

DIRECTION GÉNÉRALE DES POLITIQUES INTERNES

DÉPARTEMENT THÉMATIQUE A
POLITIQUES ÉCONOMIQUES ET SCIENTIFIQUES

Affaires économiques et monétaires

Emploi et affaires sociales

**Environnement, santé publique
et sécurité alimentaire**

Industrie, recherche et énergie

Marché intérieur et protection des consommateurs



**Incidences de l'extraction de gaz
de schiste et de pétrole de
schistes bitumineux sur
l'environnement et la santé
humaine**

ENVI



DIRECTION GÉNÉRALE DES POLITIQUES INTERNES
DÉPARTEMENT THÉMATIQUE A: POLITIQUES ÉCONOMIQUES ET
SCIENTIFIQUES

Incidences de l'extraction de gaz de schiste et de pétrole de schistes bitumineux sur l'environnement et la santé humaine

ÉTUDE

Résumé

La présente étude examine les incidences possibles de la fracturation hydraulique sur l'environnement et sur la santé humaine. Les données quantitatives et les impacts qualitatifs se basent sur l'expérience américaine, puisque l'extraction de gaz de schiste n'en est encore qu'à ses débuts en Europe, alors que les États-Unis ont dans la matière plus de 40 années d'expérience et ont déjà foré plus de 50 000 puits. Les émissions de gaz à effet de serre sont également évaluées sur la base d'un examen critique de la littérature existante et des calculs effectués par les auteurs. Cette étude examine la législation européenne applicable aux activités de fracturation hydraulique et émet des recommandations quant à la poursuite des travaux. Elle aborde les ressources gazières potentielles et la disponibilité future du gaz de schiste par rapport à l'approvisionnement conventionnel actuel en gaz et à son évolution probable.

Cette étude a été demandée par la commission de l'environnement, de la santé publique et de la sécurité alimentaire du Parlement européen

AUTEURS

Mr Stefan LECHTENBÖHMER, Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy
Matthias ALTMANN, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Ms Sofia CAPITO, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Mr Zsolt MATRA, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Mr Werner WEINDRORF, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Mr Werner ZITTEL, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

ADMINISTRATEUR RESPONSABLE

Lorenzo VICARIO
Département thématique des politiques économiques et scientifiques
Parlement européen
B-1047 Bruxelles
Adresse électronique: Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu

VERSIONS LINGUISTIQUES

Original: EN

À PROPOS DE L'ÉDITEUR

Pour contacter le département thématique ou pour vous abonner à son bulletin d'information mensuel, contactez:

Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu

Manuscrit achevé en juin 2011.
Bruxelles, © Parlement européen, 2011.

Le présent document est disponible sur l'internet à l'adresse suivante:
<http://www.europarl.europa.eu/activities/committees/studies.do?language=FR>

CLAUSE DE NON-RESPONSABILITÉ

Les opinions exprimées dans le présent document sont celles de l'auteur et ne reflètent pas nécessairement la position du Parlement européen.

Reproduction et traduction autorisées, sauf à des fins commerciales, moyennant mention de la source, information préalable de l'éditeur et transmission d'un exemplaire à celui-ci.

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES ABRÉVIATIONS	5
LISTE DES TABLEAUX	8
LISTE DES FIGURES	8
SYNTHÈSE	10
1. INTRODUCTION	14
1.1 Gaz de schiste	14
1.1.1 Qu'est-ce que le gaz de schiste?	14
1.1.2 Développements récents dans l'extraction de gaz non conventionnel	16
1.2 Pétrole de schistes bitumineux	18
1.2.1 Qu'entend-on par «pétrole de schistes bitumineux» et «pétrole en formations étanches»?	18
1.2.2 Développements récents dans l'extraction de pétrole en formations étanches	18
2. IMPACT ENVIRONNEMENTAL	19
2.1 La fracturation hydraulique et ses incidences possibles sur l'environnement	19
2.2 Incidences sur le paysage	22
2.3 Émission de polluants atmosphériques et contamination des sols	24
2.3.1 Polluants atmosphériques libérés par les activités normales	24
2.3.2 Polluants libérés par des éruptions de puits ou par des accidents sur des sites de forage	26
2.4 Eaux de surface et souterraines	27
2.4.1 Consommation d'eau	27
2.4.2 Contamination de l'eau	28
2.4.3 Élimination des eaux usées	30
2.5 Tremblements de terre	32
2.6 Substances chimiques, radioactivité et incidences sur la santé humaine	32
2.6.1 Matières radioactives	32
2.6.2 Substances chimiques à utiliser	33
2.6.3 Incidences sur la santé humaine	36
2.7 Bénéfices écologiques possibles à long terme	37
2.8 Discussion des risques dans les débats publics	38
2.9 Consommation des ressources	38
3 BILAN DES GAZ À EFFET DE SERRE	41
3.1 Gaz de schistes et gaz en formations étanches	41
3.1.1 Expériences en Amérique du Nord	41
3.1.2 Transférabilité aux conditions européennes	45

