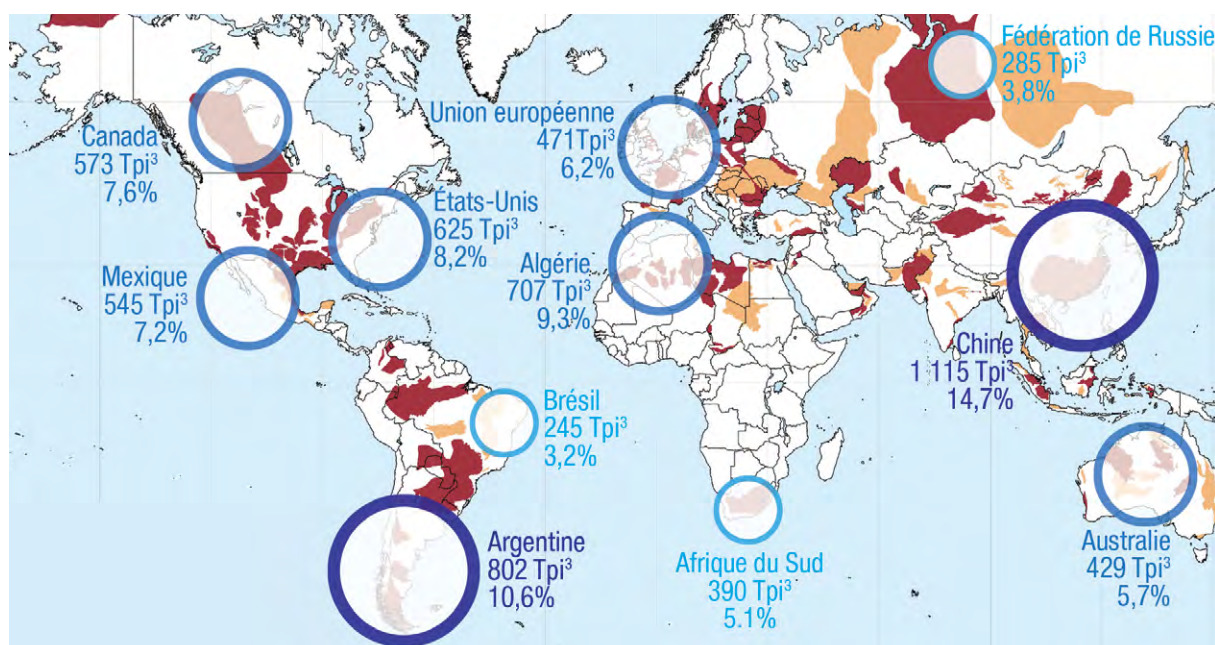
horizontal et la fracturation hydraulique afin de stimuler les gisements de gaz de schiste – ce qui a contribué à rendre leur exploitation rentable – est plus récente que les techniques elles-mêmes.

### Ressources mondiales techniquement récupérables

En réaction à l'épuisement progressif des réserves mondiales accessibles et bon marché de gaz naturel conventionnel, l'intérêt pour des sources de gaz naturel plus coûteuses et la production de gaz de schiste, en particulier, s'est accrue. Alors que l'existence de ces ressources était connue depuis longtemps, l'exploitation du gaz de schiste ne s'est avérée rentable que récemment. En outre, la systématisation de l'utilisation combinée du forage horizontal et de la fracturation hydraulique depuis le début des années 2000 a également permis aux compagnies pétrolières et gazières d'accéder aux importants volumes de gaz de schiste contenus dans les roches mères. On considère que toutes les régions qui produisent actuellement du gaz naturel conventionnel pourraient renfermer des gisements de roches mères. En conséquence, les ressources de gaz de schiste pourraient être largement répandues autour du globe (figure 3). Leur exploitation commerciale reste toutefois limitée aux États-Unis et au Canada, à l'heure actuelle.

Dans cette édition du *Coup d'œil sur les produits de base*, les données publiées par l'Energy Information Administration

**Figure 3 Les dix principales ressources techniquement récupérables, septembre 2015**  
(milliers de milliards de pieds cubes et pourcentage des ressources techniquement récupérables mondiales)



Source : secrétariat de la CNUCED d'après l'EIA. (Consulté le 30 août 2017). World Shale Resource Assessments. <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>.

Note : les données ont été calculées par l'EIA en utilisant des estimations du volume de ressources *in situ* pour une formation prospective dans un bassin factorisé par (1) le facteur de succès de la formation qui est la probabilité qu'une partie de la formation ait un flux de gaz naturel intéressant et (2) le taux de récupération qui est la capacité de la technologie actuelle à produire du gaz naturel à partir de formations présentant des caractéristiques géophysiques similaires.

- Bassins évalués présentant des estimations de ressources
- Bassins évalués ne présentant pas d'estimations de ressources
- RTR supérieures à 10 pour cent des RTR mondiales
- RTR évaluées entre 5 et 10 pour cent des RTR mondiales
- RTR inférieures à 5 pour cent des RTR mondiales



des États-Unis (EIA) sont utilisées compte tenu de la vaste expérience du pays concernant l'exploration et la production de gaz de schiste, ainsi que le large spectre de données relatives aux ressources mondiales publiées par cette institution. L'EIA définit les ressources comme les volumes de gaz qui pourraient être produits à l'avenir. Celles-ci peuvent varier en fonction des avancées technologiques, des quantités de gaz naturel extraites, ainsi que des évolutions du marché. Compte tenu de l'état embryonnaire du secteur du gaz de schiste en dehors de l'Amérique du Nord, les Ressources techniquement récupérables (RTR) semblent être l'indicateur le plus pertinent et quasi unique disponible permettant d'évaluer le potentiel de gaz de schiste. Ces données englobent les volumes de gaz pouvant être produits en tenant compte de la technologie actuelle, des pratiques de l'industrie et des connaissances géologiques (EIA, 2014). Toutefois, il s'agit de mettre en exergue que l'estimation des ressources est effectuée indépendamment des prix du pétrole et du gaz naturel ainsi que des coûts de production (EIA, 2017e:9; encadré 1).

Au 24 septembre 2015, l'EIA estimait les ressources techniquement récupérables mondiales de gaz de schiste à environ 7 566,6 milliards de milliards de pieds cubes (soit environ 214,5 milliards de milliards de mètres cubes). Ceci représentait environ 61 ans de la consommation mondiale au rythme de 2016. Selon ces données, les dix premiers pays détenteurs de RTR de gaz de schiste par ordre décroissant étaient la Chine, l'Argentine, l'Algérie, les États-Unis, le Canada, le Mexique, l'Australie, l'Afrique du Sud, la Fédération de Russie et le Brésil. Ensemble, ces États représentaient environ les trois quarts des RTR mondiales (tableau 1).

#### Encadré 1 Les données relatives aux ressources techniquement récupérables doivent être considérées comme des estimations et traitées avec précaution

Chaque roche mère présente des caractéristiques différentes impliquant un processus de fracturation hydraulique spécifique. En outre, la fracturation est actuellement la seule méthode pouvant être utilisée en vue de préciser les informations relatives aux volumes de ressources et de réserves effectivement en place. Cependant, la fracturation hydraulique est interdite dans de nombreux pays, ce qui se traduit par un manque d'information au niveau national. Par exemple, la France a mis en place un moratoire sur la fracturation hydraulique en 2011, ce qui signifie qu'aucune exploration n'a pu être entreprise depuis cette date dans l'optique d'évaluer le potentiel en gaz de schiste du pays. En outre, lorsque des essais de forage ont été réalisés dans d'autres régions du monde, les estimations ont parfois été révisées de manière drastique. Par exemple, le rapport de l'EIA concernant l'Afrique du Sud indique que les estimations concernant ce pays ont été révisées à la baisse de 485 à 390 milliards de milliards de pieds cubes par rapport à l'évaluation précédente, étant donné que la zone de prospection pour les trois formations de schiste dans le Bassin du Karoo a été réduite de l'ordre de 15 pour cent. Le taux de récupération de la formation de Whitehill ainsi que les estimations de ressources ont également été revus à la baisse en raison d'une géologie complexe, selon le même rapport.

Source : EIA (2017e:9).

**Tableau 1 Répartition régionale des ressources techniquement récupérables**

<p><b>1 Asie et Océanie</b> Part dans le monde : 28 pour cent Nombre de pays étudiés dans la région : 11 Commentaire : ensemble, la Chine et l'Australie représentaient les trois quarts des RTR de la région.</p>	<p><b>2 Amérique du Nord</b> Part dans le monde : 23 pour cent Nombre de pays étudiés dans la région : 3 Commentaire : les États-Unis et le Canada sont des producteurs ayant atteint un niveau de production commerciale. Ils comptent respectivement pour 36 et 33 pour cent des RTR dans la région. Le Mexique renfermerait, quant à lui, environ 31 pour cent des RTR régionales avec une activité d'exploration naissante.</p>
<p><b>3 Amérique latine et Caraïbes</b> Part dans le monde : 19 pour cent Nombre de pays étudiés dans la région : 8 Commentaire : l'Argentine serait le premier réservoir de gaz de schiste de la région avec 56 pour cent des RTR régionales, suivie du Brésil (17 pour cent) et de la République bolivarienne du Venezuela (12 pour cent).</p>	<p><b>4 Afrique</b> Part dans le monde : 19 pour cent Nombre de pays étudiés dans la région : 7 Commentaire : avec 69 pour cent des RTR en Afrique, l'Afrique du Nord semblerait détenir les plus importantes RTR du continent. L'Algérie représenterait plus de la moitié des RTR en Afrique. L'Afrique du Sud posséderait également des RTR importantes avec 28 pour cent des RTR de la région. Les pays d'Afrique Sub-Saharienne sont quasiment absents de l'analyse, en dehors du Tchad (3,2 pour cent des RTR régionales).</p>
<p><b>5 Union européenne</b> Part dans le monde : 6 pour cent Nombre de pays étudiés dans la région : 11 Commentaire : la France et la Pologne semblent posséder la majeure partie des RTR de la région (avec 30 pour cent chacun). Cependant, alors que le Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord (5,5 pour cent des RTR régionales) et la Pologne ont pris des mesures en vue de développer leur potentiel de gaz de schiste, la France a mis en place un moratoire sur la fracturation hydraulique en juillet 2011 (loi n°2011-835).</p>	<p><b>6 Europe orientale</b> Part dans le monde : 6 pour cent Nombre de pays étudiés dans la région : 3 Commentaire : la Fédération de Russie se classe en première position au sein du groupe avec environ les deux tiers des RTR régionales, suivie de l'Ukraine (29 pour cent).</p>

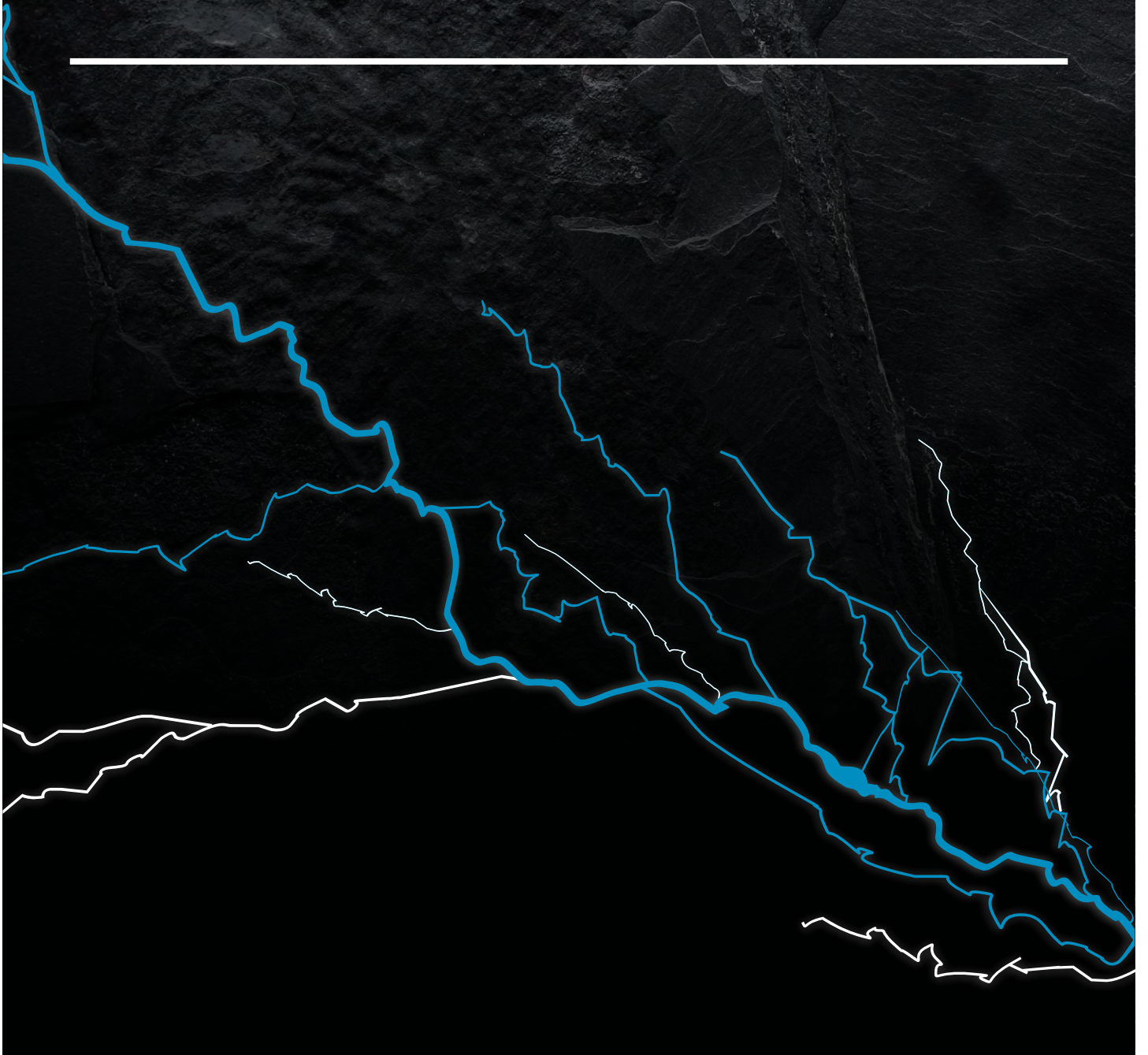
Source : secrétariat de la CNUCED d'après les données de l'EIA.

---

# CHAPITRE I

## **MARCHÉS DE L'ÉNERGIE ET FORMATION DES PRIX DU GAZ NATUREL**

---





### Encadré 2 Le transport du gaz naturel

Les importants défis à relever quant au transport du gaz naturel, depuis le lieu où celui-ci est extrait, vers ceux où il est consommé (ou distribué), en comparaison d'autres combustibles fossiles, expliquent pourquoi les échanges relatifs à ce produit de base sont largement cantonnés à l'intérieur des régions productrices et éclairent donc sur la segmentation régionale de ce marché. Le transport du gaz naturel nécessite en effet, le recours à des conteneurs spécifiquement dédiés, ce qui fait que son coût de transport est environ cinq fois supérieur à celui du pétrole brut, par exemple. Cette situation pourrait être amenée à changer sous l'effet des développements récents dans le secteur du gaz de schiste et en particulier aux États-Unis, qui pourraient devenir un des grands acteurs de l'exportation de GNL dans les années à venir. Ceci pourrait conduire à une globalisation accrue du marché du gaz naturel.

Aujourd'hui, les échanges internationaux de gaz naturel se font par le biais des (1) gazoducs et (2) du GNL.

#### Les gazoducs

Les gazoducs sont le premier mode de transport du gaz naturel des régions productrices vers les lieux où celui-ci va être stocké ou directement utilisé. Une spécificité du gaz naturel est la diminution de sa pression avec la distance ; c'est la raison pour laquelle les canalisations se doivent d'être hermétiques et résistantes à cette pression. En outre, des stations de compression doivent également être installées régulièrement le long des pipelines, afin de la maintenir jusqu'à destination.

Malgré le coût élevé des investissements nécessaires à la construction de gazoducs, ce mode d'exportation représentait la majeure partie des flux commerciaux en 2016 (environ 70 pour cent du total des exportations mondiales). Bien que ce type d'infrastructure ait tendance à se développer à travers le monde, elle reste actuellement largement majoritaire en Europe et en Amérique du Nord. Les flux commerciaux à l'intérieur de ces deux régions représentaient plus des trois quarts des flux mondiaux (par gazoducs) sur l'année 2016.

#### Les flux commerciaux internationaux de gaz naturel liquéfié

Le GNL est généralement préféré pour le transport du gaz naturel outre-mer. La liquéfaction du gaz naturel en réduit, en effet, le volume (jusqu'à 600 fois). La chaîne d'approvisionnement du GNL se compose en principe d'un réseau de gazoducs permettant le transport du gaz naturel sous forme gazeuse, du gisement vers les installations de liquéfaction au port. Le gaz naturel est alors liquéfié par abaissement de sa température à environ -162°C (à pression atmosphérique) ce qui va permettre de produire le GNL. Celui-ci est ensuite transporté par navires gaziers vers les terminaux de destination où il retrouvera sa forme gazeuse à l'intérieur d'usines de regazéification, avant d'être finalement livré aux utilisateurs finaux.

Environ 30 pour cent des exportations mondiales de gaz naturel en 2016 étaient réalisées sous la forme de GNL. Le développement de la production de gaz de schiste aux États-Unis et l'émergence de ce pays comme l'un des grands pays exportateurs de GNL dans le monde au cours des prochaines années pourraient avoir un impact sur cette forme de transport à l'avenir et contribuer à accroître sa part dans les flux mondiaux de gaz naturel.

Source : secrétariat de la CNUCED.

## 1. INTRODUCTION

En raison des caractéristiques relatives au transport du gaz naturel (encadré 2), ce marché est fragmenté en trois grandes régions : l'Amérique du Nord, l'Europe et l'Asie/Océanie, avec des mécanismes de formation des prix et des prix de référence spécifiques à chacune d'entre elles. Les prix de référence sont respectivement (1) le prix au comptant pour l'origine Henry Hub (Louisiane, États-Unis) pour l'Amérique du Nord, (2) le prix moyen à la frontière d'importation pour l'Europe et (3) le prix à l'importation au Japon du gaz naturel liquéfié (GNL) ; principalement utilisé dans la région Asie/Océanie.

## 2. FORMATION DES PRIX DU GAZ NATUREL

### a. Amérique du Nord : l'exemple des États-Unis

En Amérique du Nord, les prix du gaz naturel sont librement cotés sur le marché. Le prix de référence est le Henry Hub ; le nom d'un centre situé en Louisiane. Il est exprimé en dollars par million de British thermal units (MMBtu) ; une unité de mesure d'énergie thermique. En raison du mécanisme de formation des prix du gaz naturel aux États-Unis, les changements intervenant au niveau des fondamentaux du marché, à savoir l'offre et la demande, sont reflétés quasi automatiquement au niveau des prix. Ceci implique que les prix du gaz naturel aux États-Unis sont généralement plus volatils que dans d'autres régions du monde, où les prix sont déterminés par le biais de contrats à long terme. Selon l'Union internationale de l'industrie du gaz (UIIG, 2017b), le gaz naturel est presque exclusivement négocié sur une base concurrentielle [Gas-On-Gas (GOG)]<sup>7</sup> aux États-Unis.

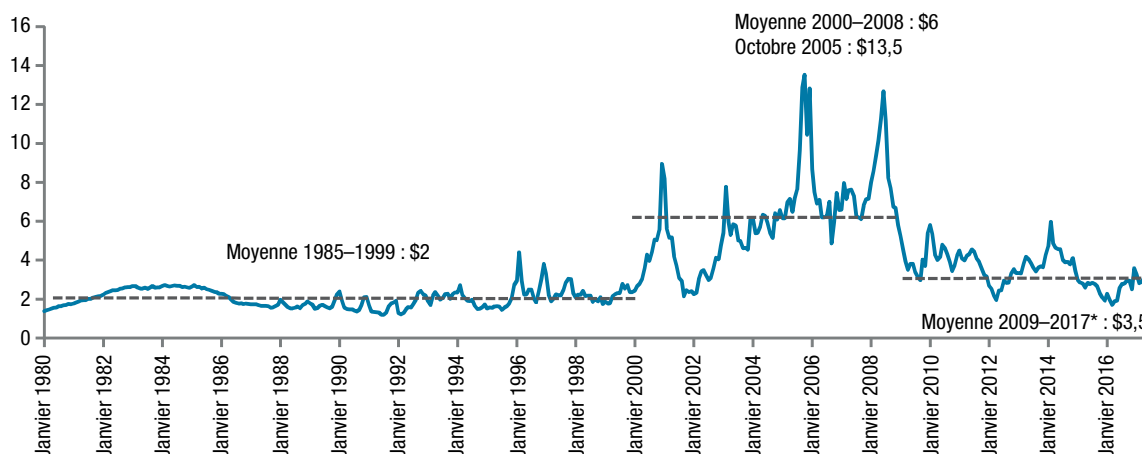
En 2016, le gaz naturel représentait 29 pour cent du bouquet énergétique aux États-Unis, contre 25 pour cent en 2010. Cette augmentation s'explique largement par les gains de compétitivité engrangés par le gaz naturel dans ce pays, notamment au travers de la baisse des coûts. En 2016, le gaz naturel était principalement utilisé pour la production d'électricité (36 pour cent), pour des applications industrielles (34 pour cent), ainsi qu'à des fins résidentielles et commerciales (27 pour cent).<sup>8</sup>

<sup>7</sup> Gas-on-gas competition (GOG). Les prix sont déterminés par le jeu de l'offre et de la demande et négociés pour un éventail de périodes différentes (quotidienne, mensuelle, annuelle, ou autres). Les échanges ont lieu dans des centres physiques (Henry Hub, par exemple) ou dans des centres « théoriques » (National Balancing Point (NBP) au Royaume-Uni, par exemple). Des marchés à terme peuvent exister (NYMEX ou ICE). Tout le gaz n'est pas échangé sur la base d'un prix fixe à court terme. Il peut exister des contrats à plus long terme, bien que ceux-ci soient basés sur les indices de prix du gaz naturel pour en déterminer le prix mensuel, par exemple, plutôt que des indices de combustibles concurrents. Sont également inclus dans cette catégorie le GNL au comptant, ainsi que tout prix lié au prix « hub » ou au comptant, ainsi que les accords bilatéraux sur les marchés où il y a plusieurs acheteurs et vendeurs.

<sup>8</sup> AIE. (Consulté le 4 décembre 2017). Natural gas explained – the use of natural gas. [https://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=natural\\_gas\\_use](https://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=natural_gas_use)



**Figure 4 Prix du gaz naturel aux États-Unis : prix au comptant Henry Hub, Louisiane, janvier 1980–juin 2017**  
(dollar par MMBtu)



\* 2017 couvre la période janvier–juin 2017.

Source : secrétariat de la CNUCED, à partir des données de la Banque mondiale, Global Economic Monitor Commodities (consulté le 6 septembre 2017).

### Évolution des prix du gaz naturel avant les années 2000

Entre 1985 et 1999, les cours du gaz naturel Henry Hub ont majoritairement fluctué à l'intérieur d'une bande allant de \$1 par MMBtu à \$3 par MMBtu, avec une moyenne de \$2 par MMBtu sur la période (figure 4). Les variations de prix en dehors de ces limites ont généralement été faibles et rares. Toutefois, les prix du gaz naturel ont atteint \$4,4 par MMBtu au cours du mois de février 1996, en raison de conditions météorologiques exceptionnelles et du faible niveau des stocks. Cet événement met en lumière le caractère saisonnier de la demande de gaz naturel et donc de ses prix (encadré 3). En dehors de ce cas spécifique, les prix du gaz naturel sont demeurés relativement stables au cours de la période.

### 2000–2009 : le boom des prix du gaz naturel

Les prix du gaz naturel ont commencé à augmenter à la fin des années 1990. Ils ont atteint un premier pic en décembre 2000, avec une moyenne mensuelle de \$9 par MMBtu, soit environ 2,8 fois leur niveau de décembre 1999. Les prix du gaz naturel ont continué à augmenter au cours des 58 mois suivants, atteignant le cours record de \$13,5 par MMBtu en octobre 2005. Bien que les prix du gaz naturel aient entamé une baisse après cette date, ils sont toutefois demeurés élevés en comparaison de leur niveau historique, enregistrant une moyenne de \$6 par MMBtu entre 2000 et 2008, soit environ trois fois leur valeur au cours de la période précédente.<sup>9</sup> Des moyennes mensuelles particulièrement élevées ont été relevées en juin et juillet 2008 avec respectivement, \$12,7 par MMBtu et \$11,2 par MMBtu.

<sup>9</sup> Sur la période 1960–1984, le prix moyen du gaz naturel aux États-Unis a été inférieur à \$1 par MMBtu.

### Encadré 3 Saisonnalité des prix du gaz naturel

Le prix du gaz naturel est soumis à la saisonnalité de sa demande, en particulier dans les régions où les amplitudes de température peuvent être élevées. Ceci explique que les prix du gaz naturel soient généralement plus élevés en hiver, du fait d'une demande en chauffage plus importante. La saisonnalité de la demande résidentielle aux États-Unis entre été et hiver pourrait aller de 1 à 8. Au cours de l'hiver 2003, par exemple, le cours du gaz naturel au comptant a atteint \$18,5 par MMBtu le 25 février, alors qu'il s'élevait à \$6,1 par MMBtu la semaine précédente, principalement sous l'effet de conditions climatiques exceptionnellement froides et du faible niveau des stocks. Des écarts de prix importants peuvent également être observés entre régions productrices et consommatrices du fait de capacités de livraison physique parfois plus restreintes dans les secondes. Par exemple, les prix du gaz naturel ont momentanément atteint les \$40 par MMBtu à New-York en février 2003. En outre, au cours de l'hiver 2003–2004, les contraintes liées au réseau de gazoducs desservant la région de Nouvelle-Angleterre ont entraîné les prix au comptant du gaz naturel à la hausse, ceux-ci atteignant les \$74 par MMBtu sur l'InterContinental Exchange.

Sources : Charon, 2014; Federal Energy Regulatory Commission, 2003, 2; Département de l'énergie des États-Unis, 2014, 3.

Les prix historiquement élevés du gaz naturel entre 2000 et 2008 ont créé un contexte favorable au développement de la production de gaz de schiste à grande échelle aux États-Unis. L'extraction brute de gaz naturel à partir des puits de gaz de schiste a quasiment triplé entre 2007 et 2010. Toutefois, la mise sur le marché de grandes quantités de gaz naturel conjuguée à une baisse de la demande due à la crise financière et économique de 2008 ont conduit à un excédent de l'offre et, par

conséquent, à une baisse significative des prix du gaz naturel à partir du milieu de l'année 2008. Malgré cela, les prix du gaz naturel sont restés élevés jusqu'à la fin de l'année 2008 en comparaison de leur niveau historique. Ce développement a initié un découplage entre les prix aux États-Unis et dans les autres régions du monde, ainsi que vis-à-vis du pétrole brut.

### 2009–2017<sup>10</sup>: une baisse significative des prix du gaz naturel aux États-Unis

De juillet 2008 à septembre 2009, les prix du gaz naturel ont largement diminué, reculant de 73 pour cent en 15 mois. Puis, les prix se sont stabilisés aux environs de \$3,5 par MMBtu et ceci jusqu'à la fin de la période, enregistrant toutefois un plus bas à \$1,7 par MMBtu en mars 2016. Malgré cette tendance baissière, une baisse de la production s'est fait attendre. Ce décalage entre les signaux émis par le marché et l'évolution de la production peut s'expliquer par un ensemble de facteurs. Pour commencer, une majorité de producteurs anticipait une baisse momentanée des cours du gaz naturel. Anticipant une reprise plus ou moins rapide, les producteurs n'ont pas immédiatement réduit leur production. Cette attitude a été exacerbée par le recours aux contrats à livraison différée et à terme, qui ont eu tendance à accroître encore le délai de réaction des producteurs vis-à-vis des stimuli envoyés par le marché. En outre, en raison des engagements à long terme pris par les producteurs de gaz de schiste auprès des sociétés de forage et de fracturation et notamment les conditions de production minimales requises au travers des contrats d'exploration/production aux États-Unis, les sociétés productrices de gaz de schiste se sont vues dans l'obligation de poursuivre leurs forages, quel que soit le prix de marché. La combinaison de ces différents éléments explique également le nombre croissant de puits forés, non-achevés à travers les États-Unis, les producteurs comptant sur le retour des cours à la hausse pour finaliser leurs opérations. Enfin, au début des activités de gaz de schiste aux États-Unis, un grand nombre de puits n'étaient pas encore raccordés au réseau de distribution, ce qui a eu tendance à engendrer un certain décalage dans la transmission des informations relatives à l'approvisionnement réel du marché.

La chute des cours du gaz naturel a eu tendance à peser sur les bénéfices des sociétés de gaz de schiste – déjà faiblement capitalisées – les contraignant souvent soit, à déprécier une partie de leurs actifs, soit à les retirer totalement de leur bilan. Ceci a également conduit à un mouvement de création de co-entreprises à la suite de la crise financière et économique de 2008 et plus récemment, à une série d'acquisitions d'actifs ou de rapprochement de sociétés dans le secteur. Cette tendance a permis aux grandes sociétés pétrolières et gazières de pénétrer le marché du gaz de schiste, essentiellement à partir de 2011 – alors que celles-ci n'étaient pas prédominantes au sein de cette activité auparavant. D'après KPMG Global Energy Institute

(2012), le nombre d'opérations au sein de l'industrie du gaz de schiste aux États-Unis s'est élevé à 88 en 2011 pour une valeur totale de \$46,5 milliards, contre 32 opérations en 2005 pour \$3,9 milliards.

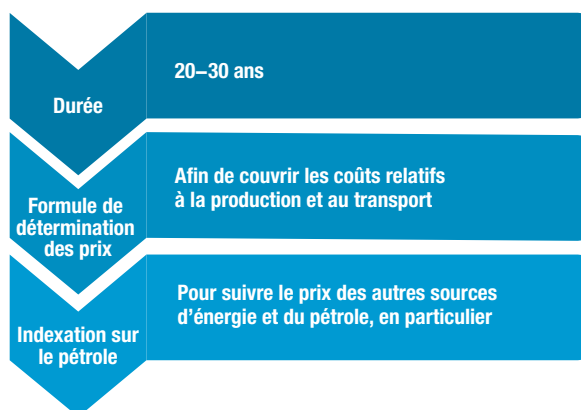
En dépit de timides signes de reprise des cours du gaz naturel aux États-Unis, ceux-ci sont restés trop bas pour encourager les producteurs à relancer leur production de manière significative. En juin 2017, le cours mensuel moyen du gaz naturel, Henry Hub, s'élevait à \$2,9 par MMBtu, alors que le coût marginal de production du gaz de schiste était estimé à environ \$4 par MMBtu (Forbes, 2017). En outre, le nombre de puits forés, non achevés a continué de progresser dans le pays en juin 2017 avec 6 851 puits, alors que ceux-ci étaient de 5 877 le mois précédent ; ce qui semblerait également être le signe que les producteurs attendent une hausse plus marquée des cours avant de relancer leur production.

### b. Europe : mise en lumière de la situation au sein de l'union européenne

Jusqu'à récemment, en Europe, le gaz naturel était essentiellement échangé par le biais de contrats à long terme ; un héritage des années 1960, alors que l'Europe investissait massivement dans le but de développer son infrastructure gazière.

Les principales caractéristiques de ce type de contrats résident dans leur durée, une formule de prix spécifique et une indexation du prix du gaz naturel sur des sources d'énergie concurrentes (figure 5). Ce type de contrats avait tendance à rendre l'évolution des prix considérablement moins flexible en Europe qu'aux États-Unis. Toutefois, ceux-ci permettaient également de limiter la volatilité des prix du gaz naturel. Les détails relatifs à la formation des prix et les négociations demeurent confidentiels, toutefois certaines grandes tendances quant à l'évolution récente des prix du gaz naturel en Europe peuvent être mises en lumière.

Figure 5 Éléments clés concernant les contrats à long terme sur le gaz naturel



Source : secrétariat de la CNUCED.

<sup>10</sup> La période étudiée dans ce rapport inclut le mois de juin 2017.

À compter du milieu des années 2000, la situation semble avoir graduellement évolué sous l'effet des développements dans le secteur du gaz de schiste aux États-Unis, mais aussi de l'augmentation des quantités de gaz naturel liquéfié commercialisées par des producteurs traditionnels, tel que le Qatar. Conjugués à la baisse de la demande en Europe du fait de la crise financière et économique de 2008 et au développement de sources d'énergie alternatives (énergies renouvelables, par exemple), les contrats indexés sur les prix hubs ont eu tendance à revêtir une importance grandissante. Ceci semble également avoir incité certains fournisseurs traditionnels à accepter des conditions plus flexibles telles que l'introduction d'une indexation partielle sur les prix hubs, par exemple. Franza (2014:12) souligne, par exemple, que Gazprom – l'un des principaux fournisseurs de gaz naturel en Europe continentale – a introduit une indexation sur les prix hubs pour la première fois en 2010. Le cycle des négociations avec les fournisseurs traditionnels de l'Europe a également abouti à un engagement de réduire les quantités minimales que les acheteurs étaient contractuellement tenus d'acheter au travers de la clause *take or pay*, bien que cette dernière disposition puisse n'être que temporaire. Finalement, la libéralisation du marché de l'énergie entreprise par l'Union européenne dès la fin des années 1990 a également permis de mettre en place un cadre favorable à ces changements.

En 2016, plus de 88 pour cent des importations de gaz naturel en Europe étaient réalisés par le biais de gazoducs, le reliquat étant fourni sous forme de GNL. Parmi les huit mécanismes de formation des prix définis par l'UIIG (2017b), les deux principaux utilisés en Europe sont le

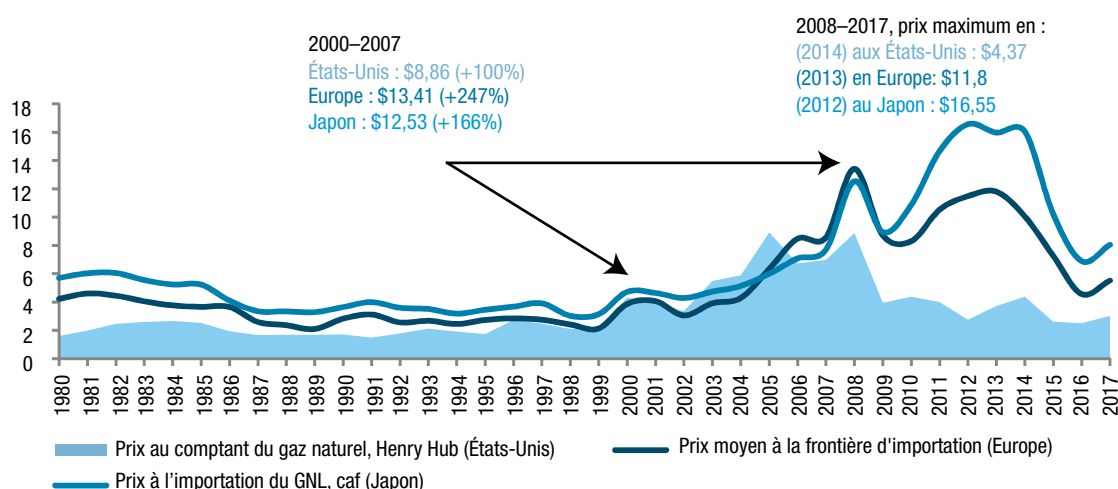
*Gas-On-Gas (GOG)* et l'*Oil Price Escalation (OPE)*.<sup>11</sup> L'UIIG indiquait en 2016, qu'environ les deux tiers des importations européennes (GNL et pipelines confondus) avaient été effectués sur la base du mécanisme de formation des prix GOG, le reliquat ayant été réalisé par le biais de contrats OPE. Selon l'UIIG, le changement le plus significatif serait intervenu au niveau des importations par gazoducs. En effet, alors que l'OPE représentait 91 pour cent des importations totales par gazoducs sur l'année 2005, ce pourcentage est descendu à environ un tiers en 2016. Le commerce virtuel du gaz naturel s'est également développé en Europe, principalement au travers du National Balancing Point (NBP) au Royaume-Uni et du Title Transfer Facility (TTF) aux Pays-Bas, qui ont permis d'accroître les quantités de gaz naturel échangées sur la base de l'offre et de la demande, sans référence au prix des combustibles concurrents.

Les prix du gaz naturel ont diminué en Asie et en Europe entre 1980 et 1999 (figure 6), reculant respectivement de 45 pour cent et 49,5 pour cent. En dépit de cette baisse, les prix du gaz naturel sont restés entre 1,5 et 2 fois plus élevés qu'aux États-Unis.

La consommation de gaz naturel au sein de l'Union européenne a diminué, notamment sous l'influence de la crise financière et économique de 2008. Malgré un rebond de 7,6 pour cent entre 2009 et 2010, la consommation a reculé d'environ 23 pour cent sur la période 2008–2014. Par la suite, la consommation de

<sup>11</sup> Oil price escalation (OPE). Le prix du gaz naturel est fixé en fonction de carburants concurrents, généralement le pétrole brut, le gazole et/ou le mazout. Il se compose en principe d'un prix de base, auquel s'ajoute une clause d'indexation. Dans certains cas, les prix du charbon peuvent être utilisés, tout comme ceux de l'électricité.

**Figure 6 Prix du gaz naturel aux États-Unis, en Europe et au Japon, 1980–2017**  
(dollars par MMBtu)



\* 2017 couvre la période janvier–juin 2017.

Source : secrétariat de la CNUCED, à partir des données de la Banque mondiale, Global Economic Monitor Commodities (consulté le 4 septembre 2017).

gaz naturel semble avoir repris, toutefois celle-ci demeure inférieure à son niveau d'avant la crise (-13 pour cent en 2016 par rapport au niveau de 2010). Le redressement de la demande européenne de gaz naturel a été soutenu en grande partie par la baisse des prix qui ont reculé de moitié entre 2014 et 2016. Supportés par la récente reprise de la consommation en Europe, ceux-ci sont repartis à la hausse à partir d'octobre 2016, enregistrant une progression de 26 pour cent entre octobre 2016 et juin 2017.

### c. Asie : la Chine et le Japon, deux acteurs majeurs du marché du gaz naturel

Avec respectivement 29,1 pour cent et 15,4 pour cent de la consommation de gaz naturel dans la zone Asie/Océanie, la Chine et le Japon étaient les deux principaux pays consommateurs de gaz naturel de la région en 2016. La Chine et le Japon se classent, en outre, parmi les cinq premiers pays consommateurs de gaz naturel au monde, avec environ le dixième de la consommation mondiale sur la même année.

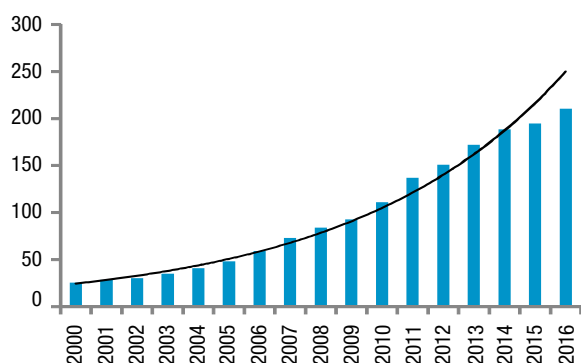
La consommation de gaz naturel a augmenté de manière exponentielle en Chine depuis le début des années 2000 (figure 7). Malgré un récent infléchissement sur 2015 et 2016, son taux de croissance annuel composé (TCAC) s'est établi à 13,4 pour cent en moyenne entre 2000 et 2016. Des taux de croissance annuels encore plus significatifs ont pu être observés en 2010 et 2011 avec une progression de plus de 20 pour cent par an sur ces deux années. Selon Wainberg et al. (2017:20), la croissance de la demande de gaz naturel en Chine a été principalement alimentée par la hausse de la demande en provenance des secteurs manufacturier et énergétique, qui ont respectivement augmenté de 16 pour cent et 22 pour cent entre 2005 et 2015. Selon ce même rapport, la croissance de la consommation de gaz naturel en Chine a été particulièrement soutenue par le développement des projets d'importation, tels que les gazoducs longue distance depuis l'Asie centrale et le

Myanmar, ainsi que les terminaux d'importation de GNL. Environ les deux tiers de la consommation intérieure était produite localement en 2016, le reliquat étant importé par gazoducs (18 pour cent), principalement du Turkménistan (77 pour cent des importations nationales par gazoducs) et d'Ouzbékistan (11 pour cent) ; et par le biais de gaz naturel liquéfié en provenance d'Australie (46 pour cent), du Qatar (19 pour cent), d'Indonésie (11 pour cent), de Malaisie (10 pour cent) et de Papouasie-Nouvelle-Guinée (8,5 pour cent). Alors que la part du gaz naturel dans le bouquet énergétique de la Chine a eu tendance à augmenter (de 5 pour cent en 2012 à 6,2 pour cent en 2016), le charbon demeure prédominant avec 61,8 pour cent de celui-ci en 2016.

Selon l'EIA, la Chine renfermerait les plus importantes ressources de gaz de schiste au monde en septembre 2015 et le pays investirait massivement dans leur développement. La Chine maintient dans le même temps ses efforts quant à l'exploitation de ses réserves conventionnelles de gaz naturel. Cette stratégie devrait contribuer à augmenter encore la part du gaz naturel dans son bouquet énergétique et ainsi lui permettre d'atteindre son objectif de 10 pour cent d'ici à 2020. Ceci pourrait également permettre au pays de réduire la part représentée par le charbon et ainsi contribuer à abaisser les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) dans le pays ; le premier au monde en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> sur l'année 2013.<sup>12</sup> En 2014, le secteur industriel représentait plus de la moitié de la consommation de gaz naturel en Chine (50,5 pour cent), suivi du secteur résidentiel et commercial (18,3 pour cent) et de la production électrique (14,5 pour cent). Pour finir, la part de la consommation de gaz naturel consacrée aux transports aurait dépassé le seuil des 10 pour cent en 2014 (avec 11,3 pour cent).

Au Japon, la consommation de gaz naturel a progressé à un rythme d'environ 3,8 pour cent TCAC entre 2000 et 2012. Cependant, celle-ci a ralenti par la suite (figure 8), se stabilisant jusqu'en 2014 avant de finalement retomber à 111,2 milliards de mètres cubes en 2016 (soit une baisse d'environ 5,8 pour cent entre 2014 et 2016). Cette baisse s'explique largement par le prix élevé du gaz naturel au Japon, qui a bondi de 85 pour cent entre 2009 et 2012, atteignant finalement le niveau record de \$16,6 par MMBtu en fin de période. Les prix sont demeurés particulièrement élevés jusqu'en 2014, aux environs de \$16 par MMBtu. L'accident de Fukushima en 2011 a contribué à nourrir la hausse des prix sur l'année 2012 (+35 pour cent, par rapport à l'année précédente) – l'accroissement des importations de gaz naturel s'avérant nécessaires pour pallier les pertes de capacités nucléaires. La part du gaz naturel dans le bouquet énergétique du Japon est ainsi passée de 17,3 pour cent en 2010 à 23,3 pour cent en 2015. Cette même année, le gaz naturel était principalement

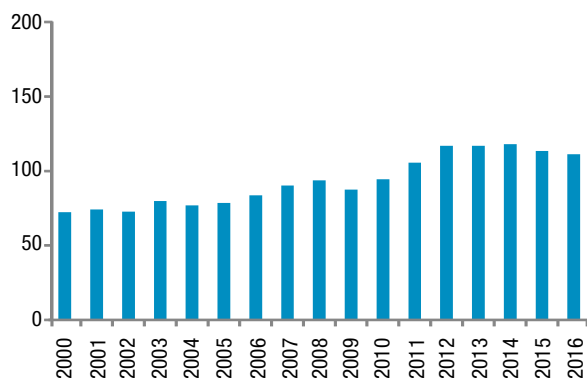
**Figure 7** Consommation de gaz naturel en Chine, 2000–2016 (milliards de mètres cubes)



Source : secrétariat de la CNUCED, à partir de BP, 2017b.

<sup>12</sup> Banque mondiale, indicateurs du développement dans le monde. (Extrait le 8 septembre 2017). Emissions de CO<sub>2</sub> (kt). <http://databank.worldbank.org/data/reports.aspx?source=world-development-indicators>. 2013 est la dernière année disponible à cette date.

**Figure 8** Consommation de gaz naturel au Japon, 2000–2016 (milliards de mètres cubes)



Source : secrétariat de la CNUCED, à partir de BP, 2017b.

utilisé dans la production électrique avec environ 63 pour cent de la consommation nationale totale, à des fins industrielles (21 pour cent) et pour satisfaire les débouchés résidentiels et commerciaux (9 pour cent).

En raison de la diminution progressive de la production nationale de gaz naturel au Japon depuis plus d'une décennie, cette dernière n'a compté que pour moins de 3 pour cent de la consommation intérieure totale en 2015. En conséquence, le Japon a été particulièrement dépendant de ces importations de GNL, en particulier. Le pays s'est classé en tête des pays importateurs de GNL en 2016, avec 108,5 milliards de mètres cubes, soit environ 31 pour cent des importations mondiales.

En 2016, en Asie et en Chine et au Japon en particulier, les importations de gaz naturel ont continué à être essentiellement négociées sur une base OPE (88 pour

cent des importations totales). Selon l'UIIG, cet état de fait contribue également à expliquer le niveau élevé des prix du gaz naturel dans la région. Cependant, le commerce du GNL au comptant et à court terme dans la zone Asie/Océanie a quasiment triplé entre 2010 et 2014, où il a finalement atteint 21 pour cent des transactions sur le GNL et 7 pour cent du commerce total du gaz naturel. En outre, plusieurs pays d'Asie, dont, la Chine, le Japon et Singapour - développent des centres de négoce régionaux dans le but d'améliorer la transparence des prix. (EIA, 2016a:54)

En dehors des États-Unis, le prix du gaz naturel a longtemps été évalué sur la base d'autres sources d'énergies fossiles et du pétrole brut, en particulier. Ceci s'explique par le fait que ce dernier s'échange sur des marchés bien établis, avec une liquidité plus importante et que son mécanisme de formation des prix est, par conséquent, plus transparent que celui du gaz naturel. De plus, la possibilité de pouvoir rapidement opter pour le gaz naturel ou le pétrole sous certaines conditions (infrastructure et technologie, par exemple) explique cette indexation traditionnelle des contrats du gaz naturel à long terme sur les prix du pétrole brut.

Un marché intégré du gaz naturel n'existe pas encore à ce jour. Toutefois, les récentes évolutions qui se sont produites aux États-Unis eu égard à la production de gaz de schiste et au développement des capacités de liquéfaction du pays pourraient contribuer à une mondialisation accrue de ce marché. La création de centres commerciaux en Asie et en Europe, permettant la fixation des prix du gaz naturel sur la base de l'offre et de la demande, ont déjà contribué à étendre les opérations au comptant et à court terme sur ce produit.



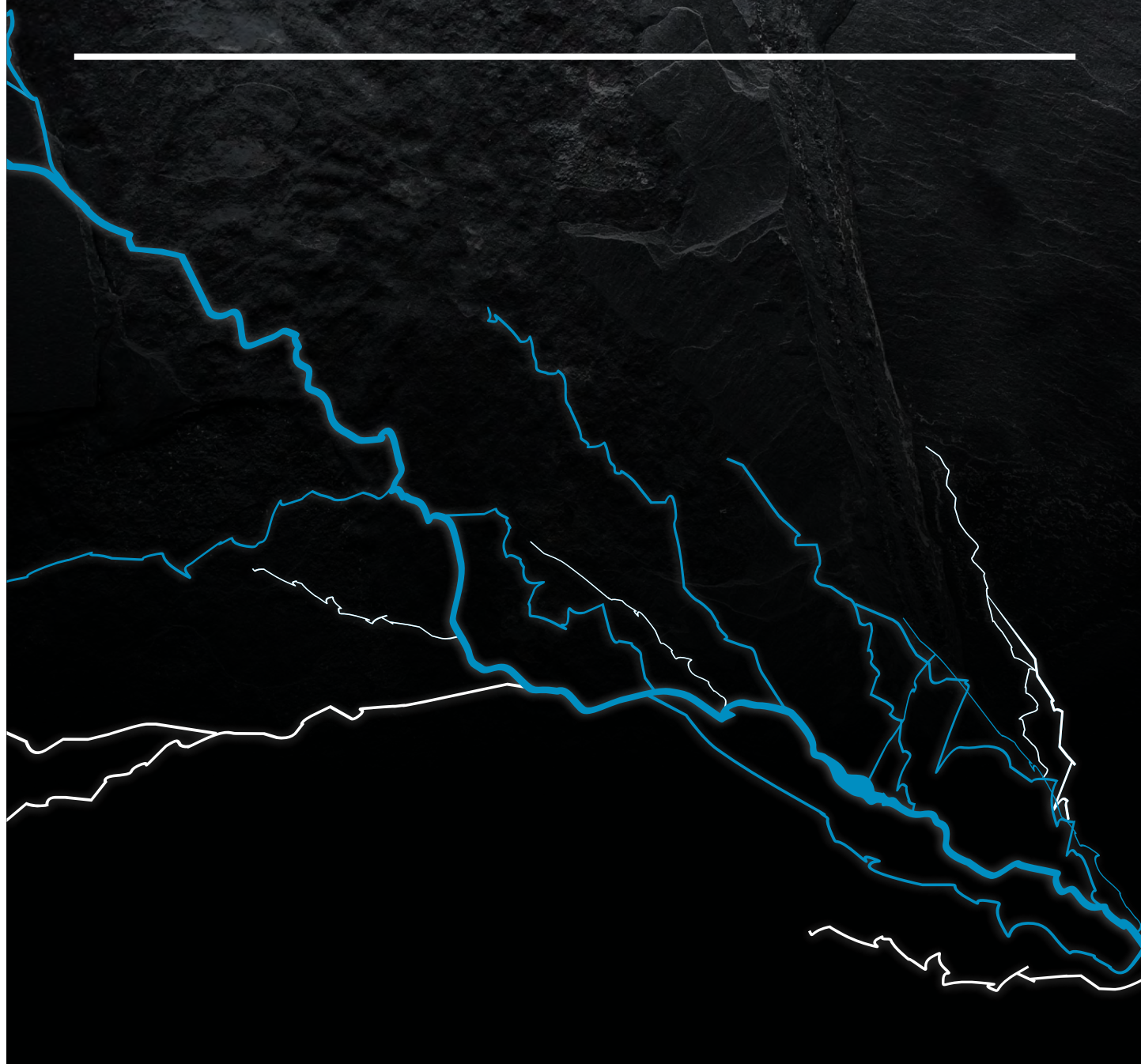


---

# CHAPITRE II

## **RISQUES POTENTIELS LIÉS À LA PRODUCTION DE GAZ DE ROCHE MÈRE**

---



Aux États-Unis, l'exploitation du gaz de roche mère à grande échelle a débuté au milieu des années 2000, alors que la conjonction de l'épuisement à long terme des réserves de gaz naturel conventionnel et les prix élevés de celui-ci ont rendu économiquement rentable l'emploi combiné du forage horizontal et de la fracturation hydraulique.

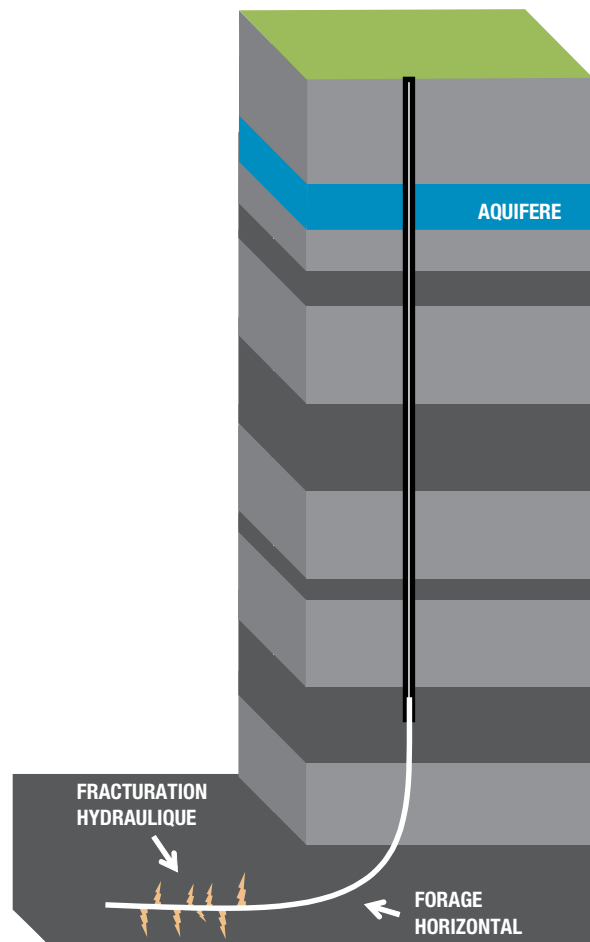
La technique du forage horizontal remonte aux années 1980. Comme dans les opérations conventionnelles, le forage du puits de gaz de roche mère débute verticalement dans sa partie supérieure. Puis, lorsque le trépan rencontre la formation de roche mère, le forage devient horizontal (figure 9). Le forage horizontal représentait environ 80 pour cent des forages aux États-Unis en 2016, alors qu'il n'était que de 13 pour cent en 2005.<sup>13</sup> De plus, alors que le forage horizontal (appelé aussi directionnel) est majoritairement associé au gaz de schiste, il est également de plus en plus couramment utilisé dans les opérations conventionnelles.

La fracturation hydraulique a été développée à la fin des années 1940. Elle était initialement utilisée afin de stimuler les dépôts conventionnels de gaz naturel. Ce processus est actuellement essentiellement connu pour son emploi dans la production de gaz de schiste, où il est combiné au forage horizontal. La fracturation hydraulique suppose l'injection à haute pression d'un fluide composé à 90 pour cent d'eau, de sable ou d'autres agents de soutènement (9,5 pour cent) et d'additifs (0,5 pour cent).<sup>14</sup> Sa composition peut varier en fonction des conditions géologiques de la formation à fracturer ainsi que du type d'eau utilisée, notamment. La part d'additifs peut, par exemple, atteindre 2 pour cent du mélange. L'injection du fluide de fracturation exerce une pression mécanique sur la roche, élargissant les fractures existantes et en créant de nouvelles. Les fractures peuvent mesurer de quelques dizaines à quelques centaines de mètres ; peu d'entre elles dépassant 350 mètres. Davies et al. (2012) indiquent, pour leur part, une distance maximale de 588 mètres. Le sable est généralement utilisé comme agent de soutènement afin de maintenir les fractures ouvertes alors que la pression diminue progressivement. L'agent de soutènement est destiné à demeurer en place, afin de créer un environnement plus poreux que celui qui existait avant la fracturation, permettant ainsi au gaz naturel de circuler plus facilement à travers les fractures et de migrer vers le haut du puits jusqu'à la surface. Une large gamme d'additifs peut être ajoutée au fluide afin de remplir différentes fonctions (tableau 2). Par exemple, les agents gélifiants ont pour but de faciliter le transport de l'agent de soutènement, alors que les biocides peuvent être employés afin d'éviter le

<sup>13</sup> Baker Hughes. (consulté le 19 octobre 2017). North America rotary rig count (January 2000–current), United States Count by trajectory. <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-reports&th=1>.

<sup>14</sup> Lors de la fracturation d'un puits de gaz, considérant 10 stimulations, 15 millions de litres d'eau, 1 400 à 1 500 tonnes de sable (ou d'un autre agent de soutènement) et 70 à 80 tonnes de produits chimiques seront nécessaires.

Figure 9 Forage horizontal et fracturation hydraulique



Source : secrétariat de la CNUCED.

développement de bactéries à l'intérieur du tube, ce qui risquerait d'endommager les installations. L'Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis (EPA, 2016:40) a identifié 1 084 produits chimiques qui seraient entrés dans la composition des fluides de fracturation hydraulique entre 2005 et 2013. Ainsi entre 4 et 28 produits chimiques auraient été utilisés par puits entre janvier 2011 et février 2013. Traditionnellement, la stimulation par fracturation hydraulique s'effectue par le biais d'une douzaine d'opérations et dure entre une heure et plusieurs heures.

Alors que l'utilisation d'additifs continue à être déterminante dans les opérations de fracturation hydraulique, les industries effectuent des recherches afin de développer des procédés innovants incorporant, notamment, des substances plus respectueuses de l'environnement, afin d'offrir une meilleure maîtrise des opérations et de limiter les impacts potentiels sur les populations locales et le milieu.

Tableau 2 Exemples d'additifs communément employés pour la fracturation hydraulique

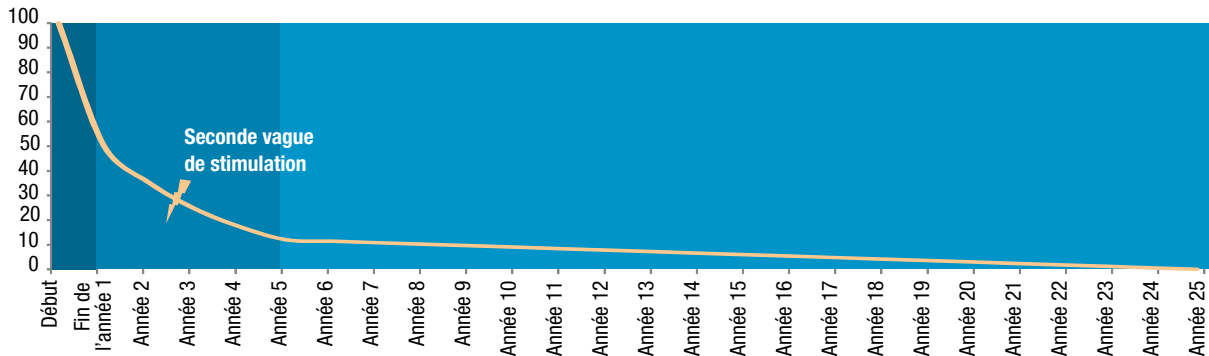
Fonction	Raison d'être	Nom du produit chimique utilisé
<b>Acide</b>	Facilite la dissolution des minéraux et aide à fissurer la roche	Acide chlorhydrique
<b>Biocide</b>	Élimine les bactéries contenues dans l'eau qui pourraient produire des sous-produits corrosifs	Glutaraldéhyde, chlorure d'ammonium quaternaire, sulfate de tétrakis(hydroxyméthyl)phosphonium
<b>Agent de rupture</b>	Retarde les effets du gel Agent stabilisateur	Persulfate d'ammonium, peroxyde de magnésium, oxyde de magnésium Chlorure de sodium, chlorure de calcium
<b>Stabilisateur pour schiste</b>	Prévient le gonflement des argiles ou leur déplacement	Chlorure de choline, chlorure de tétraméthylammonium, chlorure de sodium
<b>Inhibiteur de corrosion</b>	Agent stabilisateur Prévient la corrosion des tubes	Isopropanol, méthanol Acide formique, acétaldéhyde
<b>Agent de réticulation</b>	Fluide porteur pour borate ou agent de réticulation pour zirconate Maintient la viscosité du fluide lors de la hausse de température Agent stabilisateur	Distillats de pétrole légers hydrotraités Métaborate de potassium, triéthanolamine zirconate, tétraborate de sodium, acide borique, complexe de zirconium, sels de borate Éthylène glycol, méthanol
<b>Réducteur de friction</b>	Fluidifie l'eau afin de réduire les frictions Fluide porteur pour réducteur de friction polyacrylamide Agent stabilisateur	Polyacrylamide Distillats de pétrole légers hydrotraités Méthanol, éthylène glycol
<b>Agent gélifiant</b>	Épaissit l'eau pour permettre au sable de rester en suspension Fluide porteur pour la gomme de guar dans des gels liquides Agent stabilisateur	Gomme de guar, mélange de polysaccharide Distillats de pétrole légers hydrotraités Méthanol, éthylène glycol
<b>Contrôle du fer</b>	Empêche la précipitation des oxydes métalliques	Acide citrique, acide acétique, acide thioglycolique, érythorbate de sodium
<b>Non-émulsifiant</b>	Empêche la formation d'émulsions dans le fluide de fracturation Agent stabilisateur	Laurylsulfate Isopropanol, éthylène glycol
<b>Agent d'ajustement du pH</b>	Ajuste le pH du fluide afin de maintenir l'efficacité des autres composants, tels que les agents de réticulation	Hydroxyde de sodium, hydroxyde de potassium, acide acétique, carbonate de sodium, carbonate de potassium
<b>Inhibiteur d'entartrage</b>	Empêche le dépôt de tartre dans les tubes	Copolymère d'acrylamide et acrylate de sodium, polycarboxylates de sodium, sel d'acide phosphonique
<b>Tensioactif</b>	Augmente la viscosité du fluide de fracturation Agent stabilisateur Fluide porteur pour les ingrédients tensioactifs actifs Agent stabilisateur	Laurylsulfate Ethanol, méthanol, alcool isopropylique Naphthalène 2-butoxyéthanol

Source : secrétariat de la CNUCED, à partir de FracFocus, <https://fracfocus.org/chemical-use/what-chemicals-are-used> (consulté le 13 septembre 2017).

Note : de plus amples informations concernant les produits chimiques employés pour la fracturation hydraulique peuvent être consultées sur les sites internet suivants : <http://fracfocus.org/> (États-Unis); <http://fracfocus.ca/> (Canada); et <https://echa.europa.eu/home> (REACH – Règlement concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, ainsi que les restrictions applicables à ces substances).



**Figure 10** Tendence théorique à l'épuisement des puits de gaz de schiste sur 25 ans (pourcentage)



Source : secrétariat de la CNUCED.

Entre les années 1950 et 2008, plus de 180 000 puits de pétrole et de gaz ont été creusés en Alberta, au Canada en utilisant le procédé de la fracturation hydraulique.<sup>15</sup> En 2013, plus de 70 pour cent du gaz naturel en Colombie-Britannique – la principale région productrice de gaz de schiste et de gaz de réservoirs étanches au Canada – étaient extraits de cette manière. Selon l'Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis (2016), plus de 300 000 puits ont été fracturés aux États-Unis entre 2000 et 2015 et environ un million depuis la fin des années 1940.

L'une des principales caractéristiques de la production de gaz de roche mère est son déclin rapide dès les premiers mois d'exploitation (figure 10). Le niveau

maximal de rendement est atteint relativement tôt après le début des opérations, puis celui-ci tend à décliner rapidement, enregistrant une baisse de 50 pour cent dès la fin de la première année. Dans certains gisements, cette baisse peut même avoisiner les 60–90 pour cent. Une diminution supplémentaire se produit au cours des quatre années suivantes, entraînant des niveaux de production minimales après la cinquième année. Le reliquat peut toutefois alimenter le puits pendant une vingtaine d'années environ. Le potentiel de production d'un gisement<sup>16</sup> dépend fortement de la présence de zones particulièrement riches, mais rares, qualifiées de *sweet spots* (zones idéales). Celles-ci se caractérisent notamment par l'épaisseur de la couche de roche-mère.

<sup>15</sup> Ressources naturelles Canada. (consulté le 6 novembre 2017). Ressources de schiste et de réservoirs étanches en Alberta <https://www.rncan.gc.ca/energie/sources/schiste-reservoirs-etanches/17689>.

<sup>16</sup> Un gisement réunit des zones présentant des conditions géologiques similaires. Aux États-Unis, Barnett, Eagle Ford, Fayetteville et Marcellus font partie des gisements importants ainsi que Montney au Canada.

**Tableau 3** Vue d'ensemble de l'évaluation préliminaire des risques induits par la fracturation hydraulique dans le cadre d'une opération isolée et pour l'ensemble des phases d'un projet

Aspect environnemental	Site individuel			Effets cumulés	
	Fracturation	Impact global		Fracturation	Impact global
Impact sur les eaux du sous-sol	Modéré–élevé	Élevé	→	Modéré–élevé	Élevé
Impact sur les eaux de surface	Modéré–élevé	Élevé	→	Modéré–élevé	Élevé
Ressources en eau	Modéré	Modéré	↗	Élevé	Élevé
Rejet dans l'air	Modéré	Modéré	↗	Élevé	Élevé
Emprise au sol	<i>Non-applicable</i>	Modéré	↗	<i>Non-applicable</i>	Élevé
Risque pour la biodiversité	Faible	Modéré	↗	Modéré	Élevé
Nuisance sonore	Modéré	Modéré–élevé	↗	Modéré	Élevé
Nuisance visuelle	Faible	Faible–modéré	↗	Modéré	Modéré
Sismicité	Faible	Faible	↗	Faible	Faible
Trafic	Modéré	Moderate	↗	Élevé	Élevé

Source : AEA. (2012). Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe. Report for the European Commission Directorate General Environment. <http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/fracking%20study.pdf>.

Leur présence ou leur absence affecte directement la rentabilité des opérations. Selon Bauquis (2014), les zones les plus productives des gisements de gaz de schiste représentent environ un cinquième de la totalité des puits, mais contribuent pour 60 pour cent environ des revenus.

Le déclin rapide des gisements de gaz de schiste implique que, pour augmenter ou maintenir un certain niveau de production, les entreprises sont obligées de forer de manière continue. Certains anciens sites peuvent également être restimulés afin d'atteindre de nouvelles zones ou de rouvrir les fractures qui se seraient refermées sous l'effet de la baisse progressive de pression à l'intérieur du puits. Ce type d'opération semble être optimum après deux ou trois années de production et ont lieu dans un nombre croissant de sites aux États-Unis.

Les impacts négatifs potentiels induits par la fracturation hydraulique (tableau 3) ont largement alimenté le débat sur l'exploration et la production de gaz de schiste. Le développement de ce secteur au cours des dernières années a, en outre, soulevé des questions plus globales concernant l'impact de l'utilisation des énergies fossiles dans le bouquet énergétique mondial, ainsi que sur le réchauffement climatique. Étant donné leur pertinence dans le débat actuel sur le changement climatique, les sections suivantes mettront en exergue certains de ces aspects.

## 1. RISQUES LIÉS À L'EAU

Des réserves ont été émises quant aux grandes quantités d'eau utilisées par la fracturation hydraulique, ainsi que les risques potentiels que feraient encourir ce type d'opérations sur la qualité de ces ressources, notamment par le biais de la contamination des eaux souterraines et de surface. Ces préoccupations ont été particulièrement marquées dans les zones rurales, où l'agriculture est la principale source de prélèvement d'eau<sup>17</sup> et où le développement d'activités concurrentes, pourrait donc accroître la pression sur cette ressource et avoir un impact sur les coûts de production agricoles. Cette problématique devrait être particulièrement prise en considération dans les régions où la sécurité alimentaire est susceptible d'être remise en question. La gestion de l'eau – tant en termes de quantité, que de qualité – est de la plus haute importance, en particulier là où les ressources en eau sont limitées. Toutes les mesures nécessaires doivent être mises en œuvre, conformément au principe de précaution, afin de prévenir le gaspillage et/ou la détérioration de cette ressource. L'Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis

<sup>17</sup> Le prélèvement d'eau « désigne l'eau extraite de sa source pour un usage spécifique. Les principaux secteurs consommateurs d'eau sont l'agriculture irriguée, l'industrie et les municipalités ». Organisation des Nations unies pour l'alimentation et l'agriculture. (consulté le 5 décembre 2017). Le saviez-vous...? Faits et chiffres sur. <http://www.fao.org/nr/water/aquastat/didyouknow/indexfra2.stm>.

(2016:6) indique qu'entre 2000 et 2013, 3 900 réseaux de distribution d'eau comportaient au moins un puits exploité par fracturation hydraulique à moins d'un mile de distance (1,6 km).

### a. Contamination des eaux souterraines

Comme mentionné précédemment, les additifs utilisés dans les fluides de fracturation hydraulique sont généralement composés de produits chimiques spécifiques. Bien que ceux-ci représentent la part la plus faible du mélange, ils peuvent néanmoins en constituer la composante la plus dommageable pour l'environnement. Cette question a concentré l'intérêt du public, car toute contamination potentielle des aquifères par des produits chimiques est susceptible d'avoir des impacts dramatiques sur l'eau potable, notamment.

Selon de nombreuses sources, le risque de contamination des aquifères par les opérations de fracturation hydraulique serait minime au regard du nombre d'opérations réalisées. La raison en serait que la fracturation hydraulique a généralement lieu à plusieurs kilomètres de profondeur, alors que les aquifères se situent, en principe, plus près de la surface (entre 100 et 500m). De plus, les fractures générées par la stimulation de la roche mère s'étendent, en principe, sur une distance n'excédant pas quelques centaines de mètres (tableau 4). Andlauer et Hecker (2015) donnent l'exemple des sites de Barnett et Marcellus en Pennsylvanie, aux États-Unis, soulignant que le gaz de schiste y est extrait à une profondeur comprise entre 1 300 et 4 000m, tandis que les aquifères se situent entre 120 et 360m. Cependant, selon l'Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis (2016), il peut également advenir qu'aucune distance verticale n'existe entre le sommet de la

Les déversements accidentels résultant des eaux de reflux ont représenté 48 pour cent des 464 cas rapportés et ont représenté 85 pour cent des volumes totaux entre 2006 et 2012 (EPA, 2015)

**Tableau 4** Distance entre les formations de gaz de roche mère et les eaux souterraines pour les principaux gisements des États-Unis (mètres)

Bassin	Profondeur jusqu'à la formation	Profondeur de l'aquifère
Barnett	1 981–2 590	366
Fayetteville	305–2 134	152
Haynesville	3 200–4 115	122
Marcellus	1 220–2 590	259
Woodford	1 829–3 353	122

Source : MIT (2011).

Note : les données ont été converties à partir du document original et arrondies.

formation et le fond du réservoir d'eau souterraine, ce qui peut donc accroître le risque de contamination. Cette conclusion est confirmée par Jackson et al. (2014). De telles différences d'un site à l'autre renforcent la nécessité de développer des connaissances approfondies quant à la géologie locale et en particulier aux emplacements des aquifères et des autres ressources en eau qui pourraient potentiellement être affectés par les activités de fracturation.

À ce jour, la majeure partie des contaminations d'aquifères signalées aux États-Unis ont mis en avant l'erreur humaine au niveau de la surface ou des défauts dans l'intégrité mécanique des puits. Selon Jackson (2014), l'analyse des relevés effectués à Marcellus entre 2010 et 2013 a révélé que les puits de Pennsylvanie avaient enregistré un taux de défaillance de 3 à 6 pour cent au cours des trois premières années. Des défauts dans la construction des puits peuvent, en effet, conduire le fluide de fracturation hydraulique, les eaux de reflux ou le méthane à s'infiltrer dans le sol, où ceux-ci sont susceptibles, d'atteindre des réservoirs d'eau souterraine. L'Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis (2016) souligne que la présence de puits actifs ou non, à proximité de ceux fracturés seraient un facteur aggravant, car ils pourraient avoir un effet négatif sur l'intégrité des puits ou sur leur réseau de fractures. En outre, Jackson (2014) met en lumière la possibilité de contamination des eaux souterraines par le biais de la connexion entre les fractures générées par la fracturation hydraulique et d'autres préexistantes, ainsi qu'avec des failles naturelles. Encore une fois, ceci souligne l'importance d'une compréhension approfondie de la géologie locale.

Compte tenu de l'importance de cette question, toutes les mesures nécessaires doivent être prises pour garantir et surveiller régulièrement l'intégrité des puits pendant toute leur durée de vie, pour évaluer leur capacité à résister aux hautes pressions liées à l'injection des fluides, ainsi qu'aux variations thermiques qui peuvent advenir lors des opérations de fracturation hydraulique. En outre, des interrogations peuvent être soulevées quant aux risques potentiels générés par le développement à grande échelle des forages multiples, ainsi que sur l'existence de réseaux de fractures souterraines préexistantes, notamment dans les pays où des activités de production d'hydrocarbures ont déjà été entreprises, en particulier concernant leurs effets potentiels sur les ressources en eau souterraine.

## b. Contamination des eaux de surface

À la suite de la fracturation d'un dépôt, une grande partie du fluide injecté dans le puits remonte en surface. Ces eaux usées sont généralement qualifiées de reflux. Elles peuvent être salées et chargées d'éléments dangereux provenant de la roche mère, tels que des résidus d'hydrocarbures, des métaux (arsenic, cadmium, cobalt, mercure, par exemple) et, peuvent parfois contenir des matières radioactives naturelles. Leur composition ainsi

que leur volume varient d'un site à l'autre. Par exemple, alors que le reflux peut ne représenter que 10 pour cent du fluide injecté dans le cadre de certaines stimulations, il peut arriver que celui-ci atteigne 100 pour cent au cours des trois premières années d'activité sur d'autres sites, selon l'Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis (2016).

Les eaux de reflux doivent donc être collectées et manipulées avec diligence. Plusieurs solutions peuvent être adoptées afin de les retraiter. Elles peuvent être recyclées afin d'être réutilisées pour des opérations ultérieures ou à d'autres fins industrielles. Elles peuvent également subir un traitement plus drastique afin de pouvoir être employées dans l'agriculture ou rejetées dans les cours d'eau voisins. Enfin, les eaux usées peuvent également être réinjectées dans des formations souterraines profondes. Cette solution a été utilisée de manière récurrente aux États-Unis, où elle est désignée comme l'une des premières causes de secousses telluriques dans le pays. Toutes ces activités doivent faire l'objet d'une attention toute particulière, car elles peuvent être source de pollution potentielle de l'environnement et des ressources en eau, en particulier.

Les eaux de surface sont considérées comme étant le principal récepteur pouvant subir une contamination provenant des activités de fracturation hydraulique.

Les eaux de reflux, entre autres, peuvent en effet déborder et se déverser accidentellement dans les eaux de surface, les cours d'eau, notamment. Mais il peut également advenir que la contamination de surface atteigne les sources d'eau souterraines

Sur la période 2006–2012, les déversements de fluides de fracturation ont représenté un cinquième des 464 cas rapportés et 6 pour cent des volumes.

par percolation. Selon l'Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis (2015), environ les deux tiers des déversements répertoriés entre 2006 et 2012 auraient atteint au moins l'un de ces récepteurs. Leurs impacts semblent toutefois être plus significatifs et avoir des effets à plus long terme lorsque les réservoirs d'eau souterraine sont atteints. En effet, la réduction de la concentration chimique prend naturellement plus de temps qu'en surface et aucune action directe ne peut, en outre, être entreprise. Les impacts sur les ressources en eau varient également en gravité selon la composition des eaux de reflux.

Des conclusions précises sont difficiles à tirer à cet égard, car les informations sont fournies sur une base volontaire par les entreprises du secteur. Le système de suivi n'est ni systématisé ni standardisé, ce qui ne permet pas de comparaison ou de vision globale des effets réels de la fracturation hydraulique sur les ressources en eau et sur l'eau potable, en particulier. Par exemple, selon l'Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis (2015), les informations reçues n'ont pas été suffisantes pour déterminer si la fracturation hydraulique était à



l'origine de 12 000 des 36 000 déversements répertoriés. En outre, les informations fournies se sont avérées trop limitées pour évaluer le niveau d'efficacité des mesures mises en œuvre afin de pallier à ces déversements.

La mise en place de mesures de suivi permettrait d'estimer l'impact réel des activités de fracturation hydraulique sur l'environnement et les ressources en eau, en particulier et donnerait également la possibilité d'effectuer un suivi en cas de contamination, ainsi que d'évaluer l'efficacité des mesures mises en œuvre.

### c. Utilisation des ressources en eau

La consommation d'eau moyenne pour fracturer un puits de 10 segments est estimée à environ 15 millions de litres, soit 15 000 mètres cubes (soit cinq piscines olympiques, environ). En considérant le nombre total de puits fracturés entre 2000 et 2015 aux États-Unis – sans tenir compte des opérations de refracturation qui sont considérées comme étant davantage consommatrices d'eau que l'ensemble des opérations initiales – la consommation d'eau totale équivaldrait au cinquième de la consommation de la ville de New York sur la même période.<sup>18</sup> Pour cette raison, toute analyse relative à cette question ne devrait pas être effectuée dans le contexte d'un puits isolé ou d'une seule opération de fracturation, mais envisagée à une échelle plus large, notamment au regard du développement actuel des forages multiples, qui impliquent la fracturation de 10 à 15 puits à partir de la même plate-forme.

Dans le même temps, l'Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis (2016:15) met en évidence que les volumes d'eau annuels moyens rapportés auprès de FracFocus 1.0 ont représenté 10 pour cent au minimum de la consommation d'eau dans 26 des 401 comtés étudiés, 30 pour cent ou davantage dans 9 d'entre eux et 50 pour cent ou plus dans 4 autres comtés. Un autre exemple est donné par la Commission des eaux du Dakota du Nord (2016: 5) qui indique qu'en 2014, les relevés faisaient apparaître que 31 632 acres-pieds [39 milliards de litres] d'eaux de surface et souterraines avaient été utilisées à des fins de fracturation, soit environ 9,6 pour cent de la consommation totale d'eau dans l'État pour l'année 2013.

Étant donné que les activités de fracturation hydraulique sont susceptibles d'avoir un impact sur la quantité et/ou la qualité des eaux mises à la disposition des autres acteurs locaux, une attention toute particulière devrait être apportée à l'état de la consommation d'eau avant toute mise en œuvre d'opération de fracturation. Une

<sup>18</sup> Estimation réalisée à partir des données suivantes : 300,000 puits fracturés entre 2000 et 2015; 15 millions de litres d'eau utilisées par puits. Les données officielles relatives à la consommation d'eau de la ville de New York sont disponibles sur le site internet suivant : <https://data.cityofnewyork.us/Environment/Water-Consumption-In-The-New-York-City/ja2d-e54m>. Le taux de conversion utilisé afin de convertir les gallons des États-Unis en litres est 3.79.

évaluation des concurrents potentiels devrait être effectuée (eau destinée à la consommation humaine, production agricole, autres activités industrielles, par exemple), ainsi que les risques de pénurie que le développement de ces nouvelles activités pourrait entraîner. Le niveau des opérations devrait ensuite être adapté en fonction du contexte local, en particulier dans les zones déjà soumises à un stress hydrique ou dans celles où ce risque est latent.

En conclusion, il paraît intéressant de comparer les volumes d'eau nécessaires à la production d'une même quantité d'énergie à partir du gaz naturel non conventionnel et d'autres filières énergétiques (intensité hydrique). Selon les données de Jackson et al. (2014), la production non conventionnelle de gaz naturel serait davantage consommatrice d'eau que la voie conventionnelle (tableau 5). Cependant, la production d'une quantité similaire d'énergie au travers de la filière nucléaire nécessiterait plus de trois fois le volume d'eau utilisé par le secteur du gaz naturel non conventionnel. Selon cette étude, la source d'énergie affichant l'empreinte hydrique la moins favorable serait l'éthanol produit à partir de maïs irrigué. En effet, celle-ci consommerait environ 1 000 fois plus d'eau, que la production de la même quantité d'énergie à partir du gaz naturel non conventionnel. Quant aux énergies renouvelables (solaire, photovoltaïque et éolienne), elles affichent la performance la plus positive en termes de consommation d'eau, étant donné que celles-ci n'en consomment pas.

Les inquiétudes concernant les prélèvements potentiellement élevés d'eau ont amené l'industrie à étudier des solutions alternatives à la fracturation hydraulique et notamment au recours à l'eau douce. Pourvu que les sources d'eau soient compatibles avec les autres composants du fluide de fracturation,

**Tableau 5 Intensité hydrique pour l'extraction et le traitement de différentes sources d'énergie (litres par MMBtu)**

Source d'énergie	Volumes d'eau nécessaire pour l'extraction et le traitement
Gaz naturel, conventionnel	7.2
Gaz naturel, non conventionnel	15.5
Charbon pulvérisé (cycle ouvert)	28.4
Pétrole brut, Arabie saoudite	121.1
Nucléaire (cycle ouvert)	49.2
Éthanol à partir de maïs (non irrigué)	450.5
Éthanol à partir de maïs (irrigué)	14 384.6
Solaire, photovoltaïque	0
Éolien	0

Source : Jackson et al. (2014).

une large gamme de ressources peut être utilisée (eau saline, eau saumâtre extraite des aquifères profonds, eaux usées provenant de fracturations antérieures ou d'autres industries). En ce qui concerne la réutilisation des eaux usées provenant de fracturations hydrauliques antérieures, l'Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis (2016:13) déclare que son utilisation demeure limitée, le pourcentage médian ayant été de 5 pour cent, environ, entre 2008 et 2014. Généralement, les ressources locales d'eau sont utilisées en priorité. Cependant, lorsqu'une telle solution ne peut être envisagée, l'eau est transportée par canalisation ou, plus généralement, par camions vers le gisement et stockée sur le site. Cette augmentation de l'activité est susceptible de provoquer des dommages aux infrastructures locales (routes, par exemple) et d'avoir un impact sur les populations locales et l'environnement. Ces aspects seront abordés plus loin dans ce rapport. En outre, en réponse aux questionnements liés à la contamination potentielle des ressources en eau par les produits chimiques, les sociétés pétrolières et gazières se sont lancées dans le développement de procédés de remplacement à la fracturation alternatives, en recourant à des solutions sans eau, par exemple. En attendant, le recours à ces autres options demeure limité ; les substances autres que l'eau n'ayant été utilisées que dans moins de 3 pour cent des puits aux États-Unis (EPA, 2016).

## 2. SISMICITÉ POTENTIELLE LIÉE AUX ACTIVITÉS DE GAZ DE ROCHE MÈRE

Un tremblement de terre est un ensemble de vibrations soudaines, parfois violentes et de déformation du sol résultant d'une libération d'énergie, qui découle du mouvement des plaques tectoniques les unes par rapport aux autres. La plupart des tremblements de terre sont des phénomènes naturels, mais certains peuvent toutefois résulter de l'activité humaine.

### a. Impacts directs des activités de fracturation hydraulique sur la sismicité

La fracturation hydraulique est une technologie qui engendre une activité sismique dont les vibrations peuvent parfois être ressenties jusqu'en surface ; cette sismicité est généralement de faible intensité. La surveillance microsismique est une technologie couramment utilisée pour optimiser le processus de fracturation. Selon StatesFirst (2015:121), des milliers de microséismes peuvent ainsi être détectés au cours d'une phase de fracturation hydraulique. D'après cette même source, il est important de comprendre que les microséismes font partie des phénomènes normaux liés à ce type d'activité ; ils sont en effet associés à la propagation de la fracture. En outre, les opérations de fracturation se déroulent généralement au niveau de la

fenêtre à gaz. En conséquence, les effets ressentis en surface sont considérés comme limités, étant donné que les vibrations se produisent profondément dans le sol ; Cependant, ce n'est pas toujours le cas et certains peuvent advenir plus près de la surface.

Jusqu'à récemment, le constat généralement effectué concernant la relation entre fracturation hydraulique et sismicité était que, dans des conditions normales d'exercice, les stimulations n'étaient pas à l'origine de risques identifiés. Par exemple, Warpinski (2013) indique que le plus important microséisme ayant pu être détecté n'avait pas dépassé M1.0, parmi les milliers d'opérations effectuées aux États-Unis. En outre, à la suite du signalement par Ressources naturelles Canada de 38 événements sismiques anormaux de faible intensité entre avril 2009 et décembre 2011 dans le bassin de la rivière Horn, dont un seul ressenti jusqu'en surface, l'Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique a examiné plus de 8 000 opérations de fracturation hydraulique dans la région. Sa conclusion a été qu'aucune sismicité anormale ne pouvait être associée aux activités de fracturation hydraulique (Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique, 2012:3) ; toutefois, la Commission a malgré tout souligné que l'activité sismique était due à la proximité du lieu d'injection avec des failles préexistantes. En conséquence, la possibilité pour les activités de fracturation hydraulique de toucher des failles naturelles préexistantes, ainsi que la réinjection des eaux usées dans des puits de refoulement, sont considérées comme étant à l'origine de la plupart des cas mesurés et ressentis de sismicité en Amérique du Nord.

### b. Réinjection d'eaux usées provenant des opérations de fracturation hydraulique dans des puits de refoulement

Cette opération consiste à réinjecter de très grandes quantités (des millions de mètres cubes) d'eau de reflux provenant de centaines, voire de milliers de puits dans une formation souterraine perméable unique, généralement située entre 3 000 et 5 000m de profondeur. Aux États-Unis, ces puits sont connus sous l'appellation de classe II. Selon le Centre des hydrocarbures non conventionnels, il existerait environ 30 000 puits d'élimination des effluents industriels<sup>19</sup> aux États-Unis. La plupart des études relatives au secteur du gaz de schiste dans ce pays considèrent la réinjection des eaux usées comme la principale source de l'augmentation de la sismicité. En outre, l'United States Geological Survey indique que l'évacuation des eaux usées est la principale cause de l'augmentation récente des tremblements de terre dans le centre des

<sup>19</sup> Les puits de refoulement ne sont pas uniquement destinés aux effluents provenant de l'industrie pétrolière et gazière (en particulier des opérations de fracturation hydraulique). Ils servent également à l'évacuation de l'eau salée, ainsi que des déchets d'autres industries.

États-Unis.<sup>20</sup> Hand (2014) souligne également que plus de 2 500 tremblements de terre de faible intensité en Oklahoma peuvent être attribués à l'injection des eaux usées provenant des opérations pétrolières et gazières dans des puits de refoulement.

StatesFirst (2015: 15) résume l'impact présumé des activités pétrolières et gazières sur la sismicité induite en indiquant que la fréquence des tremblements de terre a augmenté récemment, en particulier dans les États du centre des États-Unis ; certains de ces événements s'étant produits dans des zones n'ayant pas connu d'activité sismique ressentie jusqu'alors et que l'augmentation de l'activité sismique, en particulier dans les États du centre du pays, partageait une corrélation temporelle et spatiale avec l'augmentation de l'activité pétrolière et gazière. Des études feraient le lien avec les puits de refoulement dits de classe II. Cependant, StatesFirst indique également que la détection de certains de ces événements pourrait également s'expliquer par une surveillance accrue de la sismicité.

### **c. Risques sismiques liés à la réactivation d'une faille naturelle préexistante par les opérations de fracturation hydraulique**

Lors d'opérations de gaz de roche mère, un second scénario est susceptible d'avoir un effet sur la sismicité locale, ce serait dans le cas où des fissures générées au travers de la fracturation hydraulique viendraient à entrer en contact avec des failles naturelles préexistantes et déjà sous contrainte. En pratique, ceci signifie que le séisme se produirait avant sa date naturelle potentielle du fait de l'activité humaine. Par exemple, au Royaume-Uni, près de Blackpool, en 2011, deux séismes successifs de magnitude 2,3 et 1,5 se sont produits à proximité du site de Preese Hall, entraînant une suspension temporaire d'activité. Des événements similaires ont également été signalés à Montney, au Canada, en juillet 2014. La plupart des tremblements de terre ne se produisent pas sur le site lui-même, mais souvent à plusieurs kilomètres de celui-ci. Atkinson et al. (2016:2) apportent un éclairage particulier sur le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada en indiquant le haut degré de corrélation aussi bien dans le temps, que dans l'espace entre les opérations de fracturation hydraulique et la sismicité, mettant toutefois en exergue qu'il est peu probable que cette corrélation soit due aux puits de refoulement situés à proximité. L'étude ajoute, en outre, qu'entre 2010 et 2015 plus de la moitié des séismes de magnitude  $M \geq 3$  se sont produits à proximité des sites de fracturation hydraulique. (Atkinson et al., 2016:13). L'occurrence de la sismicité associée apparaît toutefois limitée au regard du

nombre d'opérations de fracturation hydraulique réalisé (0,3 pour cent environ), mais les implications d'un tel risque demeurent néanmoins importantes, en particulier dans le cas où plusieurs opérations seraient réalisées à proximité d'infrastructures essentielles. (Atkinson et al., 2016:13).

Le nombre de séismes générés par la réinjection des déchets dans des sites de refoulement ainsi que par la fracturation hydraulique a attiré l'attention du public, ainsi que celle des autorités locales et nationales dans les pays producteurs, conduisant au renforcement de la réglementation, ainsi qu'à la mise en place d'un suivi plus fréquent des opérations de fracturation hydraulique. Par exemple, le 11 avril 2014, le ministère des Ressources naturelles de l'Ohio a annoncé le renforcement des conditions relatives aux permis de forages situés à proximité de failles ou de zones ayant enregistré une activité sismique par le passé. Dans ce cadre, le Département des ressources naturelles de l'Ohio (2014) stipule que la délivrance d'un nouveau permis concernant un forage horizontal situé à moins de 3 miles d'une faille connue ou d'une zone dont l'activité sismique a été supérieure à une magnitude de 2,0 devra mettre en place des moniteurs sismiques de grande sensibilité. Dans le cas où un événement sismique d'une magnitude supérieure à 1,0 serait détecté, les activités devraient être immédiatement interrompues afin d'en déterminer la cause. Si l'enquête révèle un lien possible avec le processus de fracturation hydraulique, les opérations devront être arrêtées. Pour sa part, la British Geological Survey a conseillé un seuil de  $M_{0.5}$  à partir duquel les opérations devraient être temporairement suspendues.

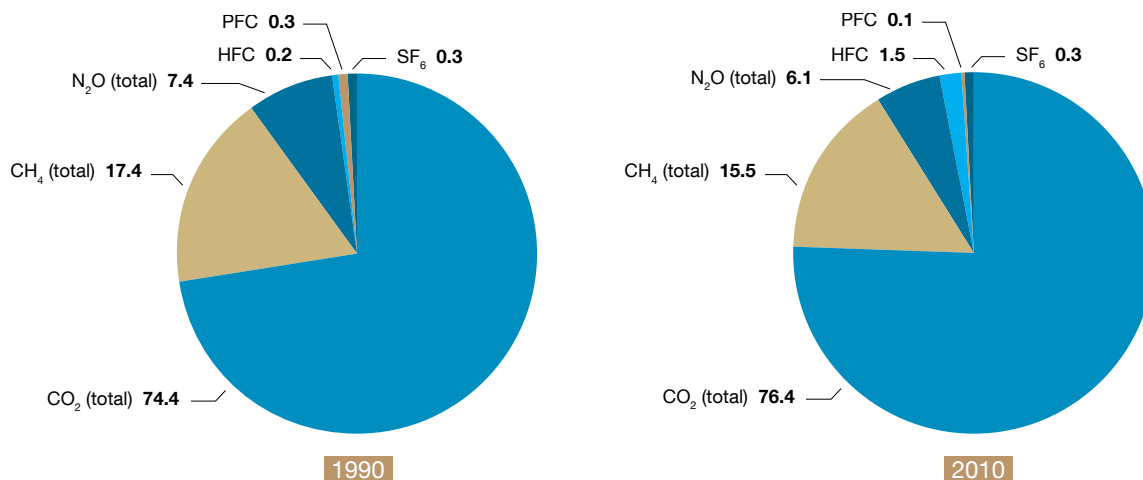
Avant 2017, la plupart des projets relatifs au gaz de schiste avaient été réalisés au sein des pays développés, principalement au Canada et aux États-Unis, où les infrastructures sont considérées comme solides et résistantes. Il est donc essentiel d'évaluer clairement les risques de telles activités dans les pays en développement, où les infrastructures peuvent s'avérer moins robustes. Atkinson et al. (2016:13) déclarent que de nombreux pays en développement pourraient être fortement exposés en raison de la densité de leur population et de la vulnérabilité de leur infrastructure. Une augmentation significative du nombre de séismes même modérés pourrait entraîner une augmentation de l'incidence des dommages et des décès liés aux tremblements de terre.

## **3. ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE**

L'effet de serre est un phénomène naturel qui contribue à augmenter la température moyenne à la surface de la Terre, la rendant ainsi habitable. Sans lui, la température moyenne serait d'environ  $-18^{\circ}\text{C}$ . Cependant, depuis la révolution industrielle, les émissions de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère ont considérablement augmenté, entraînant une modification de l'équilibre entre chaleur entrante et sortante, et de ce fait ont pu avoir

<sup>20</sup> L'United States Geological Survey (consulté le 6 novembre 2017). Induced earthquakes – myths and misconceptions. What you do and don't know about induced seismicity. <https://earthquake.usgs.gov/research/induced/myths.php>.

**Figure 11** Emissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), de méthane (CH<sub>4</sub>), protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O), hydrofluorocarbones (HFC), perfluorocarbures (PFC) et hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>), 1990 et 2010 (pourcentage des GES totaux)



Source : secretariat de la CNUCED à partir de l'AIE (consulté le 2 octobre 2017).

une influence sur le réchauffement et les changements climatiques. Depuis 1990, les émissions de CO<sub>2</sub> ont été responsables de la plus grande partie des émissions de GES, représentant plus des trois quarts de celles-ci (figure 11). Avec le CH<sub>4</sub>, les émissions de CO<sub>2</sub> ont représenté plus de 90 pour cent des émissions totales de GES entre 1990 et 2010.

Les GES sont généralement différenciés en fonction de leur durée de vie dans l'atmosphère ainsi que de leur potentiel de réchauffement global (PRG). Le potentiel de réchauffement global permet d'estimer la capacité d'un gaz à affecter le réchauffement climatique sur une période de temps donnée. Le PRG de chaque gaz est estimé par rapport au CO<sub>2</sub>. Par exemple, le potentiel de réchauffement global du méthane est de 28 pour un horizon de temps de 100 ans, ce qui signifie que le CH<sub>4</sub> absorbe 28 fois plus d'énergie que le CO<sub>2</sub> au cours de cette période, ce qui en fait un gaz plus puissant que le CO<sub>2</sub>. En outre, plus la période de temps se raccourcit, plus l'effet sur l'environnement est important ; par exemple, si la période de référence est ramenée à 20 ans, le PRG du méthane passe à 84. Cependant, alors que le méthane est considéré comme étant un gaz plus puissant que le CO<sub>2</sub>, il demeure moins longtemps dans l'atmosphère que le dioxyde de carbone (12,4 ans au lieu de plus de 150 ans pour le CO<sub>2</sub>).

En ce qui concerne les émissions de dioxyde de carbone, le Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (2014:7) suggère que les émissions de GES provenant de l'approvisionnement énergétique pourraient être considérablement réduites en remplaçant les centrales à charbon actuelles par des centrales modernes à cycle combiné au gaz naturel hautement performantes ou des centrales de cogénération, à condition que le gaz naturel soit disponible et que les émissions fugitives associées à

son extraction et à l'approvisionnement soient faibles ou limitées. Hirst N. (2013: 2) note que s'il est correctement géré, le gaz de roche mère peut afficher une empreinte carbone moitié moins élevée que celle du charbon. Selon l'Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis (2017:33), la combustion des énergies fossiles dans le pays comptait pour 93,3 pour cent des émissions de CO<sub>2</sub> en 2015 et les systèmes à base de gaz naturel représentaient la première source d'émissions anthropiques de méthane. (EPA, 2017:39).

Le tableau 6 présente un exemple-type des sources d'émissions de méthane dans la filière du gaz naturel. La première source d'émissions de CH<sub>4</sub> provenant de la production de gaz de schiste est rejetée dans l'atmosphère avant même le début de la production commerciale. Le rejet à l'air libre du gaz naturel dans l'atmosphère ou son torchage lors des opérations de refoulement durant la phase d'achèvement représentent en effet une part significative des émissions totales de méthane et de dioxyde de carbone attribuables au secteur. Selon l'AIE (2012:40), les émissions totales entre le puits de gaz de schiste et le brûleur sont environ 3,5 pour cent plus importantes que celles émises par la filière du gaz naturel conventionnel ; toutefois, ce pourcentage peut atteindre 12 pour cent si le gaz est rejeté à l'air libre. Ceci explique pourquoi l'AIE a mis en avant l'importance d'éliminer les opérations de rejet du gaz, ainsi que de minimiser son torchage. La Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique (2016:54) a publié une série de lignes directrices encourageant la réduction de la pratique du torchage, ainsi que le rejet direct dans l'atmosphère. Celles-ci stipulent que le rejet du gaz n'est pas une alternative acceptable à sa conservation ou à son torchage. Le rejet est l'option la moins souhaitable et le gaz naturel devrait être torché, sauf cas très

Tableau 6 Émissions de méthane et de dioxyde de carbone dans la filière du gaz naturel aux États-Unis, 2015

<p><b>PRODUCTION</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- CH<sub>4</sub> : 66 pour cent des émissions totales de CH<sub>4</sub> (+51 pour cent sur 1990–2015). Principalement émises par les stations de collecte, les régulateurs pneumatiques et par le biais du déchargement des liquides. Principalement dues à la hausse du nombre d'équipements et à la pratique de la purge.</li> <li>- CO<sub>2</sub> : 44 pour cent des émissions totales de CO<sub>2</sub> (+88 pour cent sur 1990–2015). Principalement dues au torchage.</li> </ul>	<p><b>TRAITEMENT</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- CH<sub>4</sub> : 7 pour cent des émissions totales de CH<sub>4</sub> (-48 pour cent sur 1990–2015). Principalement émises par les compresseurs.</li> <li>- CO<sub>2</sub> : 56 pour cent des émissions totales de CO<sub>2</sub> (-15 pour cent sur 1990–2015). Principalement du fait de l'extraction des gaz acides.</li> </ul>
<p><b>TRANSMISSION ET STOCKAGE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- CH<sub>4</sub> : 21 pour cent des émissions totales de CO<sub>2</sub> (-42 pour cent sur 1990–2015). Dues principalement aux émissions fugitives et à la pratique de la purge.</li> <li>- CO<sub>2</sub> : moins de 1 pour cent des émissions totales de CO<sub>2</sub> (-37 pour cent sur 1990–2015).</li> </ul>	<p><b>DISTRIBUTION</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- CH<sub>4</sub> : 7 pour cent des émissions totales de CH<sub>4</sub> (-75 pour cent sur 1990–2015). Principalement dues aux émissions fugitives depuis les gazoducs et les stations.</li> <li>- CO<sub>2</sub> : moins de 1 pour cent des émissions totales de CO<sub>2</sub> (-72 pour cent sur 1990–2015).</li> </ul>

Source : secrétariat de la CNUCED, à partir de l'Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis, 2017.

exceptionnels. Le rejet direct du gaz dans l'atmosphère ainsi que le brûlage à la torche sont progressivement abandonnés, pour être remplacés par des procédés de réduction des émissions. Cette approche innovante vise à capter le gaz naturel et à le séparer des liquides et des solides qui sont généralement présents dans les eaux de reflux, afin de limiter l'émission de grandes quantités de méthane, de dioxyde de carbone et, parfois, d'autres substances polluantes dans l'atmosphère et permettre également aux entreprises de récupérer cette précieuse ressource non renouvelable et de la commercialiser, plutôt que de la gaspiller. Les procédés de réduction des émissions peuvent également être utilisés dans le cadre d'opérations de reconditionnement, lorsqu'un puits est refracturé, par exemple. Selon l'IEA (2014), ces nouveaux procédés peuvent permettre de récupérer jusqu'à 90 pour cent du gaz. O'Sullivan (2012) donne un exemple des émissions de CH<sub>4</sub>, de CO<sub>2</sub> selon

les différentes options choisies de rejet direct dans l'atmosphère, de torchage ou de capture du gaz naturel (tableau 7).

La seconde source de pollution par le méthane provient des émissions fugitives, principalement dues à des défauts d'étanchéité et aux fuites provenant des gazoducs ou des stations de compression, principalement attribuables à la vétusté de certaines installations ainsi qu'aux types de matériaux utilisés. Par exemple, la fonte et les tuyaux en acier non protégés sont considérés comme étant davantage susceptibles de fuir que les tuyaux en plastique. Bipartisan Policy Centre (2014:10) note, eu égard aux États-Unis, qu'environ 7,4 pour cent des conduites de distribution (en longueur) et environ 6,8 pour cent des services de distribution (en termes de quantités) sont fabriqués à partir des matériaux les plus sensibles à la corrosion et aux fuites.

Tableau 7 Calcul des coefficients d'émission pour différentes techniques de gestion du gaz pouvant être mises en œuvre dans le cadre d'opération de reflux des puits de gaz de roche mère, en assumant des potentiels de réchauffement globaux de 100 ans et 20 ans

	Rejet direct dans l'atmosphère	Torchage	Capture du gaz
Émissions de CH <sub>4</sub> – kg/1*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de gaz naturel	535.7	10.8	53.8
Émissions de CO <sub>2</sub> – kg/1*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de gaz naturel	–	1 445.1	–
Ensemble des facteurs d'émission (potentiel de réchauffement global à 100 ans) kg CO <sub>2</sub> e/1*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de gaz naturel	13 438	1 714	1 344
Ensemble des facteurs d'émission (potentiel de réchauffement global à 20 ans) kg CO <sub>2</sub> e/1*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de gaz naturel	38 701	2 219	3 870

Source : O'Sullivan et Paltsev (2012).

Notes : M<sup>3</sup>, mètres cubes. Les facteurs ont été estimés en admettant que le gaz naturel est composé à 78.8 pour cent de méthane par volume.



Une source additionnelle d'émissions de CO<sub>2</sub> particulièrement importante au niveau local est générée par l'augmentation du trafic des véhicules lourds employés dans le transport des équipements de forage et de tous les intrants utilisés pendant la phase de fracturation hydraulique (eau, sable, produits chimiques). L'impact de l'augmentation de la circulation des poids lourds est susceptible de varier d'un site à l'autre, en fonction, entre autres, des spécificités géologiques et de la distance entre le site et les réserves d'eau. AEA (2012:11-12) souligne qu'en temps normal, les va et vient des camions pendant les phases de construction et de développement d'un puits sont estimés entre 7 000 et 11 000 pour un seul bloc de 10 puits. Au cours des phases de développement qui sont les plus intensives, les estimations montrent qu'il n'y aurait pas moins de 250 trajets de camion par jour sur un même site. Il en résulterait une augmentation de la circulation sur les voies publiques, pouvant générer des ralentissements, des problèmes de sécurité routière, des dommages aux infrastructures, ainsi qu'un risque accru de déversements et d'accidents impliquant des matières dangereuses. Le risque est considéré comme modéré pour une installation individuelle, mais élevé pour des installations multiples. Toutefois, des mesures temporaires permettant de limiter ces nuisances peuvent être mises en place, telle que l'installation de tuyaux temporaires pour le transport de l'eau, par exemple. Celles-ci peuvent être mises en œuvre afin de limiter l'augmentation du trafic et la pollution associée, ainsi que les dommages aux infrastructures locales. Au cours des phases de forage, de fracturation et d'achèvement, la pollution peut aussi être largement générée par les moteurs diesel qui alimentent les équipements. La plupart de ces sources de pollution peuvent également être présentes dans l'extraction conventionnelle du gaz naturel. Il est toutefois généralement admis que les spécificités relatives à la production de gaz de schiste sont susceptibles de générer davantage d'émissions, que la production conventionnelle. En outre, à moins d'être recyclées sur place, les eaux usées provenant du reflux doivent également être transportées afin d'être retraitées, ce qui génère une source additionnelle de pollution.

Cette analyse ne tient pas compte de la pratique de la refracturation des puits, qui nécessite de plus grandes quantités d'eau et d'agents de soutènement.

Afin de permettre aux autorités nationales de prendre des décisions en toute connaissance de cause et afin de s'assurer que le gaz naturel pourra effectivement jouer le rôle d'énergie de transition, il est d'une importance cruciale qu'une surveillance continue tout au long de la filière, une augmentation du suivi des données ainsi qu'un soutien aux travaux de recherche concernant les impacts potentiels du développement du gaz de schiste sur l'environnement, notamment en ce qui concerne les émissions de méthane et de dioxyde de carbone soient développés. En effet, les experts ne parlent pas d'une seule voix en la matière. Un article controversé de Howard (2011) en est un bon exemple. En effet, celui-ci présente une empreinte carbone particulièrement négative pour le gaz de schiste, par rapport au gaz naturel conventionnel, mais aussi à d'autres combustibles fossiles, y inclus le charbon. De plus, les paramètres restent vagues, compte tenu du désaccord qui demeure entre les experts quant à l'horizon temporel à sélectionner, aux facteurs de PRG et aux quantités d'émissions fugitives de méthane effectivement rejetées dans l'atmosphère. Traiter de cette problématique importante nécessite de renforcer la collaboration entre les différentes parties prenantes et en particulier avec le secteur privé, ainsi que les autorités locales, nationales et internationales, afin d'améliorer la collecte des données et l'accès à des informations fiables et objectives. De plus, le partage de connaissances et de savoir-faire est essentiel, afin que les expériences passées puissent servir de modèle et permettent de minimiser les impacts négatifs sur l'environnement local et, plus généralement, mondial. Afin de prendre en considération l'épineux problème de la réduction des émissions de méthane, des engagements sont pris à travers le monde, à l'instar de celui entre le Canada, les États-Unis et le Mexique visant à réduire de 40 à 45 pour cent les émissions de méthane provenant de l'industrie pétrolière et gazière d'ici 2025 (par rapport à leur niveau de 1992).



---

# CHAPITRE III

## LA PRODUCTION DE GAZ DE ROCHE MÈRE AUX ÉTATS-UNIS

---

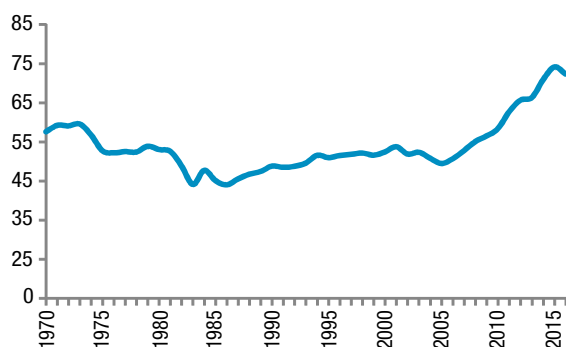


En 2015, la production commerciale de gaz de roche mère s'est presque exclusivement limitée à deux pays, les États-Unis et le Canada, qui ont respectivement représenté 87 et 13 pour cent de la production mondiale. De grands projets sont en cours de développement dans d'autres pays, tels que l'Argentine et la Chine, tandis que d'autres s'opposent au développement de ces ressources, en interdisant notamment sa principale technique de production, à savoir la fracturation hydraulique, ce qui est le cas de la France, par exemple. Le clivage entre ces deux positions diamétralement opposées relatives à l'exploration et à l'exploitation du gaz naturel non conventionnel à partir des gisements de roche mère a été l'un des faits marquants du secteur depuis une décennie.

## 1. UNE DÉCENNIE DE DÉVELOPPEMENT DU GAZ DE SCHISTE

Historiquement, les États-Unis ont été le premier pays consommateur de gaz naturel dans le monde, avec environ 30 pour cent sur la période 1980-2015. Le gaz naturel y est la deuxième source d'énergie la plus consommée après le pétrole et ce rôle a eu tendance à se renforcer depuis le début des années 2000, augmentant de 5 points entre 2000 et 2016 pour atteindre finalement 29,2 pour cent du bouquet énergétique aux États-Unis en 2016. Ceci a été largement rendu possible du fait des grandes quantités de gaz naturel qui sont devenues disponibles sous l'effet du développement des ressources nationales de gaz de schiste depuis le milieu des années 2000. La production de gaz naturel conventionnel avait reculé à un rythme annuel moyen de -0,4 pour cent entre le début des années 1970 et 2005, toutefois celle-ci s'est reprise après 2007, enregistrant un taux annuel de croissance composé moyen de 2,8 pour cent entre 2007 et 2016 (figure 12). Au cours de la dernière décennie, les prélèvements bruts de gaz naturel à partir des puits de gaz de schiste sont passés de 1 990 milliards de pieds cubes (environ 8 pour cent des prélèvements bruts

**Figure 12** Production de gaz naturel aux États-Unis, 1970–2016 (milliards de pieds cubes par jour)



Source : secrétariat de la CNUCED, à partir de BP, 2017b.

totaux) à plus de 16 582 milliards de pieds cubes, soit plus de la moitié des prélèvements bruts du pays en 2016 (figure 13).<sup>21</sup> Cela a considérablement modifié le paysage du secteur du gaz dans le pays au cours des dernières années et cette tendance devrait se poursuivre à l'avenir. En effet, selon l'EIA (2017a), le gaz de schiste et le gaz associé provenant des gisements de pétrole de réservoirs étanches devraient représenter environ les deux tiers de la production d'ici 2040.

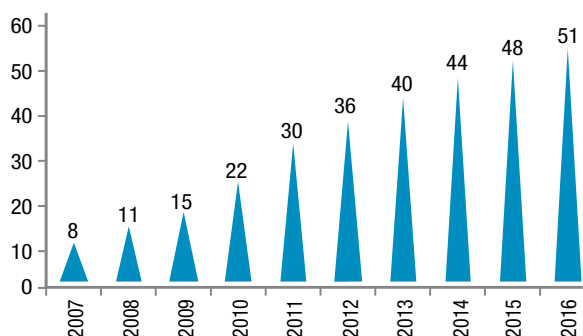
Le développement des ressources non conventionnelles de gaz naturel et du gaz de schiste, en particulier a mené les États-Unis au premier rang mondial des pays producteurs de gaz naturel et ceci dès 2009. En 2016, ils représentaient environ 21 pour cent de la production mondiale de gaz naturel, devant la Fédération de Russie (16,3 pour cent).

La production de gaz naturel aux États-Unis s'est déplacée des régions productrices traditionnelles (golfe du Mexique, par exemple) vers les gisements terrestres de gaz de schiste. Avec environ 38 pour cent de la production de gaz de schiste en 2015, Marcellus est le plus important d'entre eux (tableau 8). En incluant celui d'Eagle Ford, ceux-ci ont représenté plus de la moitié de la production et des réserves prouvées du pays en 2015. En ajoutant les gisements de Woodford, Barnett et Haynesville/Bossier, les cinq premiers réservoirs de gaz de schiste aux États-Unis ont compté pour environ 80 pour cent des réserves prouvées et de la production en 2015. Malgré un recul de 12 pour cent des réserves de gaz de schiste en 2015, celles-ci ont augmenté à un rythme de 30 pour cent par an entre 2007 et 2015.<sup>22</sup>

<sup>21</sup> EIA (consulté le 12 octobre 2017). Dry shale gas production estimates. <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=907&t=8>.

<sup>22</sup> Taux annuel de croissance composé sur la période 2007–2015 à partir des données de l'EIA (différentes éditions). [United States] crude oil and natural gas proved reserves. <https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/>.

**Figure 13** Prélèvements bruts de gaz naturel aux États-Unis provenant de gaz de roche mère, 2007–2016 (pourcentage des prélèvements bruts de gaz naturel aux États-Unis)



Source : secrétariat de la CNUCED, à partir de l'EIA (consulté le 19 octobre 2017).



**Tableau 8 États-Unis : principales réserves et production de gaz de roche mère, 2015**

Gaz de schiste aux États-Unis	PRODUCTION, 2015	RÉSERVES, 2015
	15 214 Tpi <sup>3</sup>	175 601 Tpi <sup>3</sup>
<i>Gisements individuels, en pourcentage du gaz de schiste aux États-Unis</i>		
Marcellus	37,9	41,4
Eagle Ford	14,5	11,2
Woodford	6,3	10,6
Barnett	10,7	9,7
Haynesville/Bossier	9,1	7,3
Utica/Point pleasant	6,3	7,1
Fayetteville	6,1	4,1
Autres	9,1	8,7

Source : secrétariat de la CNUCED, à partir de l'EIA, consulté le 6 novembre 2017.

Entre 1985 et 2013, le déficit de production en gaz naturel<sup>23</sup> des États-Unis s'est élevé à 1 650 milliards de pieds cubes en moyenne (soit environ 8 pour cent de la consommation annuelle sur la période), entraînant une augmentation des importations. Les importations nettes de gaz naturel se sont situées aux alentours de 2 438 milliards de pieds cubes par an sur la période, atteignant un niveau record de 3 785 milliards de pieds

<sup>23</sup> Estimé à partir des données statistiques de l'EIA. Différentiel entre "United States natural gas marketed production" et "United States natural gas total consumption". Les données ont été extraites de <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9140us2A.htm> pour la série "United States natural gas total consumption" et de <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9050us2a.htm> pour la seconde série : "United States natural gas marketed production".

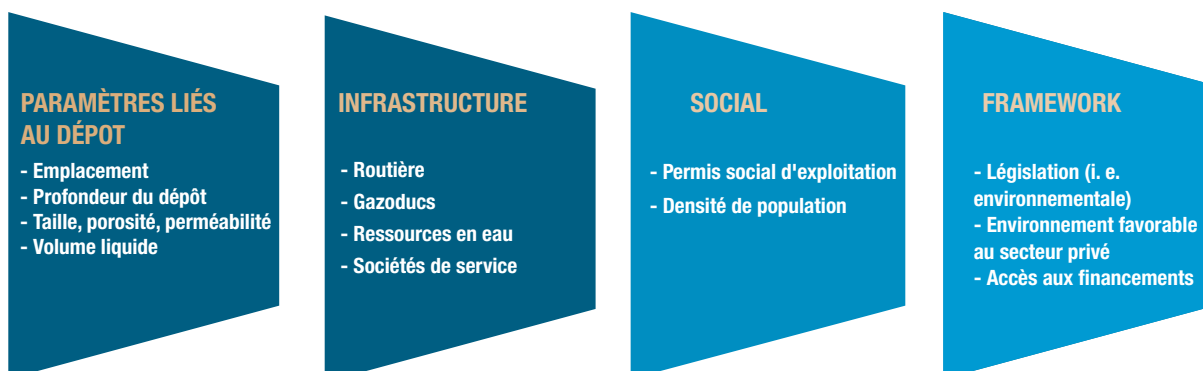
cubes en 2007. Cette même année a marqué un tournant dans l'histoire récente de la consommation et de la production de gaz naturel aux États-Unis. En effet, les importations nettes ont commencé à baisser pour atteindre finalement 670 milliards de pieds cubes en 2016 et ceci malgré une augmentation simultanée de la consommation de l'ordre de 19 pour cent. Les États-Unis sont devenus exportateurs nets de gaz naturel en juillet 2017 et selon l'EIA, cette situation devrait se poursuivre en 2018. Du fait du manque d'infrastructures pour exporter du GNL, 93 pour cent des exportations de gaz naturel en 2016 se faisaient encore par gazoduc, à destination du Mexique (les deux tiers) et du Canada (un tiers). Cependant, l'évolution récente du secteur du gaz de schiste a conduit à des changements drastiques en termes d'infrastructure nationale. Par exemple, des développements importants devraient être réalisés quant aux capacités de liquéfaction (tableau 9). Concrètement, 61,45 millions de tonnes par an de capacité de liquéfaction pourraient être ajoutées entre 2016 et 2020, permettant l'exportation de grandes quantités de GNL. Selon l'EIA (2017f), d'ici 2020, les États-Unis pourraient détenir la troisième plus importante capacité d'exportation de GNL au monde après l'Australie et le Qatar. Cette prévision est confirmée par l'Union internationale de l'industrie du gaz (2017a). Ceci représente un changement drastique en comparaison de la situation avant le développement du gaz de roche mère aux États-Unis, quand les promoteurs investissaient alors dans la réalisation de 10 terminaux d'importation du GNL en 2004 et que 33 autres étaient proposés à la construction (Département de l'énergie des États-Unis, 2014:3). En outre, l'EIA (2015h) met en lumière que près de 80 pour cent des volumes

**Tableau 9 Usines de liquéfaction aux États-Unis d'ici 2019 (millions de tonnes par an)**

Date de début	Nom du projet	Capacité	Propriétaire
1969	Kenai LNG	1.50	Conoco Phillips
2016	Sabine Pass T2	4.50	Cheniere Energy, Blackstone
2016	Sabine Pass T1	4.50	Cheniere Energy, Blackstone
2017	Sabine Pass LNG T3-4	9.00	Cheniere Energy, Blackstone
2017	Cove Point LNG	5.25	Dominion
2018	Elba Island LNG T1-6	1.50	Kinder Morgan
2018	Cameron LNG T1	4.00	Sempra, Mitsubishi/NYK JV, Mitsui, ENGIE
2018	Cameron LNG T2	4.00	Sempra, Mitsubishi/NYK JV, Mitsui, ENGIE
2018	Freeport LNG T1	5.10	Freeport LNG, JERA, Osaka Gas
2019	Corpus Christi LNG T1	4.50	Cheniere Energy
2019	Elba Island LNG T7-10	1.00	Kinder Morgan
2019	Freeport LNG T2	5.10	Freeport LNG, IFM Investors
2019	Corpus Christi LNG T2	4.50	Cheniere Energy
2019	Cameron LNG T3	4.00	Sempra, Mitsubishi/NYK JV, Mitsui, ENGIE
2019	Sabine Pass LNG T5	4.50	Cheniere Energy, Blackstone
2020	<b>Total États-Unis</b>	<b>62.95</b>	

Source : UIIG (2017a).

Figure 14 Facteurs clés du développement du secteur du gaz de roche mère



Source : secrétariat de la CNUCED.

d'exportation de GNL pour des projets en construction ont été contractés en relation directe avec les cours du gaz naturel Henry Hub ou sur la base d'un mécanisme de formation des prix hybride comportant un lien avec ce prix de référence.

Le développement de la filière du gaz de schiste aux États-Unis a été rendu possible par la conjonction de différents facteurs (figure 14). Les principaux d'entre eux seront étudiés individuellement dans cette section. Des commentaires les concernant seront également intégrés aux profils des autres pays producteurs ou potentiellement producteurs et utilisés afin d'évaluer si un développement du secteur du gaz de schiste pourrait être envisageable à la lumière de ce qui est connu de l'expérience des États-Unis.

Les États-Unis possèdent une longue tradition en tant que producteur majeur de pétrole et de gaz naturel. Cette expérience a permis de fournir au secteur du gaz de schiste une base industrielle solide, avec de nombreux services d'appui et une infrastructure déjà en place. Des investissements significatifs afin de développer les ressources en gaz de roche mère et d'adapter l'infrastructure existante aux nouveaux besoins ont été rendus possibles par le biais d'un marché des capitaux solide. À cet égard, le Département de l'énergie des États-Unis (2015b:5) souligne que l'infrastructure a été développée de manière substantielle au cours de la dernière décennie. Entre 2004 et 2014, les sociétés ont, en effet, investi \$10 milliards en moyenne par an, notamment dans des projets majeurs de développement des gazoducs. Les investissements dans le traitement du gaz naturel se sont élevés à \$7.5 milliards en 2013. D'après le Département de l'énergie des États-Unis (2015b), le pays possède un réseau de gazoducs à haute-pression développé, incluant 315 000 miles de conduites de transport. En outre, le pays possède 516 usines de traitement du gaz naturel offrant une capacité totale de 64 659 millions de pieds cubes par jour. L'EIA (2016b) rapporte également une capacité de traitement de 77 206 millions de pieds cubes par jour, dont 60 pour cent situés dans les États producteurs

de pétrole et de gaz de roche mère, à savoir le Texas (incluant le golfe du Mexique), la Louisiane, l'Oklahoma, la Virginie occidentale et la Pennsylvanie et la plupart des nouveaux investissements ont été réalisés dans ces régions productrices. En outre, avec 835 engins de forage en 2014, les États-Unis détenaient environ 42 pour cent du parc mondial. Alors que le nombre de ces appareils a eu tendance à diminuer entre 2007 et 2017 (-53 pour cent), la hausse de la productivité par appareil a permis d'accroître la production de gaz naturel dans le pays au cours de cette même période, permettant ainsi une augmentation de la production de gaz de schiste.

Ces 10 ans d'expérience, combinés au développement rapide de la production de gaz de schiste, accompagnés d'importants progrès techniques, ont progressivement conduit à une baisse drastique des coûts de production par puits. Le développement rapide du forage multiple, par exemple, a permis de réaliser des économies d'échelle en réduisant le nombre d'engins nécessaires au forage d'un même nombre de puits, plusieurs d'entre eux pouvant être réalisés sans avoir à déplacer l'appareillage. La part de puits forés par le biais de cette technique est ainsi passée de 5 pour cent en 2006 à 60 pour cent en 2013 et le nombre d'opérateurs a atteint 2 000 sur l'année 2013.

La faible densité de population dans les zones de production a également permis un développement rapide des activités liées au gaz de schiste, étant donné qu'elle permettait de limiter le nombre de ménages potentiellement affectés par ces opérations. En outre, l'acceptation générale des activités pétrolières et gazières par les populations locales dans les régions plus densément peuplées et parfois déjà accoutumées à la production conventionnelle et non conventionnelle de gaz naturel, a également joué un rôle primordial en la matière. Par ailleurs, la nature spécifique des droits miniers aux États-Unis, conférant aux propriétaires les avantages attendus au sous-sol, notamment par le biais du versement de rétributions, a également largement contribué à l'expansion de cette activité, en incitant les ménages à accepter plus facilement le forage dans leur

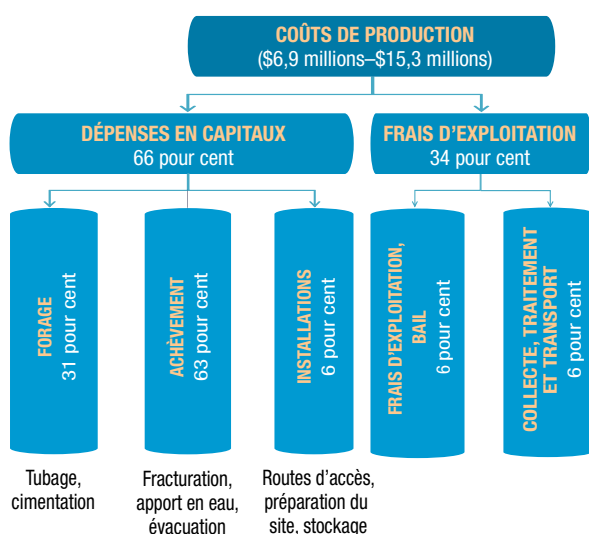
« arrière-cour ». C'est une différence importante avec la majeure partie des pays dans le monde, où les revenus financiers associés à l'extraction du sous-sol sont perçus par l'État, quel que soit le propriétaire de la terre.

## 2. COÛTS DE PRODUCTION

Les coûts de production par puits dans le secteur du pétrole et du gaz non conventionnel se situaient entre \$6.9 millions et \$15.3 millions en 2014 (EIA, 2016d). Cette estimation a été réalisée à partir d'une analyse des coûts de cinq des principaux gisements aux États-Unis, à savoir Bakken, Eagle Ford, Marcellus, Delaware and Midland<sup>24</sup> et recouvre à la fois les dépenses en capitaux et les frais d'exploitation (figure 15). Ces coûts de production peuvent largement varier d'un gisement à l'autre et, même entre les puits, en fonction, de conditions géologiques spécifiques ou de la disponibilité des ressources en eau, par exemple. Depuis le milieu des années 2000, deux principales périodes peuvent être distinguées, à savoir 2006–2012 et 2012–2015. Au cours de la première période, les coûts de production ont largement augmenté sous l'effet de la mise en place progressive de services spécifiques ayant pour objectif de soutenir le développement du secteur. Cependant, les progrès techniques au niveau du forage ont été déterminants dans la réduction des coûts de production à partir de 2012 au travers d'économies d'échelle significatives et de gains de productivité. L'EIA (2016d:4) souligne que les coûts moyens de forage et d'achèvement

<sup>24</sup> Cette liste diffère de la précédente étant donné qu'elle prend en considération à la fois les gisements de gaz de schiste, mais aussi ceux produisant d'autres formes de gaz non conventionnel.

Figure 15 Ventilation des coûts de production, 2014



Source : secrétariat de la CNUCED, à partir de l'EIA, 2016d.

Note : les données indiquées sur ce schéma sont des moyennes.

dans cinq gisements évalués en 2015 étaient entre 25 et 30 pour cent inférieurs à leur niveau de 2012, alors que les coûts avaient enregistré leur niveau le plus élevé des dix dernières années.

## 3. EFFETS DES DÉVELOPPEMENTS DU SECTEUR DU GAZ DE ROCHE MÈRE SUR LES AUTRES SECTEURS ÉCONOMIQUES

Une part du gaz naturel est consommée le long de la filière avant d'atteindre les utilisateurs finaux. Cette consommation amont a représenté environ 8 pour cent de la consommation totale de gaz naturel aux États-Unis sur l'année 2016. Elle est principalement destinée à alimenter les installations de production (70 pour cent), le reliquat étant consommé le long des gazoducs et des circuits de distribution.<sup>25</sup>

En 2016, les deux principaux secteurs consommateurs de gaz naturel aux États-Unis étaient la production d'électricité et les applications industrielles, comptant respectivement pour 40 et 31 pour cent des utilisations finales. Sur la période 2000–2016, la production électrique a été un secteur particulièrement dynamique, avec un quasi doublement des quantités consommées (+92 pour cent), passant ainsi de 5 206 milliards de pieds cubes en 2000 à près de 9 984 milliards de pieds cubes en 2016. Ceci est largement attribuable à l'adoption d'une réglementation encourageant l'utilisation d'énergies au bilan carbone plus favorable, combiné à la disponibilité accrue de gaz naturel meilleur marché du fait du développement du secteur du gaz de roche mère dans le pays. Le 22 octobre 2017, l'EIA indiquait que le gaz naturel avait fourni environ 34 pour cent de toute la production d'électricité destinée aux services publics aux États-Unis en 2016.<sup>26</sup>

En ce qui concerne les applications industrielles, la tendance a été quelque peu différente, avec une consommation en baisse sur la période 2000–2009 enregistrant un recul de 24 pour cent de 8 142 milliards de pieds cubes en 2000 à 6 167 milliards de pieds cubes en 2009. Ceci s'explique largement par la hausse importante des prix au cours de cette période. Ce mouvement a été suivi d'une période de hausse toute aussi significative de la demande (+25 pour cent) entre 2009 et 2016, atteignant 7 722 milliards de pieds cubes en 2016, en réponse aux importantes quantités de gaz naturel bon marché commercialisées.

En ce qui concerne les applications industrielles, le gaz naturel est essentiellement utilisé pour l'alimentation en électricité et en chauffage, ainsi que comme intrant. La baisse des prix du gaz naturel qui a débuté en 2008

<sup>25</sup> EIA (consulté le 22 octobre 2017). United States Natural gas consumption by end use. [https://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_cons\\_sum\\_dcu\\_nus\\_a.htm](https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_cons_sum_dcu_nus_a.htm)

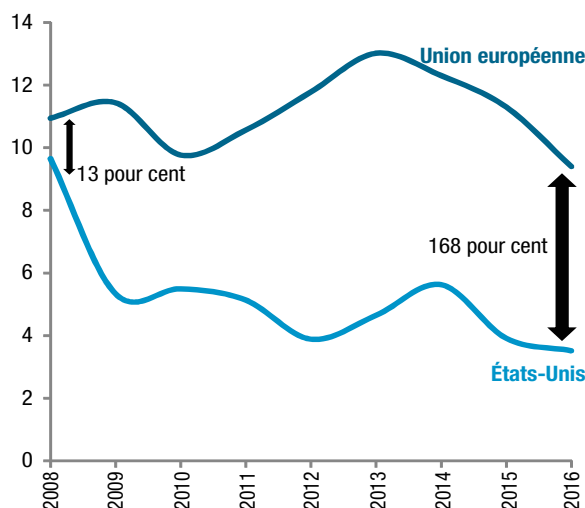
<sup>26</sup> EIA (consulté le 22 octobre 2017). What is United States electricity generation by energy source? <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=427&t=3>.



aux États-Unis a été répercutée sur les prix payés par les industries (figure 16), ainsi qu'aux ménages, dans une moindre mesure. La situation s'est avérée différente en Europe, conduisant à des différentiels de prix importants entre les deux régions. Par exemple, la prime payée par l'industrie en Europe sur le gaz naturel par rapport aux États-Unis est passée de 13 pour cent en 2008 à 168 pour cent en 2016. La baisse des prix du gaz naturel payés par les industries aux États-Unis en comparaison des autres régions a très probablement eu des effets favorables sur la compétitivité des industries fortement consommatrices d'énergie aux États-Unis (pétrochimie, acier, engrais) au travers de la baisse des prix payés à la fois pour les intrants (i.e. éthane) et pour l'énergie brûlée. Par exemple, alors que l'industrie de la pétrochimie aux États-Unis rencontrait des difficultés importantes en 2007, la mise sur le marché de volumes importants de gaz naturel bon marché notamment sous l'effet des développements dans les secteurs du gaz et du pétrole de schiste, ont eu un effet baissier sur les prix de l'éthane, une matière première essentielle à la production de plastiques (éthylène et propylène, notamment) et a, par conséquent, eu une influence positive sur cette industrie aux États-Unis. Dans le même temps, le recours important au naphta – un dérivé du pétrole – à la fois en Asie et en Europe, a contribué à accroître encore l'écart de compétitivité entre les États-Unis d'une part et les industries en Asie et en Europe d'autre part. Ces développements opposés ont suscité une vague d'investissements aux États-Unis. L'American Chemistry Council (2017:1) indiquait que, des 310 projets évalués à \$185 milliards – dont la plupart destinés aux marchés d'exportation des produits issus de la chimie et des plastiques – 62 pour cent avaient été formulés par des sociétés basées hors des États-Unis.

En ce qui concerne l'effet du secteur du gaz de roche mère sur l'emploi et les variables macroéconomiques, le recul n'est pas encore suffisant pour permettre une évaluation valable. Les difficultés associées à la cohérence de l'information et à son objectivité rencontrées lors de la préparation de ce rapport ont été particulièrement significatives à cet égard. Cependant, dans son rapport quadriennal sur la politique énergétique, le Département de l'énergie des États-Unis (2017:350) établit le constat que l'industrie du gaz et du pétrole a enregistré une importante hausse du nombre net d'emplois au cours des dernières années, avec 80 000 emplois entre 2004 et 2014, cependant l'emploi dans l'industrie extractive du gaz est volatil tant d'un point de vue géographique, que temporel; 28 000 emplois ont en effet disparu entre les mois de janvier 2015 et août 2016.

**Figure 16 Prix du gaz naturel pour l'industrie aux États-Unis et dans l'Union européenne, 2008–2016**  
(dollars par milliers de pieds cubes)



Source : secrétariat de la CNUCED, à partir d'Eurostat pour l'Union européenne (prix du gaz naturel par type d'utilisateur, en euro par giga joule pour les moyennes entreprises) et EIA pour les États-Unis (prix industriel du gaz naturel aux États-Unis, dollars par milliers de pieds cubes).

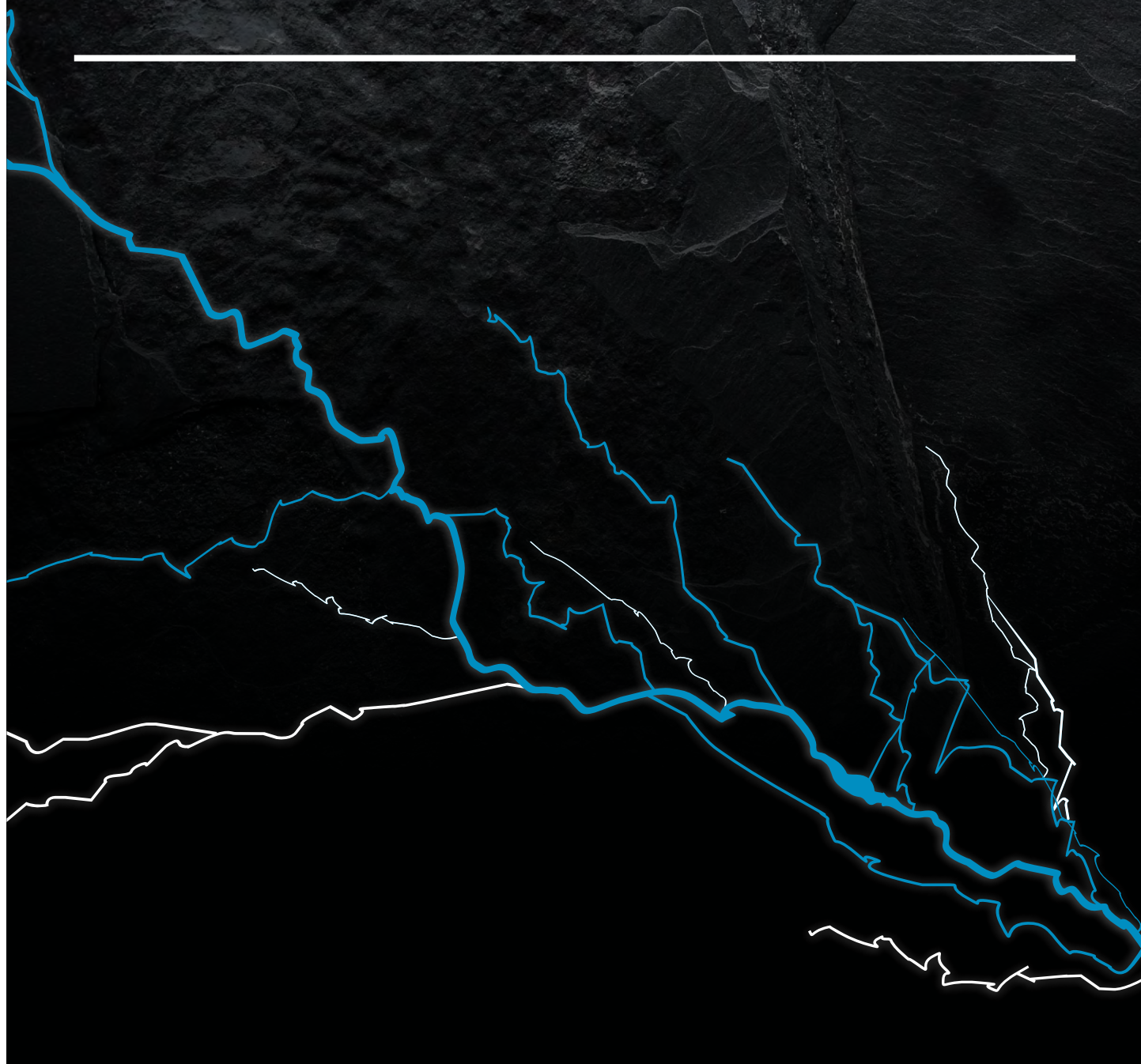
Note : aux fins de comparaison des données statistiques, l'unité pour l'Union européenne (euros par giga joule) a été convertie en dollars par 1,000 de pieds cubes, en utilisant un taux de change moyen de 1.2943 euros par dollar pour la période 2008–2016. Les giga joules ont été convertis en milliers de pieds cubes en utilisant un facteur de 0.9478.

---

# CHAPITRE IV

## AVANCÉES RELATIVES AU GAZ DE ROCHE MÈRE EN DEHORS DES ÉTATS-UNIS

---





Avec des centaines de milliers de puits forés depuis le milieu de la décennie 2000, les États-Unis ont acquis une expérience quant à l'exploration et à la production de gaz de schiste. Ils ont également développé une large gamme de connaissances sur les impacts potentiels de cette industrie extractive sur les populations locales, l'environnement et l'économie. D'autres pays possédant des ressources en gaz de roche mère pourraient vouloir s'inspirer de ce modèle, ne prenant en considération que les aspects positifs de cette expérience. En effet, le développement des activités de gaz de schiste peut être vu comme un moyen de réduire les factures d'importation de gaz naturel et accroître l'indépendance énergétique. Il peut également être appréhendé comme un vecteur de création d'emplois directs et indirects, notamment par le biais du développement des services d'appui, ainsi que la revitalisation de secteurs d'activité en perte de vitesse. Des secteurs industriels ont, en effet, bénéficié de gains de compétitivité sous l'effet d'une énergie et de coûts d'intrants meilleur marché. En outre, les quantités croissantes de gaz naturel devenues disponibles au travers des gisements de gaz de schiste ont également permis aux États-Unis de réduire leur consommation de charbon, en particulier dans la production d'électricité. Toutefois, il doit être mis en exergue que le développement de cette industrie a également soulevé de nombreuses questions conduisant à une interdiction accrue de l'exploration et de la production de gaz de roche mère, tout particulièrement dans les zones fortement peuplées (État de New York, par exemple).

En dehors du Canada et des États-Unis, ainsi que de l'Argentine et de la Chine dans une certaine mesure, le développement des ressources de gaz de schiste dans les autres pays est demeuré marginal et les activités à un stade exploratoire. En se basant sur les expériences passées, il peut être mis en exergue qu'aucun des modèles tels que ceux qui ont été développés au Canada et aux États-Unis ne sont directement transposables du fait, par exemple, de différences attenantes aux spécificités géologiques, à la disponibilité des ressources en eau, à l'état de développement des infrastructures, ainsi qu'au manque de connaissances, de qualifications et d'équipements spécifiquement dédiés à ce secteur. La courbe d'apprentissage est longue et chère. En outre, l'acceptation des industries extractives par les populations locales et du gaz de schiste, en particulier, plus connu sous l'appellation de « permis social d'exploitation » est également cruciale.

Les exemples du Canada, de l'Argentine et de la Chine, les trois principaux pays en dehors des États-Unis produisant actuellement du gaz de roche mère sont discutés dans ce chapitre, suivis d'un aperçu de la situation en Europe, où les pays ont adopté des politiques différentes – parfois opposées – en ce qui concerne cette ressource. Par exemple, la Bulgarie et la France ont imposé une interdiction de l'utilisation de la fracturation hydraulique sur leur territoire, alors que d'autres, à l'instar de la Pologne et du Royaume-Uni, avec des expériences

différentes quant à la production d'hydrocarbures et à leurs ressources potentielles en gaz de schiste, ont connu des résultats variés au niveau du développement de ce secteur dans leur pays. Finalement, la situation en Afrique sera envisagée du point de vue de l'Algérie et de l'Afrique du Sud, étant donné que ces pays sont considérés comme possédant les principales ressources du continent.<sup>27</sup>

## 1. LE CANADA : UN PRODUCTEUR COMMERCIAL DE GAZ DE SCHISTE

Avec 1 496,5 milliards de pieds cubes et 13 pour cent de la production mondiale de gaz de schiste en 2015, le Canada se classe second après les États-Unis en termes de production. En dehors des États-Unis, le Canada est le seul pays à avoir atteint un niveau de production commerciale du gaz de schiste en 2015.

Avec 76,68 Tpi<sup>3</sup> de réserves de gaz naturel (environ 1,2 pour cent du total mondial), le Canada se classe au 15<sup>ème</sup> rang des pays détenteurs de réserves de gaz naturel en 2016. Ses réserves sont passées de 88 Tpi<sup>3</sup> environ en 1980 à 56,5 Tpi<sup>3</sup> en 2005, avant de progresser de nouveau de 36 pour cent entre 2005 et 2016, sous l'effet du développement des ressources de gaz non conventionnelles. Cependant, étant donné que des réserves identiques étaient développées simultanément dans d'autres pays et aux États-Unis en particulier, la part du Canada dans les réserves mondiales est demeurée relativement stable depuis 2005, aux environs de 1 pour cent.

Le Canada possède une longue tradition de production d'hydrocarbures. Il était en effet le cinquième plus important producteur de gaz naturel en 2015, avec environ 14,4 milliards de pieds cubes par jour, soit environ 4,2 pour cent de la production mondiale. Avec 89,9 millions de tonnes équivalent pétrole, le Canada se classait également 8<sup>ème</sup> des pays consommateurs en 2016, ce qui représentait moins de 3 pour cent du total mondial. La part des énergies fossiles dans son bouquet énergétique est relativement faible (63,5 pour cent) en comparaison de la majeure partie des pays développés et seule une poignée de pays affiche une part inférieure à celle du Canada.<sup>28</sup> Le gaz naturel représentait, quant à lui, 27,3 pour cent du bouquet énergétique du pays en 2016.

Le Canada produit du gaz naturel non conventionnel à partir à la fois du gaz de schiste, mais aussi du gaz de réservoirs étanches. Le premier représentait une part relativement marginale de sa production en 2014 (5 pour

<sup>27</sup> En dehors des États-Unis et du Canada, dans une certaine mesure, les données relatives aux ressources sont des estimations provisoires. En outre, en 2017, l'examen des RTR en Afrique est limité, en particulier en ce qui concerne l'Afrique Subsaharienne.

<sup>28</sup> À savoir, le Brésil, la Finlande, la France, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, la Suède et la Suisse.

cent), en comparaison de celle du gaz de réservoirs étanches (47 pour cent). Les principaux bassins de gaz de schiste se situent en Alberta, au sein des formations de Montney<sup>29</sup> et Duvernay, ainsi qu'en Colombie-Britannique, dans les bassins de la rivière Horn, de la Liard et de Montney. Ensemble l'Alberta et la Colombie-Britannique représentent environ 94 pour cent des RTR de gaz de schiste du Canada.

Le développement des ressources non conventionnelles a permis au Canada de limiter l'épuisement de ses réserves de gaz naturel. Cependant, ceci n'a pas permis d'enrayer la baisse de sa production marchande entre 2007 et 2017.<sup>30</sup> En outre, la croissance importante de la production de gaz de schiste aux États-Unis entre 2007 et 2016 a conduit à une baisse progressive de ses importations et a notamment eu un impact sur celles en provenance du Canada. Celles-ci ont, en effet, chuté de 23 pour cent sur la période.<sup>31</sup> Afin de pallier à cette baisse, le Canada a développé ses exportations de GNL, au point qu'à la fin du mois de janvier 2017, plus de 37 pour cent des capacités de liquéfaction additionnelles mondiales étaient développées au Canada et en particulier en Colombie-Britannique.

L'Office national de l'énergie du Canada prévoit une augmentation substantielle de la production de gaz naturel à partir de roche mère et des réservoirs étanches d'ici 2040. La production de gaz naturel devrait essentiellement provenir de ces deux ressources, avec une part écrasante pour le gaz de réservoirs étanches, qui pourrait représenter 76 pour cent du total en 2040. La production de gaz de schiste de la formation de Montney devrait plus que tripler passant ainsi de 3 milliards de pieds cubes par jour en 2014 à 9,6 milliards de pieds cubes en 2040, alors que la production de gaz de schiste en provenance de la formation de Duvernay devrait atteindre 417 millions de pieds cubes par jour en 2040, contre 65 millions de pieds cubes par jour en 2014. Malgré ces avancées, la part du gaz de schiste dans la production totale du Canada devrait rester identique à celle qu'elle est aujourd'hui (tableau 10).

## 2. L'ARGENTINE : PRÉMICES DE PRODUCTION

Avec 44,6 millions de tonnes équivalent pétrole consommées en 2016, le gaz naturel est une composante essentielle du bouquet énergétique de l'Argentine, couvrant environ 50 pour cent de ses besoins. Il est principalement employé dans la production d'électricité (33 pour cent), dans l'industrie (28 pour cent) ainsi que

<sup>29</sup> Le bassin de Montney s'étend à la fois sur l'Alberta et la Colombie-Britannique.

<sup>30</sup> Office national de l'énergie du Canada (consulté le 23 octobre 2017). Production de gaz naturel commercialisable au Canada. <https://www.nec-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrigs/stt/mrktblntrigsprdcn-fra.html>.

<sup>31</sup> BP (diverses éditions). Statistical Review of World Energy. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>.

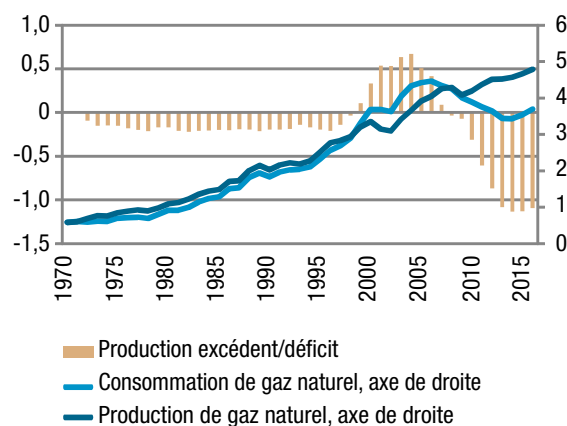
**Tableau 10 Canada : opportunités et défis potentiels au développement du gaz de roche mère**

Opportunités	Défis
- Faible densité de population	- Baisse des exportations par gazoducs, en particulier vers les États-Unis
- Relative acceptation des opérations liées au gaz naturel non conventionnel par les populations locales	- Impact des engagements pris dans le cadre des Accords internationaux en particulier au regard des émissions de gaz à effet de serre, du réchauffement climatique et du changement climatique
- Développement de l'infrastructure d'exportation de GNL	

Source : secrétariat de la CNUCED.

pour satisfaire la consommation des ménages (24 pour cent) et dans le transport (7 pour cent). Sous l'effet d'une croissance plus marquée de sa production, que de sa consommation, l'Argentine a enregistré un excédent de production entre 1999 et 2007. Toutefois, depuis 2007, la situation s'est progressivement détériorée principalement en raison de décisions politiques, qui ont largement pesé sur la production (figure 17). Selon Mares (2013), au nombre de celles-ci figurent, la mise en place de plafonds tarifaires sur le marché intérieur, l'augmentation des taxes et l'introduction de quotas. Le déficit de production a été particulièrement marqué à partir de 2010, quand celui-ci a été multiplié par plus de 4.5 par rapport à 2009, atteignant 113,8 milliards de pieds cubes. Il a continué à se creuser par la suite, enregistrant un niveau record de 413 milliards de pieds cubes en 2014 (soit environ 25 pour cent de la consommation de gaz naturel). La situation semble s'être stabilisée depuis lors, toutefois les importants déficits de production enregistrés à partir de

**Figure 17 Argentine : production, consommation et excédent/déficit de production, 1970-2016 (milliards de pieds cubes par jour)**



Source : secrétariat de la CNUCED, à partir de BP, 2017b.



2008 ont conduit l'Argentine à augmenter massivement ses importations. Selon la base de données des Nations Unies sur les statistiques commerciales (COMTRADE), les importations de gaz naturel auraient coûté au pays environ \$24,4 milliards entre 2010 et 2015 et fait peser un poids énorme sur l'économie nationale.

L'industrie du gaz naturel en Argentine remonte aux années 1950. Selon l'EIA, l'Argentine posséderait les secondes plus importantes ressources en gaz de schiste au monde, la classant derrière la Chine, avec environ le dixième de celles-ci, soit environ 30 pour cent de plus que celles des États-Unis (figure 3).

Les ressources en gaz de schiste de l'Argentine sont principalement situées dans le bassin de Neuquen, dans le centre-ouest du pays. Celui-ci renfermerait les trois-quarts des ressources du pays, tout particulièrement dans les formations de la Vaca Muerta et de Los Molles. Depuis 2009, la plupart des activités se sont concentrées à l'intérieur de ces deux zones. D'autres bassins pourraient également posséder des ressources, tels que le bassin de Magellan (16 pour cent), de San Jorge (11 pour cent) et de Chaco-Paranaense (0,3 pour cent). Cependant, peu d'activités ont eu lieu dans ces régions à ce jour. Selon la société argentine Yacimientos

Petrolíferos Fiscales SA, un avantage significatif de la formation de Vaca Muerta résiderait dans son éloignement des centres urbains, toutefois ceci pourrait également s'avérer être un obstacle non négligeable quant au transport des équipements sur place, ainsi qu'aux grandes quantités d'eau nécessaires aux opérations de fracturation hydraulique, entre autres. En outre, le développement de services d'appui spécifiquement dédiés à ce type d'activité, relativement nouveau dans le pays, impliquerait l'importation d'équipements de forage depuis les États-Unis; ce qui pourrait se révéler difficile et coûteux au final. D'autre part, le développement de ce secteur a été retardé depuis plusieurs années du fait d'un contexte des affaires considéré comme défavorable par les investisseurs étrangers. Néanmoins, la situation semble être en train d'évoluer, sous l'effet des incitations financières introduites par le Gouvernement dans le but de stimuler les investissements. Par exemple, le programme relatif au gaz a été prolongé jusqu'en 2021, accordant un prix minimum à la tête de puits aux sociétés gazières. Dans le cadre de ce système, les producteurs reçoivent \$7.5 par MMBtu, dans un premier temps. Puis, le prix devrait être progressivement abaissé à \$6 par MMBtu jusqu'en 2021. À partir de 2022, des conditions de libre concurrence devraient être appliquées aux tarifs

**Tableau 11 Argentine : opportunités et défis potentiels au développement du gaz de roche mère**

	Opportunités	Défis
Géologie	La région de la Vaca Muerta est généralement comparée à celle d'Eagle Ford aux États-Unis. Toutefois, le niveau de carbone organique total (COT) est plus élevé et la formation plus épaisse	Faible productivité et coûts de production élevés (1,5 fois plus élevés que le coût moyen à Eagle Ford) Nombre limité d'engins de forage ainsi que d'autres équipements spécifiques
Soutien politique	Le secteur bénéficie d'un soutien politique dans le but de réduire la facture d'importation de gaz naturel, ainsi que la dépendance et afin de pallier à l'épuisement des réserves conventionnelles	Impacts imprévisibles résultant du changement des prix après 2022. Des politiques incitatives à plus long terme seront nécessaires, notamment en vue de soutenir les investissements
Population	Faible densité de population dans les zones de production et population habituée aux activités relatives aux hydrocarbures	Les revenus générés par l'extraction reviennent à l'État. Les inquiétudes soulevées par le recours aux produits chimiques lors des opérations de fracturation hydraulique pourraient constituer un obstacle
Expérience passée	Région traditionnellement productrice de pétrole et de gaz conventionnel avec des acteurs importants. Ceux-ci ont d'ailleurs accru leur présence dans les activités de gaz de schiste	Services d'appui aux activités du gaz de schiste largement inexistantes. Secteur largement constitué de gros acteurs avec un pouvoir de négociation important. Petites et moyennes entreprises quasiment inexistantes
Infrastructure	Bonne infrastructure notamment routière, adaptée aux besoins actuels	Des améliorations pourront s'avérer nécessaires après 2020, afin de transporter les quantités additionnelles de gaz naturel vers les marchés (voir Oxford Institute for Energy Studies, 2016)
Ressources en eau	Des ressources en eau de surface importantes disponibles dans la Province de Neuquén	Distances variables entre les ressources en eau et les zones de production, pouvant générer des coûts de transport variables
Niveau de confiance des investisseurs	La notation a changé de B3 stable à B3 positif démontrant l'amélioration de la confiance des investisseurs en 2017	La notation de Moody demeure à B3, hautement spéculatif
Conditions de travail	Règlementation du travail révisée en 2017, créant davantage de flexibilité	Coûts de main d'œuvre élevés en comparaison d'autres pays potentiellement producteurs (voir Castro Sammartino, 2016). Main d'œuvre qualifiée insuffisante. Besoins en formation nécessaires afin de satisfaire aux exigences spécifiques du secteur. Accenture (2014b) souligne le besoin spécifique d'ingénieurs qualifiés

Source : secrétariat de la CNUCED.

du gaz naturel. En outre, un nouveau cadre du travail, spécifique aux activités du gaz de schiste, a été mis en place en 2017. Faisant suite à ces décisions, plusieurs investissements importants ont été annoncés cette même année, principalement dans la région de la Vaca Muerta dans laquelle Yacimientos Petroliferos Fiscales SA, Total SA, Wintershall Energía SA et Pan American Energy LLC ont indiqué, le 18 juillet 2017, qu'elles investiraient \$1,15 milliard. De plus, en mars 2017, Tecpetrol, une compagnie argentine, a annoncé son intention d'investir \$2,3 milliards d'ici à 2019 dans la zone de Fortín de Piedra dans la Vaca Muerta.

En Argentine, avec un tiers des puits de pétrole et de gaz de schiste forés en 2015, leur nombre a atteint un total de 673, assurant une production de gaz de schiste de 64,6 milliards de pieds cubes (soit environ 5 pour cent de la production nationale). Comme cela est le cas au Canada, la production de gaz naturel non conventionnel en Argentine provient essentiellement des réservoirs étanches, avec 170,9 milliards de pieds cubes en 2015.

La production de gaz naturel à partir de la roche mère et des réservoirs étanches devrait continuer à augmenter dans le pays jusqu'à représenter environ les deux tiers de la production nationale en 2030 et les trois quarts de celle-ci en 2040. Ceci pourrait contribuer à limiter les importations de gaz naturel dans les années à venir et même permettre à l'Argentine de commencer à exporter son surplus, si la production de gaz naturel s'avère suffisante pour satisfaire la demande intérieure.

### 3. LA CHINE : LES PLUS GRANDES RESSOURCES POTENTIELLES DE GAZ DE SCHISTE AU MONDE

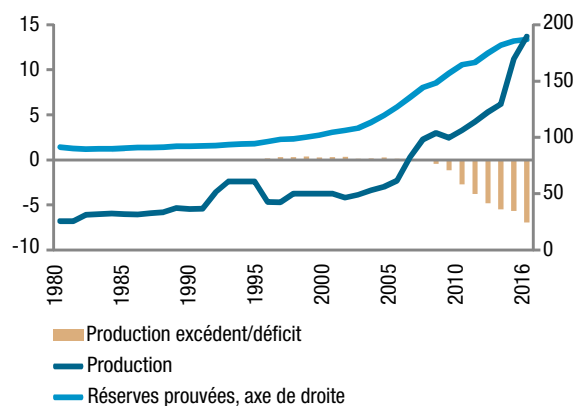
Avec une moyenne de 41,7 Tpi<sup>3</sup> sur 1980–2003, les réserves prouvées de gaz naturel en Chine sont restées longtemps sous la barre des 50 Tpi<sup>3</sup>, en dehors de la période 1993–1996. Depuis 2003, les réserves ont commencé à augmenter, excédant rapidement 60 Tpi<sup>3</sup> en 2006, puis 100 Tpi<sup>3</sup> en 2009, 170 Tpi<sup>3</sup> en 2015 et atteignant finalement 190 Tpi<sup>3</sup> en 2016.

La production de gaz naturel a également augmenté rapidement entre 2004 et 2011 à un rythme annuel moyen de +12,5 pour cent. En 2014–2015, BP (2017b) classait la Chine au sixième rang des pays producteurs de gaz naturel au monde, avec une production journalière moyenne de 13,3 milliards de pieds cubes (environ 4 pour cent de la production mondiale), juste derrière le Canada.

Malgré ces développements, l'augmentation particulièrement marquée de la consommation de gaz naturel en Chine, notamment depuis le milieu des années 2000 – qui a enregistré une progression annuelle moyenne de +16,2 pour cent entre 2004 et 2011 – a conduit à un déficit de production dès 2007 (figure 18). En réponse, la Chine a dû augmenter ses importations, principalement en provenance du Turkménistan (par gazoduc), d'Australie et du Qatar (par le biais de GNL). Ces pays

**Figure 18** Chine : production de gaz naturel, excédent/déficit de production et réserves prouvées, 1980-2016

(Production, excédent/déficit de production : milliards de pieds cubes par jour et réserves prouvées : milliers de milliards de mètres cubes)



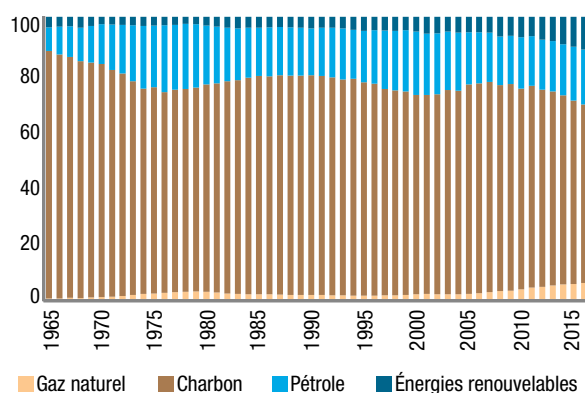
Source : secrétariat de la CNUCED, à partir de BP, 2017b.

ont ainsi respectivement compté pour, respectivement 41, 22 et 9 pour cent des importations totales de la Chine en 2016 et les importations totales ont représenté plus du tiers de la consommation nationale, cette même année. L'augmentation de ses importations a propulsé la Chine au deuxième rang des pays importateurs de gaz naturel en Asie en 2016, avec environ 25 pour cent des importations régionales, derrière le Japon (35 pour cent) et au quatrième rang mondial.

Avec 189,3 millions de tonnes équivalent pétrole, le gaz naturel a représenté une part relativement faible du bouquet énergétique de la Chine en 2016 (7,1 pour cent). Toutefois, la hausse a été importante par rapport à 2000 où il comptait pour 2,4 pour cent du bouquet énergétique avec 22,8 millions de tonnes équivalent pétrole. Ce changement dans la consommation énergétique en Chine a été particulièrement marqué depuis 2006. Bien que le charbon continue d'être la source d'énergie prédominante dans le pays (figure 19), le gaz naturel et les énergies renouvelables (dont l'hydroélectricité) voient leurs rôles se renforcer depuis le milieu des années 2000. En 2015, le gaz naturel était majoritairement utilisé à des fins industrielles (50 pour cent), dans les secteurs résidentiels et commerciaux (18,3 pour cent), dans la production d'électricité (14,5 pour cent) et dans le transport (11,3 pour cent).

En raison du poids croissant de ses importations et afin de diversifier ses sources d'énergie et de se désengager, notamment, du charbon – la principale source de pollution de l'air dans le pays – la Chine a investi massivement dans le développement de ses ressources nationales de gaz de schiste. Selon l'EIA (2015c), la Chine posséderait le plus important stock de ressources de gaz de schiste au monde. Avec 1 115,2 Tpi<sup>3</sup>, soit environ 15 pour cent

**Figure 19 Chine : bouquet énergétique, 1965-2016**  
(pourcentage)



Source : secrétariat de la CNUCED, à partir de BP, 2017b.

du total mondial (figure 3). Ses ressources seraient supérieures à celles des États-Unis et de l'Australie réunis.

Parmi les sept bassins renfermant des ressources en gaz de schiste, à savoir Jiangnan, Junggar, Sichuan, Songliao, Subei, Tarim et Yantze, les deux principaux avec environ les trois quarts des ressources nationales, seraient le Sichuan tout d'abord, avec 56 pour cent – et en particulier la zone sud-ouest du bassin – et la région du Tarim, avec 20 pour cent. Le premier puits de gaz de schiste date de 2010. Malgré une production qui s'est avérée faible au départ, celle-ci a augmenté pour atteindre environ 0,5 milliard de pieds cubes par jour à la fin de l'année 2015, soit un peu moins de 5 pour cent de la production nationale de gaz naturel.

En 2016, la production de gaz de schiste était essentiellement concentrée dans la Province du Sichuan, avec des activités sporadiques dans d'autres régions.

Comme pour les activités conventionnelles, l'exploitation du gaz de schiste en Chine est presque exclusivement menée par les sociétés pétrolières et gazières nationales, à savoir PetroChina, Sinopec et China National Offshore Oil Corporation. L'attribution des zones d'exploration se fait par le biais d'appels d'offres organisés sous les auspices du Ministère de l'aménagement du territoire et des ressources. Les sociétés étrangères ne sont pas conviées à participer directement à celles-ci ; toutefois elles sont fortement encouragées à mettre en place des sociétés conjointes avec des entreprises partenaires afin de développer les gisements de gaz de schiste du pays.

La demande de gaz naturel en Chine devrait continuer de progresser, sous l'effet conjugué de la croissance de la population, du développement économique ainsi que de la mise en place de stratégies d'atténuation des effets du changement climatique, conduisant ainsi au remplacement progressif du charbon par des sources d'énergie plus propres (électricité et gaz naturel, notamment) et à la réduction de la pollution atmosphérique et des émissions de CO<sub>2</sub>, en particulier. Le treizième plan quinquennal (2016–2020) encourage le remplacement graduel du charbon par le gaz naturel dans la production d'électricité, par exemple, ainsi que dans les chaudières des usines et pour le chauffage des ménages. Le plan prévoit que le gaz naturel devrait atteindre 10 pour cent du bouquet énergétique de la Chine d'ici 2020 et 15 pour cent en 2030. Pour satisfaire cet objectif, la stratégie à long terme du Gouvernement est d'encourager la production nationale de gaz de schiste, afin que celle-ci atteigne 30 milliards de mètres cubes en 2020 et 80–100 milliards de mètres cubes en 2030. Cependant, il est peu probable que de tels développements permettent de compenser la croissance de la demande intérieure et la Chine devrait donc continuer d'importer dans le futur. Selon BP (2017a), les importations de gaz naturel pourraient représenter 40 pour cent de la consommation

**Tableau 12 Chine : opportunités et défis potentiels au développement du gaz de roche mère**

	Opportunités	Défis
Géologie	<p>Investissements importants réalisés dans la prospection avec \$1,3 milliards environ investis en 2016</p> <p>Gisements importants et les principales RTR au monde, avec 1 115,2 Tpi<sup>3</sup> en 2015</p> <p>Les coûts de forage et d'achèvement diminuent rapidement (voir Mistré et al, 2017)</p>	<p>Manque de connaissance concernant la géologie locale du fait du faible développement de l'activité</p> <p>Estimations concernant les ressources récupérables varient largement d'une source à une autre</p> <p>Dépôts souvent situés dans des zones reculées. La structure des formations est considérée comme complexe (présence de failles tectoniques actives). La sismicité locale devrait être particulièrement surveillée, notamment dans les régions où celle-ci s'avère déjà problématique (Sichuan, par exemple)</p> <p>Le niveau de carbone organique total est plus faible que dans la plupart des dépôts en Argentine et aux États-Unis. Teneur élevée en hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S) dans certaines zones. Les formations de gaz de schiste sont situées plus en profondeur que la plupart des dépôts aux États-Unis. Dong et al. (2016:7) indiquent que 65 pour cent des dépôts de gaz de schiste en Chine sont situés à plus de 3 500m de profondeur, ce qui impliquerait le développement d'équipements spécifiques et d'adapter les techniques d'exploration et de production</p> <p>Coûts de production élevés. Le coût moyen de forage et d'achèvement est 80–100 pour cent plus élevé dans le bassin du Sichuan, qu'aux États-Unis (moyenne calculée sur la base de plusieurs sources)</p>

Tableau 12 (suite) Chine : opportunités et défis potentiels au développement du gaz de roche mère

	Opportunités	Défis
Soutien politique	<p>Priorité donnée au développement du gaz de schiste dans les plans quinquennaux successifs</p> <p>Incitations politiques (subventions) :</p> <p>2012–2015 : ¥0,4 par mètre cube</p> <p>2016–2018 : ¥0,3 par mètre cube</p> <p>2019–2020 : ¥0,2 par mètre cube</p>	<p>La plupart des gazoducs appartiennent et sont exploités par une compagnie (China National Petroleum Corporation) → Peu de concurrence</p>
Population	<p>Population éparse dans certaines zones potentielles</p> <p>Les inquiétudes quant aux questions environnementales et à la pollution suscitées par le charbon pourraient être un atout pour le développement des ressources nationales de gaz de schiste</p>	<p>Forte densité de population dans certaines zones (Sichuan)</p> <p>Réaction inattendue de la population quant aux développements relatifs au gaz de schiste (manifestations)</p>
Expérience passée	<p>Certaines activités relatives à la production d'hydrocarbures conventionnels et non conventionnels déjà en place (gaz de houille)</p> <p>Entreprises conjointes avec des sociétés étrangères et acquisitions d'actifs dans le secteur du gaz de schiste aux États-Unis (en 2010, China National Offshore Oil Corporation a acquis un tiers de Chesapeake Energy, une entreprise pionnière dans le domaine) peuvent donner à la Chine un accès à des technologies spécifiques, ainsi qu'à un savoir-faire</p> <p>Le treizième plan quinquennal met en avant le besoin de réduire l'intervention du Gouvernement dans la formation des prix (Ratner et al, 2016:15)</p>	<p>Droits miniers largement détenus par des sociétés nationales. Quand ces droits viennent à recouper des dépôts non conventionnels potentiels, les compagnies nationales sont prioritaires pour leur développement. Selon Accenture (2014a:8), environ 80 pour cent des meilleures superficies appartiennent déjà à quatre entreprises nationales : Sinopec, China National Petroleum Corporation, China National Offshore Oil Corporation et Yan Chang Petroleum</p> <p>Compétences et savoir-faire spécifiques à développer afin de faire face à une géologie locale parfois complexe</p> <p>Mécanisme de formation des prix multidimensionnel et complexe</p>
Infrastructure	<p>Investissements effectués pour développer le réseau de gazoducs. Celui-ci devrait atteindre 123 000 km d'ici 2025</p> <p>Compagnies pétrolières nationales parmi les plus grandes sociétés au monde (solide assise financière)</p> <p>Capacité d'importation de GNL, devrait atteindre 100 millions de tonnes en 2025, contre 43,8 millions de tonnes en 2015</p>	<p>Formations de gaz de schiste dans le Sichuan principalement situées dans une zone montagneuse difficile d'accès. Infrastructures peu développées</p> <p>Manque de services d'appui</p> <p>Stockage limité : 1,8 pour cent de la consommation totale contre 12 pour cent en moyenne dans le monde. (Accenture, 2014a:8)</p>
Ressources en eau	<p>La disponibilité des ressources en eau varient selon les zones</p>	<p>Les ressources en eau peuvent s'avérer problématiques dans certaines régions qui connaissent déjà des pénuries ou dans les zones où les besoins en eau pour la fracturation hydraulique pourraient entrer en concurrence directe avec d'autres activités (agriculture, eau destinée à la consommation humaine). Dans de tels cas, le recyclage de l'eau devrait être encouragé</p> <p>La problématique de la gestion des eaux de reflux devrait être surveillée avec soin</p> <p>Les autorités locales devraient contrôler la composition des fluides utilisés pour la fracturation hydraulique. Un système de suivi clair et détaillé serait un atout</p>
Conditions de travail	<p>Main-d'œuvre abondante</p>	<p>Des compétences spécifiques devraient être développées</p>

Source : secrétariat de la CNUCED.



totale de la Chine d'ici 2035. La société China National Petroleum Corporation et Gazprom (Fédération de Russie) ont signé un accord commercial d'une durée de 30 ans le 21 mai 2014, pour la livraison de 1,34 Tpi<sup>3</sup> par an de gaz naturel par gazoduc depuis la Fédération de Russie. Selon l'Accord supplémentaire signé le 4 juillet 2017, celles-ci devraient débiter en décembre 2019.

#### 4. L'EUROPE : UNE RÉGION, UN ÉVENTAIL D'EXPÉRIENCES

Avec 471 Tpi<sup>3</sup> de RTR, l'Europe posséderait plus de 6 pour cent des ressources mondiales selon l'EIA. Le 22 janvier 2014, la Commission européenne a édicté un ensemble fondamental de principes minimaux applicables au gaz de schiste. Toutefois, la politique énergétique demeurant de la compétence de chaque État membre, la situation concernant l'extraction du gaz de schiste doit être analysée au niveau de chacun de ces pays.

D'après de nombreux experts, il est peu probable que l'Europe connaisse le même niveau de développement du gaz de schiste, que les États-Unis. Ceci s'explique par le fait que, les conditions géologiques dans la région

semblent être moins favorables qu'elles ne le sont aux États-Unis; à une densité de population plus élevée; à un droit des mines qui attribue les revenus du sous-sol à l'État, plutôt qu'aux propriétaires de la terre et à une législation environnementale plus draconienne. De plus, étant donné que la plupart des pays qui renfermeraient des ressources en gaz de schiste en Europe, ne possèdent qu'une expérience limitée quant à l'exploration d'hydrocarbures, notamment terrestre, des services d'appui et des compétences spécifiques doivent être développés. Finalement, de nombreux réservoirs en Europe sont situés dans des zones fortement peuplées, dont les habitants ne sont, en outre, pas habitués aux activités pétrolières et gazières.

En 2016, le gaz naturel n'a représenté que 16 pour cent du bouquet énergétique en France, par rapport à 37 pour cent au Royaume-Uni, par exemple. Cette même année, la France a importé l'intégralité de sa consommation évaluée à 4,1 milliards de pieds cubes par jour et principalement destinée au transport. Selon l'EIA (2015d), la France posséderait environ 30 pour cent des ressources totales de gaz de schiste en Europe, principalement situées dans le bassin parisien

**Tableau 13 Situation concernant le gaz naturel dans une sélection de pays en Europe et opportunités, au 31 octobre 2017**

	France	Pologne	Royaume-Uni
Réserves de gaz naturel (Tpi <sup>3</sup> ), 2016	–	3,2	7,3
Ressources de gaz de schiste (Tpi <sup>3</sup> ), 2013	136,7	145,8	25,8
Production de gaz naturel (milliards de pieds cubes par jour), 2016	–	0,4	4,0
Consommation de gaz naturel (milliards de pieds cubes par jour), 2016	4,1	1,7	7,4
Importations de gaz naturel (milliards de pieds cubes), 2016	1 483,2	445,0	1 575,0
Part des importations de gaz naturel dans la consommation (pourcentage)	99,1	71,7	58,3
Part des importations par gazoduc dans les importations totales de gaz naturel (pourcentage)	77,0	100,0	76,5
Principaux partenaires commerciaux	Norvège (51,4) Fédération de Russie (32,5) Pays-Bas (14,2) Autres (1,9)	Fédération de Russie (81,0) Autres (19,0)	Norvège (84,2) Autres (15,8)
Part des importations de GNL dans les importations totales de gaz naturel (pourcentage)	23,0	–	23,5
Principaux partenaires commerciaux	Algérie (63,9) Nigéria (19,6) Autres (16,5)	–	Qatar (91,4) Autres (8,6)
Gaz naturel dans le bouquet énergétique (pourcentage)	16	16	37
Situation concernant le gaz de schiste	Moratoire sur la fracturation hydraulique	Ressources importantes mais les premiers tests se sont avérés décevants	Ressources limitées et mécontentement grandissant des populations. Mais les autorités sont en faveur du développement des ressources

Source : secrétariat de la CNUCED à partir de BP (2017b) et de l'EIA.

(95 pour cent) et dans celui du sud-est (5 pour cent). La quasi-intégralité des ressources du bassin parisien seraient situées à une profondeur moyenne de 10 000 à 14 000 pieds (3 050 à 4 270m), c'est-à-dire bien plus en profondeur que les formations de Los Molles ou Vaca Muerta dans le bassin de Neuquen, en Argentine. Leur teneur en carbone organique total se situerait toutefois entre 2 et 15 pour cent, avec une moyenne à 9 pour cent, ce qui est considéré comme très élevé. À titre de comparaison, la COT moyenne à Los Molles et Vaca Muerta est estimée entre 2 et 5 pour cent. Toutefois, depuis la mi-juillet 2011, les activités d'exploration du gaz de schiste en France ont été suspendues, du fait de l'interdiction de la fracturation hydraulique et de l'abrogation de tous les permis ; une décision largement soutenue par les populations locales. Les craintes des habitants sont entretenues par la proximité des sites d'exploration et de production potentiels avec des zones très densément peuplées et urbanisées. Cependant, les sociétés pétrolières et gazières en France ont continué à explorer les ressources en gaz de schiste et à développer leur expertise sur d'autres marchés. À titre d'exemple, Total a investi dans plusieurs gisements aux États-Unis (Barnett et Utica, notamment).

Le gaz naturel a représenté environ 17 pour cent de la consommation primaire d'énergie en Pologne sur l'année 2016. Avec 72 pour cent de sa consommation satisfaite par le biais de ses importations, la Pologne affiche une dépendance moindre que la France en la matière. Toutefois, celles-ci sont fortement concentrées d'un point de vue géographique ; la Fédération de Russie représentant plus de 80 pour cent des importations de gaz naturel en Pologne en 2016. Le besoin de diversifier ses importations de gaz naturel, combiné à un niveau anticipé comme élevé de ses ressources en gaz de schiste et à sa dépendance très forte par rapport au charbon pour la production d'électricité ont incité la Pologne à aller plus loin dans l'examen de son potentiel national en gaz de roche mère.

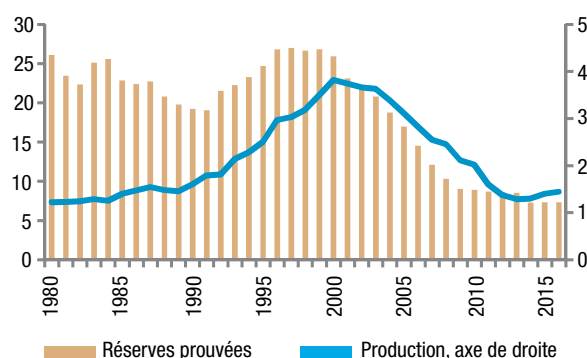
Les ressources de la Pologne en gaz de schiste se situeraient majoritairement dans le bassin de la Baltique (71 pour cent) et dans la structure monoclinale de la région des Sudètes (environ 15 pour cent). Dans ces deux formations, le gaz se situerait à une profondeur comprise entre 10 000 et 12 500 pieds (3 050 et 3 800m). L'exploration a débuté en Pologne dans une certaine euphorie sur la base d'estimations élevées des ressources, d'un réseau d'infrastructures déjà en place et du soutien d'une grande partie de la population ainsi que du Gouvernement. Cependant, les premières estimations ont été drastiquement revues à la baisse. Par exemple, entre ses éditions de 2011 et 2013, l'EIA a abaissé ses prévisions de l'ordre de 80 pour cent pour le bassin de Lubin dans l'ouest de la Pologne. Sous l'effet de premiers tests décevants expliqués par une géologie locale complexe, associée à un cadre réglementaire inadapté et à la baisse des prix des produits de base, entre autres, la plupart des compagnies étrangères ont décidé de cesser leurs activités d'exploration dans le pays. Entre 2012 et

2017, le nombre de forages d'exploration a ainsi chuté de 24 à 0 et en juin 2017, l'institut géologique de Pologne indiquait que 20 concessions étaient actives dans le pays, au lieu de 115 en 2012.

Le Royaume-Uni est un producteur traditionnel d'hydrocarbures. Le pays a enregistré un niveau record de production de gaz naturel en 2000, avec 3,82 Tpi<sup>3</sup>, soit 4,5 pour cent de la production mondiale. Cependant, l'épuisement graduel de ses réserves de gaz naturel – principalement situées en Mer du Nord – entre 1980 et 2014 (-72 pour cent) a conduit à une baisse significative de la production atteignant un niveau historiquement bas en 2013 avec 1,29 Tpi<sup>3</sup>, soit son plus bas niveau depuis 1984 (figure 20). La forte baisse des réserves de gaz naturel et de la production, combinée à une demande en hausse, qui a presque doublé entre 1990 et 2010 a conduit le pays à dépendre de manière croissante de ses importations de gaz naturel. De 2,2 milliards de mètres cubes en 2000 (0,08 Tpi<sup>3</sup>), celles-ci ont progressé à 47,9 milliards de mètres cubes en 2016 (1,69 Tpi<sup>3</sup>), pour finalement atteindre leur plus haut niveau à près de 50 milliards de mètres cubes entre 2010 et 2013 (1,77 Tpi<sup>3</sup>). L'état des réserves et de la production semble toutefois s'être amélioré à partir de 2013–2014, les premières se stabilisant aux alentours de 7,3 Tpi<sup>3</sup> en 2014–2016 et la production reprenant 12 pour cent à 1,44 Tpi<sup>3</sup> en 2016 (soit 1,2 pour cent de la production mondiale). En 2016, les importations de gaz naturel du Royaume-Uni représentaient environ 58 pour cent de la consommation, une part relativement faible en comparaison de celle de la France ou de la Pologne. Cette même année, le gaz naturel était principalement importé par gazoduc depuis la Norvège (84,2 pour cent des importations par gazoduc) et du Qatar, sous forme de GNL (91,4 per cent des importations de GNL).

Selon les données de l'EIA, le Royaume-Uni posséderait 25,8 Tpi<sup>3</sup> de ressources techniquement récupérables de gaz de schiste, environ 5,5 pour cent des ressources en Europe et environ 0,3 pour cent des ressources mondiales.

**Figure 20 Royaume-Uni : réserves prouvées de gaz naturel et production, 1980–2016**  
(milliers de milliards de pieds cubes)



Source : secrétariat de la CNUCED, à partir de BP, 2017b.

La majeure partie de ces ressources serait située dans le nord du pays (98 pour cent), à une profondeur allant de 5 000 à 13 000 pieds (1 520 à 3 960m). La teneur en carbone organique total se situerait aux alentours de 3 pour cent. Selon l'EIA (2015g:11), la géologie au Royaume-Uni serait considérablement plus complexe qu'aux États-Unis, rendant les coûts de forage et d'achèvement substantiellement plus élevés. Les structures géologiques semblent être découpées, avec de nombreuses failles. Entre 2010 et 2017, les activités d'exploration se sont essentiellement concentrées dans le bassin de Bowland.

Le premier puits du Royaume-Uni, connu sous le nom de Preese Hall-1, a été foré près de Blackpool par la société Cuadrilla Resources Ltd en 2010-2011. Les opérations ont été suspendues à la suite de secousses telluriques survenues les 1<sup>er</sup> avril et 27 mai 2011, la plus importante évalué à 2,3 sur l'échelle de Richter. Un moratoire a été immédiatement décrété entre mai 2011 et la fin de l'année 2012 et des enquêtes commissionnées afin d'en déterminer la cause. Leurs conclusions ont mis en lumière la responsabilité des activités de fracturation hydraulique dans les deux cas, toutefois sans effets connexes sur les aquifères voisins ou de dommages structurels. Une série de mesures relatives à la surveillance des eaux souterraines, l'intégrité des puits et la sismicité a été définie afin de limiter la survenue de tels événements dans le futur et d'en atténuer les effets potentiels. En ce qui concerne le statut des activités de gaz de schiste au Royaume-Uni, Delabarre et al. (2017:4) indiquent que le forage au Royaume-Uni en est encore au stade de l'exploration – aucune opération commerciale n'ayant encore été autorisée et un long processus de candidature devant être mené avant le début de tout forage commercial. Cependant, l'approbation récente de deux projets dans le Lancashire et le North Yorkshire semble suggérer que le Royaume-Uni se rapproche du stade d'exploitation commerciale du gaz de schiste. Le pays possède une infrastructure développée, une bonne expérience dans les opérations conventionnelles d'exploitation du pétrole et du gaz, une main d'œuvre qualifiée et les autorités nationales soutiennent l'idée de l'exploration et du développement du gaz de schiste (mise en place d'un régime fiscal favorable et d'un programme d'avantages pour les communautés locales, par exemple). Toutefois, la densité de la population dans les zones d'exploitation potentielles ainsi que les campagnes menées contre la fracturation hydraulique, entre autres, conjuguées à une faible connaissance de la géologie des différents gisements, peuvent représenter des obstacles majeurs à de futurs développements. Selon les estimations préparées par la Oil and Gas Authority du Royaume-Uni, la production de gaz naturel devrait continuer à reculer d'environ -13 pour cent d'ici 2022 et -60 pour cent d'ici à 2035, en comparaison de son niveau de 2016.<sup>32</sup>

<sup>32</sup> Oil and Gas Authority du Royaume-Uni (consulté le 2 novembre 2017). [United Kingdom] oil and gas production (and demand) projections. <https://www.ogauthority.co.uk/data-centre/data-downloads-and-publications/production-projections/>.

## 5. L'AFRIQUE : UN POTENTIEL EN GAZ DE SCHISTE, PRINCIPALEMENT AU NORD ET AU SUD

L'EIA indique que deux pays possèderaient potentiellement des ressources de gaz de schiste en Afrique, à savoir l'Algérie, avec 707 Tpi<sup>3</sup> (9,3 pour cent des RTR mondiales) et l'Afrique du Sud, avec 390 Tpi<sup>3</sup> (5,1 pour cent).

L'Algérie est membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et l'un des premiers pays producteur de gaz naturel conventionnel en Afrique. En 2016, l'Algérie représentait environ 30 pour cent des réserves de gaz naturel du continent, 43 pour cent de sa production et 56 pour cent de ses exportations. Environ 60 pour cent de la production de gaz naturel en Algérie étaient exportés en 2016, principalement vers l'Union européenne (plus de 80 pour cent des exportations de GNL et par gazoduc). Le bouquet énergétique du pays repose essentiellement sur les énergies fossiles, le pétrole brut et le gaz naturel comptant pour 99,6 pour cent de celui-ci sur l'année 2016.

Du fait du déclin naturel de ces gisements d'hydrocarbures, l'Algérie a montré un intérêt grandissant pour ses ressources d'hydrocarbures non conventionnels, qui se répartissent au sein de trois bassins principaux, à savoir Ghadames, Timimoun et Reggane et qui renfermeraient respectivement 40, 22 et 17 pour cent de ses ressources en gaz de schiste. Le premier test de forage exploratoire a été approuvé en 2014. Toutefois, celui-ci a été rapidement suspendu à la suite de la mobilisation générale des populations locales. En octobre 2017, les autorités ont décidé de reconsidérer la possibilité d'autoriser la reprise des opérations par Sonatrach. Toutefois, de nombreux obstacles demeurent, tels que le manque d'infrastructures adaptées, de connaissances et de compétences spécifiques, ainsi que de services d'appui et d'équipements adaptés. L'opposition des populations locales aux projets de gaz de schiste ainsi que les questions de sécurité dans les régions où sont situés les dépôts pourraient également constituer des freins sérieux au développement de ces activités.

En Afrique du Sud, la production d'énergie fossile se limite presque exclusivement au charbon (95 pour cent de la production du continent) et une production de gaz naturel marginale. De ce fait, le bouquet énergétique est très largement tributaire de la production nationale de charbon (70 pour cent en 2016) et des importations de pétrole et de gaz naturel (principalement en provenance du Mozambique).

Selon l'EIA (2015f), les ressources en gaz de schiste de l'Afrique du Sud pourraient représenter plus de 5 pour cent des RTR mondiales. Elles se situeraient essentiellement dans le bassin semi-aride du Karoo, dont plus de la moitié dans la seule formation de Whitehill et le reliquat également réparti entre les formations Prince

Albert et Collingham. Quelques sociétés étrangères ont pris des mesures afin d'explorer les ressources en gaz de schiste en Afrique du Sud, toutefois, les inquiétudes concernant des pénuries d'eau potentielles et les impacts de la fracturation hydraulique sur l'environnement ont rapidement conduit à l'entrée en vigueur d'un moratoire entre avril 2011 et septembre 2012, ce qui a *de facto*, suspendu toute activité dans la région. Depuis 2012, les autorités ont tenté à plusieurs reprises, mais sans succès à ce jour, de relancer l'exploration afin d'évaluer les ressources en gaz de schiste du pays. Le gaz naturel est considéré comme une option qui permettrait de satisfaire une demande d'énergie intérieure croissante et de réduire dans le même temps la dépendance du pays vis-à-vis du charbon. Toutefois, peu de progrès ont été

faits, notamment en raison de la forte opposition de la population. L'exploration pourrait reprendre au plus tôt en 2019.

En ce qui concerne les conditions nécessaires au développement du secteur du gaz de schiste, le manque d'infrastructure, à la fois routière et en termes de réseaux de transport du gaz, le manque de services d'appui et d'expertise locale adaptée, peuvent être considérées comme des contraintes importantes en Afrique du Sud. En outre, le Strategic Environmental Assessment for Shale Gas Development in South Africa (2016:26) met en lumière que la pénurie d'eau est déjà une problématique importante dans la région du bassin du Karoo, tout comme l'est la fragilité de l'écosystème local, qui inclut une très grande biodiversité.



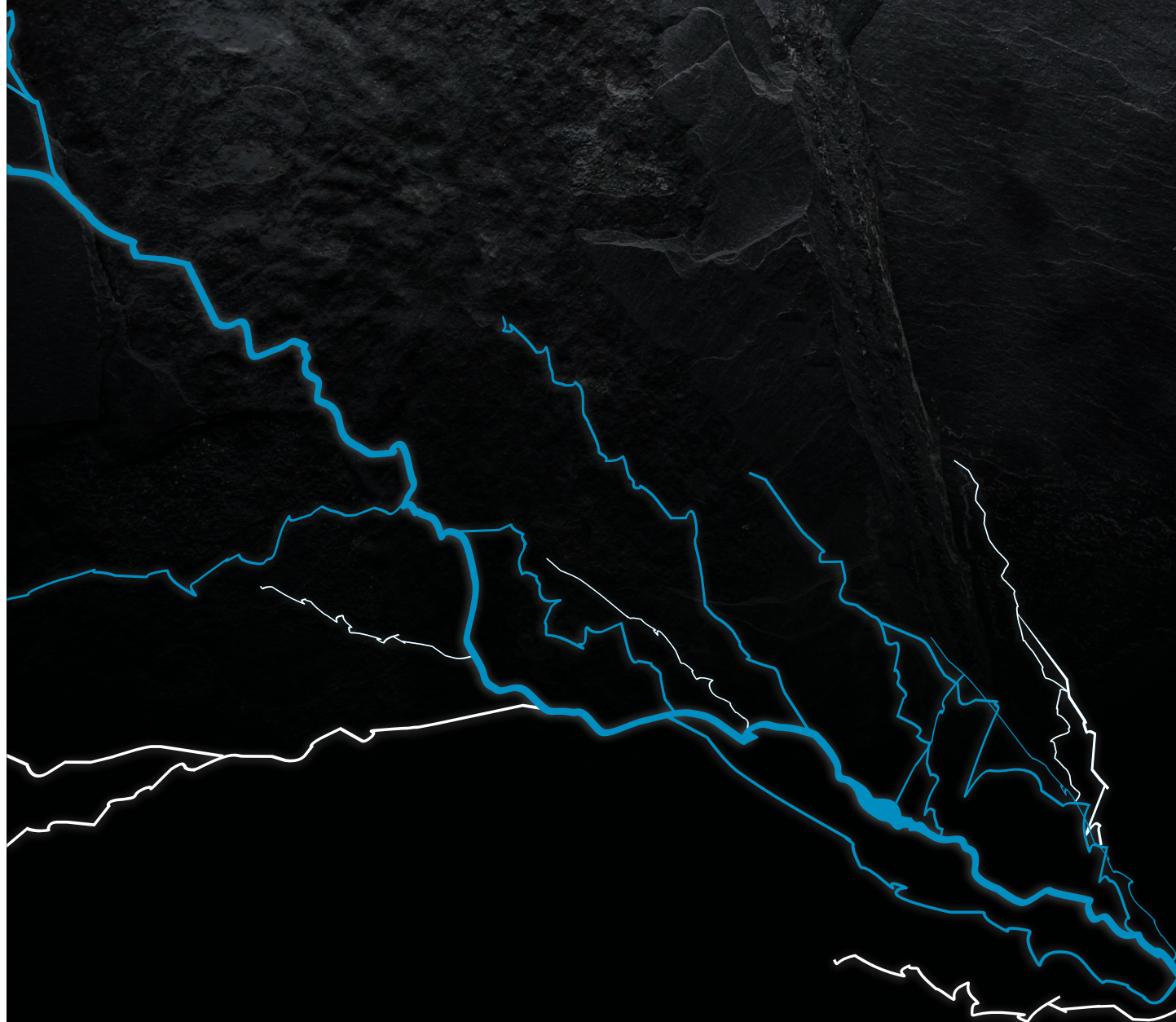


---

# CHAPITRE V

## ENSEIGNEMENTS

---



En tant que premier pays consommateur de gaz naturel au monde, les États-Unis ont traditionnellement joué un rôle clé dans le secteur. Dans le contexte d'un marché fortement segmenté régionalement, ils figurent parmi les trois principaux centres de formation des prix. Cependant, le marché a subi de profonds bouleversements faisant suite aux développements qui se sont produits au niveau de la production de gaz de schiste dans ce pays, principalement depuis 2007. À partir du milieu des années 2000, la production de gaz de schiste a en effet rapidement augmenté, propulsant les États-Unis au premier rang mondial à partir de 2009. De plus, d'importateur net de gaz naturel en 2007, le pays est récemment devenu exportateur net et cette tendance devrait se poursuivre en 2018. Les changements drastiques qui ont eu lieu au niveau de l'infrastructure nationale reflètent particulièrement cette mutation. Alors qu'en 2007, les États-Unis investissaient massivement dans le développement de leurs capacités d'importation de GNL, avec plus de 40 terminaux construits ou proposés à la construction, leurs investissements se sont réorientés vers le développement de leurs capacités d'exportation qui destine le pays à atteindre le troisième rang mondial dès 2020.

Le développement des ressources en gaz de schiste aux États-Unis a été rendu possible grâce à la conjonction de plusieurs facteurs clés liés à des conditions géologiques favorables, à la faible densité de la population dans les zones productrices, ainsi qu'à un droit des mines spécifique. En outre, le pays possède l'une des infrastructures de gaz naturel les plus développées au monde, ainsi qu'un vaste réseau routier d'excellente qualité. Par ailleurs, l'environnement des affaires aux États-Unis, incluant un marché des capitaux solide permettant le financement de projets importants et parfois risqués, ainsi qu'un cadre juridique flexible en matière environnementale au début de l'activité, ont largement contribué à cette expansion rapide.

Un contexte de prix favorable a également rendu possible les investissements massifs dans l'industrie, au début de son développement en 2004, ce qui a permis au pays d'acquérir l'expérience et l'expertise qui ont progressivement conduit à une baisse des coûts de production, sous l'effet notamment des progrès techniques. Entre 2012 et 2015, les coûts moyens de forage et d'achèvement des puits ont ainsi baissé de plus de 25 pour cent. Le soutien politique accordé à ce secteur sur le long terme et qui remonte au milieu des années 1970, a également joué un rôle majeur. Toutefois, la croissance rapide de la production de gaz de schiste a entraîné une situation de suroffre, notamment du fait du manque de capacité d'exportation et a conduit à une chute drastique des prix sur le marché intérieur. Les prix du gaz naturel aux États-Unis ont eu tendance à progressivement se découpler des références dans les autres régions, notamment en Asie et en Europe, contribuant ainsi à accroître la compétitivité de certaines industries nationales fortement consommatrices d'énergie et permettant, dans le même temps, au pays

de commencer à se désengager du charbon, au profit du gaz naturel.

Toutefois, le développement sans précédent et peut-être trop rapide de la production de gaz de schiste aux États-Unis a engendré de nombreuses interrogations quant aux effets négatifs potentiels de la fracturation hydraulique sur l'environnement et en particulier au niveau de la pollution des eaux, de sa consommation excessive et des risques liés à une augmentation de la sismicité.

Les inquiétudes relatives à l'eau sont au cœur des principales critiques émises à l'encontre des activités sur le gaz de schiste. Parmi les problématiques les plus importantes figurent notamment la contamination des eaux de surface et du sous-sol par du fluide de fracturation, les eaux de reflux ou le méthane, mais aussi au niveau de l'utilisation de grandes quantités d'eau pour la stimulation par fracturation. L'eau est d'une importance capitale à la vie sur Terre et ceci est encore plus critique dans les zones où la disponibilité de l'eau peut être aisément remise en question ou dans celles où le développement de nouvelles activités pourrait entrer en concurrence directe avec des activités préexistantes déjà fortement consommatrices d'eau, telle que l'agriculture. Un dispositif de suivi systématisé, standardisé et détaillé des déversements serait nécessaire afin d'en déterminer la source, ainsi que d'évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation mises en place. En outre, un examen de la qualité des ressources en eau avant toute opération et tout au long du cycle de vie du puits serait utile afin de servir de référentiel. Un tel système de suivi et de contrôle serait également approprié pour les sociétés pétrolières et gazières afin de démontrer la fiabilité de leurs activités et que des mesures de correction ont effectivement été mises en œuvre en cas de survenue d'un incident.

Des mesures peuvent être mises en place afin de prévenir l'apparition d'une pollution des eaux, incluant l'utilisation des meilleures pratiques disponibles pour la conception et la construction des puits, ainsi que le contrôle régulier au cours des différentes phases de forage et d'achèvement. La nécessité de surveiller les sites de production même après leur fermeture a également été mise en exergue, étant donné que les structures sont susceptibles de fuir du fait d'une vétusté accrue. Par ailleurs, une excellente connaissance de la géologie locale des dépôts de gaz de schiste est d'une importance critique afin de détecter de manière précoce les failles préexistantes, ainsi que les canaux de migration potentiels vers les aquifères. Cette problématique est probablement l'une des plus délicates, étant donné que la collecte de données sur la géologie n'en est encore qu'à ses débuts dans la plupart des pays qui explorent leur potentiel en gaz de schiste. De plus, il pourrait également être intéressant d'évaluer les impacts éventuels du développement des forages multiples sur la pollution des eaux, étant donné que leur proximité est susceptible d'accroître les risques sur la structure des puits et les réseaux de fractures.

La problématique de la génération de tremblements de terre de faible intensité par fracturation hydraulique est un autre domaine qui a suscité un vif intérêt dans le monde



entier. Le point de vue généralement partagé est que les vibrations du sous-sol sont des phénomènes normaux liés à la fracturation hydraulique et que ces stimulations ne causent pas de dangers identifiés lorsqu'elles sont exécutées dans des conditions normales. Toutefois, une telle sismicité induite peut, dans de rares cas, être ressentie jusqu'en surface. Les deux principales situations décrites comme pouvant générer ce type d'évènements sont l'injection d'un fluide de fracturation à proximité d'une faille préexistante et déjà sous contrainte ; et la réinjection de larges volumes d'effluents provenant de centaines, voire de milliers de puits dans une formation commune souterraine et perméable ; une opération qui ne se limite pas à l'industrie du gaz de schiste.

Faisant suite à la survenue de secousses telluriques de faible intensité près de Blackpool au Royaume-Uni, officiellement attribuées aux activités de fracturation hydraulique, le Département de l'énergie et du changement climatique (2012) a proposé plusieurs recommandations dans le but de limiter la survenue de tels évènements dans le futur. Celles-ci se focalisent autour de trois lignes d'action principales :

1. Avant le début des opérations de fracturation hydraulique :
  - i. Un examen de la sismicité locale doit être effectué avec pour objectif d'identifier les failles naturelles qui pourraient être réactivées du fait des opérations de fracturation hydraulique.
  - ii. Une pré-injection test, permettant à l'eau de refluer, doit également être réalisée et contrôlée avant toute stimulation par fracturation hydraulique à grande échelle.
2. Au travers du cycle complet de fracturation, l'activité sismique doit être surveillée avec attention.
3. Les activités de fracturation hydraulique devront être suspendues à partir du moment où l'activité sismique excède un seuil prédéfini. Le Département de l'énergie et du changement climatique (2012:3) du Royaume-Uni propose une limite à M0.5, un niveau considéré comme prudent. Ce seuil pourrait être revu sur la base de l'expérience acquise.

La production commerciale de gaz de schiste a été principalement limitée au Canada et aux États-Unis. Des démarches ont été entreprises afin de développer un secteur du gaz de schiste dans une poignée d'autres pays, toutefois celles-ci ont rencontré des succès plus ou moins limités, à ce jour. En effet, les conditions qui ont permis le rapide développement du gaz de schiste aux États-Unis ne sont pas nécessairement disponibles ailleurs.

En Europe, par exemple, la forte densité de population, l'absence d'un permis social d'exploitation, étant donné que les populations ne sont majoritairement pas habituées aux opérations terrestres d'exploitation des hydrocarbures, combinés à la nature des droits des mines qui attribuent les revenus provenant des ressources

du sous-sol à l'État, n'ont pas incité les populations à accueillir de bon gré le développement de cette industrie. En conséquence, plusieurs pays ont successivement mis en place un moratoire sur les activités liées au gaz de schiste ou à la fracturation hydraulique ; la Pologne faisant figure d'exception à cet égard. Le consensus qui existe entre la population et les autorités sur le besoin d'accroître l'indépendance énergétique du pays, conjugué à des perspectives optimistes quant aux ressources techniquement récupérables nationales, ont encouragé le lancement d'une campagne d'exploration dans le but d'estimer le potentiel national. Toutefois, malgré des prévisions encourageantes au départ, les premiers tests de forage se sont avérés décevants, notamment du fait d'une géologie locale complexe, qui a conduit à une révision à la baisse des estimations préliminaires.

La plupart des investissements en dehors du Canada et des États-Unis sont actuellement réalisés en Argentine et en Chine, où les ressources semblent être parmi les plus importantes au monde. Toutefois, des défis restent à relever notamment eu égard aux infrastructures, à la mise en place des services d'appui, à l'adaptation des équipements et au développement de compétences spécifiques. La réglementation devrait également être adaptée afin de garantir l'utilisation de pratiques respectueuses de l'environnement, garantissant la sécurité, ainsi que la mise en place d'un cadre favorable aux affaires et à l'investissement.

La principale conclusion qui peut être tirée des diverses expériences menées en dehors de l'Amérique du Nord est qu'il est peu probable que le modèle mis en place aux États-Unis soit directement transposable dans d'autres pays. Les techniques de production devront être adaptées aux conditions géologiques locales avant toute production commerciale. Les pays candidats devront donc passer par une phase d'expérimentations qui peut s'avérer longue et coûteuse. Finalement, l'acceptation générale des populations locales pourrait être déterminante. Toutefois, l'expérience des États-Unis pourrait également servir de modèle aux pays candidats afin de permettre la mise en œuvre des mesures nécessaires à la prévention des risques identifiés pouvant résulter des opérations de gaz de schiste.

Les changements importants qui se sont produits sur le marché du gaz naturel au cours de la dernière décennie, en particulier la possibilité que de larges quantités de GNL soient mises sur le marché en provenance d'Amérique du Nord dans les années à venir, soulèvent de nombreuses interrogations quant à l'avenir de ce secteur. Les marchés du gaz naturel dans leur configuration actuelle sont-ils amenés à converger, pour finir par créer un marché globalisé avec un prix de référence unique, par exemple ? Les nouveaux projets de GNL qui sont actuellement en cours de construction vont-ils permettre de nourrir la concurrence, notamment en Europe et avoir un effet baissier sur les prix dans la région ? Ou, au contraire ces volumes additionnels iront-ils alimenter la demande grandissante en Asie ?



Ce qui pourrait contribuer à accroître la hausse des prix en Europe. Concernant l'Europe encore, quelle pourrait être la tendance eu égard aux contrats à long terme ? Le développement de la concurrence est-elle susceptible de conduire à la disparition progressive de ce modèle traditionnel ?

La consommation d'énergie mondiale devrait progresser de plus de 20 pour cent d'ici 2035, principalement alimentée par la demande en provenance des pays d'Asie non-OCDE. En ce qui concerne le gaz naturel, sa part dans le bouquet énergétique mondial pourrait augmenter de 3 points d'ici 2035, sous l'effet de la croissance de la demande en électricité et industrielle. De ce fait, le gaz naturel pourrait représenter 24 pour cent du bouquet énergétique en 2035. Environ un cinquième de cette demande pourrait être satisfaite par le biais du gaz de schiste, principalement en provenance d'Amérique du Nord, et en particulier des États-Unis, ainsi que de la Chine, où le gaz de schiste pourrait fournir la moitié de la production de gaz naturel en 2040. Par ailleurs, en application des engagements internationaux pris dans le but de lutter contre le réchauffement climatique, la part

des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique mondial pourrait augmenter pour atteindre 19 pour cent en 2035. Dans cette optique, il est essentiel d'évaluer le rôle que le gaz naturel pourrait être amené à jouer dans le futur paysage énergétique ; en particulier au regard de la tendance actuelle au développement du gaz de schiste.

Selon le Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat, le gaz naturel pourrait servir de combustible de transition s'il est utilisé en remplacement de sources d'énergie émettant davantage de CO<sub>2</sub>. Cependant, même s'il rejette moins de dioxyde de carbone dans l'atmosphère que le pétrole ou le charbon, le gaz naturel n'en contribue pas moins au réchauffement climatique. En outre, les émissions fugitives de méthane devront être particulièrement prises en considération et des stratégies d'atténuation mises en place. Quel que soit le niveau des prix du gaz naturel, son usage devrait contribuer à faciliter une transition en douceur du modèle économique actuel, principalement alimenté par les énergies fossiles, à une économie sobre en carbone, tout particulièrement dans le contexte de l'Objectif de développement durable (ODD) 7 d'ici 2030.

## RÉFÉRENCES

- Accenture. (2014a). Integrating unconventional, international development of unconventional resources: If, where and how fast? [https://www.accenture.com/t20150523T024807\\_w\\_/dk-en/\\_acnmedia/Accenture/Conversion-Assets/DotCom/Documents/Global/PDF/Dualpub\\_2/Accenture-Energy-International-Development-Unconventionals.pdf](https://www.accenture.com/t20150523T024807_w_/dk-en/_acnmedia/Accenture/Conversion-Assets/DotCom/Documents/Global/PDF/Dualpub_2/Accenture-Energy-International-Development-Unconventionals.pdf).
- Accenture. (2014b). Reimagining Argentina. An unconventional look towards 2035. [https://www.accenture.com/\\_acnmedia/Accenture/Conversion-Assets/DotCom/Documents/Global/PDF/Digital\\_3/Accenture-Reimagining-Argentina-An-Unconventional-Look-towards-2035.pdf](https://www.accenture.com/_acnmedia/Accenture/Conversion-Assets/DotCom/Documents/Global/PDF/Digital_3/Accenture-Reimagining-Argentina-An-Unconventional-Look-towards-2035.pdf).
- Agence américaine pour la protection de l'environnement des États-Unis. (2017). Inventory of [United States] greenhouse gas emissions and sinks. [https://www.epa.gov/sites/production/files/2017-02/documents/2017\\_complete\\_report.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2017-02/documents/2017_complete_report.pdf).
- Agence américaine pour la protection de l'environnement des États-Unis. (2016). Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Executive Summary. EPA-600-R-16-236ES. <https://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=332990>.
- Agence américaine pour la protection de l'environnement des États-Unis. (2015). Review of State and Industry Spill Data: Characterization of Hydraulic Fracturing-Related Spills. EPA/601/R-14/001. [https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-05/documents/hf\\_spills\\_report\\_final\\_5-12-15\\_508\\_km\\_sb.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-05/documents/hf_spills_report_final_5-12-15_508_km_sb.pdf).
- Agence américaine pour la protection de l'environnement des États-Unis. (non daté). Lessons learned from natural gas star partners – reduced emissions completions for hydraulically fractured natural gas wells. [https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/reduced\\_emissions\\_completions.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/reduced_emissions_completions.pdf).
- AEA. (2012). Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe. Report for the European Commission Directorate General Environment. <http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/fracking%20study.pdf>.
- American Chemistry Council. (2017). [United States] chemical investment linked to shale gas: \$185 billion and counting. [https://www.americanchemistry.com/Shale\\_Gas\\_Fact\\_Sheet.aspx](https://www.americanchemistry.com/Shale_Gas_Fact_Sheet.aspx).
- Andlauer, A. Hecker, C. (2015). Gaz et pétrole de schiste, révolution planétaire et déni français. Jacques Marie Laffont Editeur. ISBN: 2361240831.
- Atkinson G et al. (2016). Hydraulic fracturing and seismicity in the Western Canada Sedimentary Basin. Seismological research letters. Volume 87, number 3. <http://srl.geoscienceworld.org/content/87/3/631>.
- Baker Hughes. (consulté le 19 octobre 2017). North America rotary rig count (January 2000–current), United States count by trajectory. <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-reportsotter>.
- Bauquis, P-R. (2014). Parlons gaz de schiste en 30 questions. La documentation française. ISBN: 978-2-11-009695-1. <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/catalogue/9782110096951/index.shtml>.
- Bipartisan Policy Centre. (2014). Natural gas infrastructure and methane emissions. <https://bipartisanpolicy.org/wp-content/uploads/sites/default/files/BPC%20Energy%20Natural%20Gas%20Infrastructure%20Methane%20Emissions.pdf>.
- British Geological Survey. (consulté le 6 novembre 2017). Fracking and earthquake hazard. [http://earthquakes.bgs.ac.uk/research/earthquake\\_hazard\\_shale\\_gas.html](http://earthquakes.bgs.ac.uk/research/earthquake_hazard_shale_gas.html).
- BP (2017a). BP Energy Outlook, 2017 edition. <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2017/bp-energy-outlook-2017.pdf>.
- BP. (2017b). Statistical Review of World Energy. <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
- British Columbia Oil and Gas Commission. (2016). Flaring and venting reduction guideline, version 4.5. <http://www.bcogc.ca/node/5916/download>.
- Castro Sammartino, M. (2016). Labour costs in Argentina. <http://cspabogados.com.ar/en/labor-costs-in-argentina/>.
- Cedigaz. (2017). Medium and long-term natural gas outlook 2017, summary. <http://www.cedigaz.org/documents/2017/SummaryMLTOutlook2017.pdf>.

- Charon. (2014). Gaz de schiste : la nouvelle donne énergétique. Enjeux techniques, économiques, écologiques et géostratégiques. Technip. <http://www.editionstechnip.com/fr/catalogue-detail/2117/gaz-de-schiste-la-nouvelle-donne-energetique.html>.
- Commission des eaux du Dakota du Nord. (2016). Facts about North Dakota, fracking and water use. [http://www.swc.nd.gov/pdfs/fracking\\_water\\_use.pdf](http://www.swc.nd.gov/pdfs/fracking_water_use.pdf).
- Commission européenne. (2014). 2014/70/UE: Recommandation de la Commission du 22 janvier 2014 relative aux principes minimaux applicables à l'exploration et à la production d'hydrocarbures (tels que le gaz de schiste) par fracturation hydraulique à grands volumes. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A32014H0070>.
- Connaissances des énergies. (consulté le 9 septembre 2017). <https://www.connaissancesdesenergies.org/fiche-pedagogique/gaz-naturel>.
- D'amato A et al. (2017). Techno-economic assessment of the conditions for the development of a potential unconventional gas and oil industry. Review of experiences outside Europe and analysis of the European potential. <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/techno-economic-assessment-conditions-development-potential-unconventional-gas-and-oil>.
- Davies RJ et al. (2012). Fracking and aquifers: How far up can a frack go? <http://www.refine.org.uk/media/sites/researchwebsites/1refine/hydraulicfracturesrb/Hydraulic%20Fractures%20RB%202.0.pdf>.
- Delabarre J et al. (2017). Shale gas and fracking. House of Commons Library, briefing paper number 6073.
- Département de l'énergie des États-Unis. (2014). Stakeholder Meeting on Natural Gas Transmission, Storage and Distribution. [https://energy.gov/sites/prod/files/2014/07/f17/pittsburgh\\_qermeeting\\_memo.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2014/07/f17/pittsburgh_qermeeting_memo.pdf).
- Département de l'énergie des États-Unis. (2015a). Quadrennial Energy Review Report: Energy Transmission, Storage and Distribution Infrastructure. [https://energy.gov/sites/prod/files/2015/04/f22/QER-ALL%20FINAL\\_0.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2015/04/f22/QER-ALL%20FINAL_0.pdf).
- Département de l'énergie des États-Unis. (2015b). Quadrennial Energy Review: First Instalment, Appendix B. Natural Gas. [https://energy.gov/sites/prod/files/2015/09/f26/QER\\_AppendixB\\_NaturalGas.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2015/09/f26/QER_AppendixB_NaturalGas.pdf).
- Département de l'énergie des États-Unis. (consulté le 8 novembre 2017). Shale research and development, unconventional oil and natural gas. <https://energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas-research/shale-gas-rd>.
- Département de l'énergie des États-Unis. (2017). Quadrennial Energy Review Report. Transforming the nation's electricity system: The Second Instalment of the Quadrennial Energy Review. <https://energy.gov/sites/prod/files/2017/02/f34/Quadrennial%20Energy%20Review--Second%20Installment%20%28Full%20Report%29.pdf>.
- Département de l'énergie et du changement climatique (2012) du Royaume-Uni. Preese Hall shale gas fracturing review and recommendations for induced seismic mitigation. [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/48330/5055-preese-hall-shale-gas-fracturing-review-and-recomm.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48330/5055-preese-hall-shale-gas-fracturing-review-and-recomm.pdf).
- Department of Mineral Resources, Republic of South Africa. (2012). Executive summary: Investigation of hydraulic fracturing in the Karoo Basin of South Africa. <http://www.dmr.gov.za/publications/summary/182-report-on-hydraulic-fracturing/852-executive-summary-investigation-of-hydraulic-fracturing-in-the-karoo-basin-of-south-africa.html>.
- Dong D et al. (2016). Suggestions on the development strategy of shale gas in China. Journal of Natural Gas Geoscience. Volume 1, Issue 6, December 2016, Pages 413–423. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468256X16300815>.
- EIA. (2017a). Annual Energy Outlook 2017 with projections to 2050. [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2017).pdf).
- EIA. (2017b). Annual Energy Review. [https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/sec1\\_7.pdf](https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/sec1_7.pdf).
- EIA. (2017c). Argentina seeking increased natural gas production from shale resources to reduce imports. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29912>.
- EIA. (2017d). Country Analysis Brief: Japan. [https://www.eia.gov/beta/international/analysis\\_includes/countries\\_long/Japan/japan.pdf](https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Japan/japan.pdf).
- EIA. (2017e). Country Analysis Brief: South Africa. [https://www.eia.gov/beta/international/analysis\\_includes/countries\\_long/South\\_Africa/south\\_africa.pdf](https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/South_Africa/south_africa.pdf).
- EIA. (2017f). United States expected to become a net exporter of natural gas this year. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=32412>.
- EIA. (2017g). International Energy Outlook 2017. [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf).
- EIA. (2016a). International Energy Outlook 2016. [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf).

- EIA. (2016b). Natural Gas Annual. <https://www.eia.gov/naturalgas/annual/pdf/nga16.pdf>.
- EIA. (2016c). Shale gas production drives world natural gas production growth. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27512>.
- EIA. (2016d). Trends in United States Oil and Natural Gas Upstream Costs. <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf>.
- EIA. (2015a). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Algeria. [https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Algeria\\_2013.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Algeria_2013.pdf).
- EIA. (2015b). Technically Recoverable Shale Oil and Gas Resources: Canada. [https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Canada\\_2013.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Canada_2013.pdf).
- EIA. (2015c). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: China. [https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/China\\_2013.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/China_2013.pdf).
- EIA. (2015d). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Other Western Europe. [https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Northern\\_Western\\_Europe\\_2013.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Northern_Western_Europe_2013.pdf).
- EIA. (2015e). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Poland. [https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Poland\\_Lithuania\\_Kaliningrad\\_2013.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Poland_Lithuania_Kaliningrad_2013.pdf).
- EIA. (2015f). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: South Africa. [https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/South\\_Africa\\_2013.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/South_Africa_2013.pdf).
- EIA. (2015g). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: United Kingdom. [https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/South\\_Africa\\_2013.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/South_Africa_2013.pdf).
- EIA. (2015h). Natural gas prices in Asia mainly linked to crude oil, but use of spot indexes increases. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=23132>.
- EIA. (2014). Oil and natural gas resource categories reflect varying degrees of certainty. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=17151>.
- EIA. (diverses éditions). [United States] crude oil and natural gas proved reserves. <https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/>.
- EIA. (consulté le 22 octobre 2017). What is [United States] electricity generation by energy source? <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=427&t=3>.
- Export.gov. (2017). Argentina – 9.2-labour policies and practices. <https://www.export.gov/article?id=Argentina-labor>.
- Farah, P. Tremolada, R. (2016). A comparison between shale gas in China and unconventional fuel development in the United States: Water, Environmental protection and sustainable development. *Brook Journal of International Law*. Volume 41. Issue 2. Article 3. <http://brooklynworks.brooklaw.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1423&context=bjil>.
- Federal Energy Regulatory Commission. (2003). Report on the natural gas price spike of February 2003. <https://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/The-Price-Spike-Report-07-23-03.pdf>.
- Forbes. (2017). Shale gas is not a revolution. <https://www.forbes.com/sites/arthurberman/2017/07/05/shale-gas-is-not-a-revolution/#543a226f31b5>.
- Franza L. (2014). Long-term gas import contracts in Europe, the evolution in pricing mechanisms. *Clingendael International Energy Programme*. [http://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/Ciep\\_paper\\_2014-08\\_web\\_1.pdf](http://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/Ciep_paper_2014-08_web_1.pdf).
- Gandossi, L. (2013). An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production. JRC technical reports. European Commission. <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/111111111/30129/1/an%20overview%20of%20hydraulic%20fracturing%20and%20other%20stimulation%20technologies%20%282%29.pdf>.
- Gazprom. (2017). Russian gas supplies to China via Power of Siberia to start in December 2019. <http://www.gazpromexport.ru/en/presscenter/information/2016/>.
- Hand, E. (2014). Injection wells blamed in Oklahoma earthquakes. *Science*: Volume 345, Issue 6192, pp. 13-14. <http://science.sciencemag.org/content/345/6192/13.summary>.
- Hirst, N. Khor, C. Buckle, S. (2013). Shale gas and climate change. Imperial College London, Grantham Institute for Climate Change. Briefing Paper No. 10. <https://www.imperial.ac.uk/media/imperial-college/grantham-institute/public/publications/briefing-papers/Shale-gas-and-climate-change---Grantham-BP-10.pdf>.
- IEA. (2016a). World Energy Outlook. <https://www.iea.org/newsroom/news/2016/november/world-energy-outlook-2016.html>.



- IEA. (2016b). Energy policies of IEA countries, Japan 2016 review. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesofIEACountriesJapan2016.pdf>.
- IEA. (2016c). Fact Sheet: World Energy Outlook 2016. <https://www.iea.org/media/publications/weo/WEO2016Factsheet.pdf>.
- IEA. (2012). Golden rules for a golden age of gas. World Energy Outlook, special report on unconventional gas. [http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/WEO2012\\_GoldenRulesReport.pdf](http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf).
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2014). Climate change 2014: Mitigation of climate change. Chapter 7. Energy Systems. <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg3/>.
- IPIECA. (2014). Green Completions. <http://www.ipieca.org/resources/energy-efficiency-solutions/units-and-plants-practices/green-completions/>.
- Jackson et al. (2014). The environmental costs and benefits of fracking. Annual Review of Environment and Resources. <http://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev-environ-031113-144051>.
- KPMG Global Energy Institute. (2012). Shale gas: global Mergers and Acquisitions trends. Focus on Argentina, China and United States. <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/pdf/2014/03/shale-gas-global-m-and-a-trends-v3.pdf>.
- Le Monde, Afrique. (2017). Alger veut reprendre l'exploration du gaz de schiste. [http://www.lemonde.fr/afrique/article/2017/10/02/alger-veut-reprendre-l-exploration-du-gaz-de-schiste\\_5195067\\_3212.html#utCDBmrzgVwxzOJ3.99](http://www.lemonde.fr/afrique/article/2017/10/02/alger-veut-reprendre-l-exploration-du-gaz-de-schiste_5195067_3212.html#utCDBmrzgVwxzOJ3.99).
- Mares. (2013). The Geopolitics of Natural Gas – Political Economy of Shale Gas in Argentina. Harvard University's Belfer Centre and Rice University's Baker Institute Centre for Energy Studies. <https://www.bakerinstitute.org/media/files/Research/d3625404/CES-pub-GeoGasArgentina-110113.pdf>.
- Massachusetts Institute of Technology (2011). The future of natural gas – an interdisciplinary MIT study. <http://energy.mit.edu/publication/future-natural-gas/>.
- Mistré M et al. (2017). Shale gas production costs: historical developments and outlook. Insight E. [http://www.insightenergy.org/system/publication\\_files/files/000/000/067/original/RREB\\_Shale\\_Gas\\_final\\_20170315\\_published.pdf?1494419889](http://www.insightenergy.org/system/publication_files/files/000/000/067/original/RREB_Shale_Gas_final_20170315_published.pdf?1494419889).
- Moody's. (2017). Moody's changes outlook on the Government of Argentina's B3 rating to positive from stable; ratings affirmed. [https://www.moody's.com/research/Moodys-changes-outlook-on-the-Government-of-Argentinas-B3-rating--PR\\_362741](https://www.moody's.com/research/Moodys-changes-outlook-on-the-Government-of-Argentinas-B3-rating--PR_362741).
- Office national de l'énergie du Canada. (2016). Avenir énergétique du Canada en 2016 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ft/2016/index-fra.html>.
- Office national de l'énergie du Canada. (consulté le 23 octobre 2017). Production de gaz naturel commercialisable au Canada. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/stt/mrktblntrlgsprdctn-fra.html>.
- Ohio Department of Natural Resources. (2014). Ohio announces tougher permit conditions for drilling activities near faults and areas of seismic activity. <http://ohiodnr.gov/news/post/ohio-announces-tougher-permit-conditions-for-drilling-activities-near-faults-and-areas-of-seismic-activity>.
- Oil and Gas Authority du Royaume-Uni. (consulté le 2 novembre 2017). [United Kingdom] oil and gas production (and demand) projections. <https://www.ogauthority.co.uk/data-centre/data-downloads-and-publications/production-projections/>.
- Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique. (2012). Investigation of observed seismicity in the Horn River Basin. <https://www.bcogc.ca/node/8046/download>.
- Oil price. (2017). China prepares for a natural gas import boom. <https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/China-Prepares-For-A-Natural-Gas-Import-Boom.html>.
- Organisation des pays exportateurs de pétrole. (différentes éditions). OPEC Annual Statistical Bulletin. [http://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/202.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/publications/202.htm).
- Osborn S et al. (2011). Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. <https://nicholas.duke.edu/cgc/pnas2011.pdf>.
- O'Sullivan, F., Paltsev, S. (2012). Shale Gas Production: Potential versus Actual GHG Emissions. Massachusetts Institute of Technology Joint Program on the Science and Policy of Global Change. [https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/MITJPSPGC\\_Rpt234.pdf](https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/MITJPSPGC_Rpt234.pdf).
- Oxford Institute for Energy Studies. (2016). Unconventional gas in Argentina? Will it become a game changer. <https://www.oxfordenergy.org/publications/unconventional-gas-argentina-will-become-game-changer/>.

- Parks, O. (2014). *Le gaz de schiste: Risques et Enjeux*. Éditions Dangles. Dangles. ISBN-10: 2703310137. <http://www.editions-dangles.fr/livre-41922-Le-gaz-de-schiste-Risques-&-Enjeux.html>.
- Ratner M et al. (2016). *China's natural gas: Uncertainty for markets*. <https://fas.org/sgp/crs/row/R44483.pdf>. Congressional Research Service.
- Ressources naturelles Canada. (consulté le 6 novembre 2017). Ressources de schiste et de réservoirs étanches en Alberta. <https://www.rncan.gc.ca/energie/sources/schiste-reservoirs-etanches/17689>.
- Ressources naturelles Canada. (consulté le 24 octobre 2017). Exploration et production des ressources de schiste et de réservoirs étanches. <http://www.rncan.gc.ca/energie/sources/schiste-reservoirs-etanches/17678>.
- States First. (2015). *Potential injection-induced seismicity associated with oil and gas development: A primer on technical and regulatory considerations informing risk management and mitigation*. <http://www.gwpc.org/sites/default/files/finalprimerweb.pdf>.
- Stevens, P. (2013). *Shale gas in the United Kingdom*. Chatham House. Energy, environment and resources 2013/02. <https://www.chathamhouse.org/sites/files/chathamhouse/public/Research/Energy,%20Environment%20and%20Development/131213shalegas.pdf>.
- Strategic Environmental Assessment for Shale Gas Development in South Africa. (2016). *Shale Gas Development in the Central Karoo: A Scientific Assessment of the Positive and Negative Consequences – Summary for Policymakers*. [http://seasgd.csir.co.za/wp-content/uploads/2016/06/2\\_Shale-Gas-Assessment\\_SOD\\_SPM.pdf](http://seasgd.csir.co.za/wp-content/uploads/2016/06/2_Shale-Gas-Assessment_SOD_SPM.pdf).
- Tecpetrol. (2017). *Tecpetrol lanza el plan de desarrollo de Fortín de Piedra, en Vaca Muerta*. <http://www.tecpetrol.com/esp/nota230317.php>.
- The Royal Society and the Royal Academy of Engineering. (2012). *Shale gas extraction in the [United Kingdom]: a review of hydraulic fracturing*. <https://royalsociety.org/~media/policy/projects/shale-gas-extraction/2012-06-28-shale-gas.pdf>.
- The State Council, China. (2017a). *China's shale gas output jumps in 2016*. [http://english.gov.cn/state\\_council/ministries/2017/07/11/content\\_281475720762948.htm](http://english.gov.cn/state_council/ministries/2017/07/11/content_281475720762948.htm).
- The State Council, China. (2017b). *China to build shale gas facilities, issue exploration tenders*. [http://english.gov.cn/state\\_council/ministries/2017/08/16/content\\_281475792536973.htm](http://english.gov.cn/state_council/ministries/2017/08/16/content_281475792536973.htm).
- The State Council, China. (2015). *China renews subsidies for shale gas exploration*. [http://english.gov.cn/state\\_council/ministries/2015/04/29/content\\_281475098186130.htm](http://english.gov.cn/state_council/ministries/2015/04/29/content_281475098186130.htm).
- Total. (2016). *États-Unis : Total exerce son droit de préemption pour acquérir des actifs dans les schistes du Barnett*. <https://www.total.com/fr/medias/actualite/communiqués/etats-unis-total-exerce-son-droit-de-preemption-pour-acquerir-des-actifs-dans-les-schistes-du>.
- Union internationale de l'industrie du gaz. (2017a). *2017 World LNG Report*. [https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World\\_IGU\\_Report\\_no%20crops.pdf](https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf).
- Union internationale de l'industrie du gaz. (2017b). *Wholesale gas price survey, 2017 edition – a global review of price formation mechanisms, 2005 to 2016* [http://www.igu.org/sites/default/files/node-document-field\\_file/IGU\\_Wholesale%20Gas%20Price%20Survey%202017%20Digital\\_0.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-document-field_file/IGU_Wholesale%20Gas%20Price%20Survey%202017%20Digital_0.pdf).
- United States Geological Survey. (consulté le 6 novembre 2017). *Induced Earthquakes – Myths and Misconceptions. What you do and don't know about induced seismicity*. <https://earthquake.usgs.gov/research/induced/myths.php>.
- United States Government Accountability Office. (1998). *Energy Policy: Natural Gas Prices During the Winter of 1996–1997*. RCED-98-105R: March 11. <http://www.gao.gov/products/RCED-98-105R>.
- Wainberg M et al. (2017). *Current and Future Natural Gas Demand in China and India*. Bureau of Economic Geology. Centre for Energy Economics. Jackson School of Geosciences. The University of Texas at Austin. [http://www.beg.utexas.edu/energyecon/thinkcorner/CEE\\_Research\\_Paper-China\\_and\\_India\\_Current\\_Future\\_Natural\\_Gas\\_Demand-Apr17.pdf](http://www.beg.utexas.edu/energyecon/thinkcorner/CEE_Research_Paper-China_and_India_Current_Future_Natural_Gas_Demand-Apr17.pdf).
- Warpinski, N. (2013). *Understanding Hydraulic Fracture Growth, Effectiveness and Safety Through Microseismic Monitoring, Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*, Rob Jeffrey (Ed.), InTech. <https://www.intechopen.com/books/effective-and-sustainable-hydraulic-fracturing/understanding-hydraulic-fracture-growth-effectiveness-and-safety-through-microseismic-monitoring>. Pinnacle (Halliburton).
- World Wildlife Fund. (2015). *Climate and energy, framework to assess the economic reality of shale gas in South Africa*. [http://awsassets.wwf.org.za/downloads/framing\\_the\\_economics\\_of\\_shale\\_gas\\_in\\_south\\_africa\\_report\\_web.pdf](http://awsassets.wwf.org.za/downloads/framing_the_economics_of_shale_gas_in_south_africa_report_web.pdf).
- Yatsui, T. (2017). *China's energy policy and related issues towards 2020*. [http://www.mitsui.com/mgssi/en/report/detail/\\_icsFiles/afieldfile/2017/07/19/170406c\\_yatsui\\_e\\_1.pdf](http://www.mitsui.com/mgssi/en/report/detail/_icsFiles/afieldfile/2017/07/19/170406c_yatsui_e_1.pdf). Mitsui Global Strategic Studies Institute Monthly Report.

# COUP D'ŒIL SUR LES PRODUITS DE BASE

## ÉDITIONS PRÉCÉDENTES

- No. 1 : Perspective historique
- No. 2 : Édition spéciale sur le coton en Afrique
- No. 3 : Édition spéciale sur l'énergie
- No. 4 : Édition spéciale sur la sécurité alimentaire
- No. 5 : Édition spéciale sur les terres rares
- No. 6 : Commodities at a glance, special issue on gold
- No. 7 : Édition spéciale sur l'or
- No. 8 : Commodities at a glance, special issue on gum arabic

Disponibles à l'adresse : [unctad.org/commodities](https://unctad.org/commodities)







# GAZ DE SCHISTE