3.1.3	Questions en suspens	48
3.2	Pétrole en formations étanches	48
3.2.1	Expériences en Europe	49
4	CADRE RÉGLEMENTAIRE EUROPÉEN	50
4.1	Directives spécifiques concernant les industries extractives	50
4.2	Directives non spécifiques (axées sur l'environnement et la santé humaine)	52
4.2.1	Risques généraux des activités minières couverts par des directives européennes	53
4.2.2	Risques spécifiques au gaz de schistes et au pétrole en formations étanches couverts par des directives européennes	55
4.3	Lacunes et points en suspens	61
5	DISPONIBILITÉ ET RÔLE DANS UNE ÉCONOMIE À FAIBLE INTENSITÉ DE CARBONE	64
5.1	Introduction	64
5.2	Volume et emplacement des gisements de gaz de schiste et de pétrole de schistes bitumineux par rapport aux gisements conventionnels.	65
5.2.1	Gaz de schistes	65
5.2.2	Pétrole de schistes bitumineux et pétrole en formations étanches	69
5.3	Analyse des gisements de gaz de schistes en production aux États-Unis d'Amérique	72
5.3.1	Taux de production du premier mois	72
5.3.2	Profils de production typiques	73
5.3.3	Potentiel total par puits	73
5.3.4	Exemples aux États-Unis	74
5.3.5	Caractéristiques principales des grands schistes gazéifères européens	76
5.3.6	Développement hypothétique des gisements.	77
5.4	Rôle de l'extraction du gaz de schistes dans la transition vers une économie à faible intensité de carbone et dans la diminution des émissions de CO ₂ à long terme	78
5.4.1	Production de gaz conventionnel en Europe	78
5.4.2	Importance probable de la production de gaz non conventionnel pour l'approvisionnement en gaz de l'Europe	79
5.4.3	Rôle de la production de gaz de schistes dans la réduction à long terme des émissions de CO ₂ .	80
6	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	82
	RÉFÉRENCES	86
	ANNEXE: COEFFICIENTS DE CONVERSION	94

LISTE DES ABRÉVIATIONS

- ACP** Afrique, Caraïbes et Pacifique
- ac-ft** acre-pied (1 acre-pied = 1.233,48183754752 m³ exactement)
- ACV** Analyse du cycle de vie
- ADR** Accord relatif au transport international des marchandises dangereuses par la route
- AGS** Arkansas Geological Survey
- AIE** Agence internationale de l'énergie
- bbi** Baril (159 litres)
- bcm** Milliard de m³
- BREF** Document de référence des meilleures techniques disponibles
- CEE-ONU** Commission économique pour l'Europe des Nations unies.
- CO** Monoxyde de carbone
- CO₂** Dioxyde de carbone
- COT** Carbone organique total
- COV** Composés organiques volatils
- COVNM** Composés organiques volatils non méthaniques
- D** Darcy (mesure de perméabilité)
- DM** Déchets miniers
- EIE** Étude d'impact sur l'environnement
- EUR** Potentiel total (quantité de pétrole que l'on pense pouvoir extraire sur toute la durée de l'exploitation)
- Gb** Gigabaril (109 bbl)
- GEP** Gaz en place, la quantité de gaz contenue dans un schiste gazéifère

GES	Gaz à effet de serre
IENE	Industries extractives non énergétiques
km	Kilomètre
kt	Kilotonne
m	Mètre
m³	Mètre cube
MGH	Méthane des gisements houillers
MJ	Mégajoule
MMscf	Million de pieds cubes standard [Million standard cubic feet]
MRN	Matières radioactives naturelles
Mt	Million de tonnes
MTD	Meilleures techniques disponibles
NOx	Oxyde d'azote
OGP	International Association of Oil & Gas Producers
PA DEP	Pennsylvania Department of Environmental Protection
PEM	Perspectives énergétiques mondiales
PLTA	Pennsylvania Land Trust Association
PM	Particules
ppb	Parts par milliard
ppm	Parts par million
PRIP	Prévention et réduction intégrées de la pollution
Scf	Pieds cubes standard (1000 Scf = 28,3 m ³)
SO₂	Dioxyde de soufre
SPE	Society of Petroleum Engineers

TCEQ Texas Commission on Environmental Quality

Tm³ Térამètre cube (1012 m³)

UE Union européenne

UK Royaume-Uni

US-EIA United States Energy Information Administration

USGS United States Geological Survey

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Emissions spécifiques typiques de polluants atmosphériques par les moteurs diesel stationnaires utilisés pour le forage, la fracturation hydraulique et l'achèvement des puits	26
Tableau 2: Emissions spécifiques typiques de polluants atmosphériques par les moteurs diesel stationnaires utilisés pour le forage, la fracturation hydraulique et l'achèvement des puits	28
Tableau 3: Sélection de substances utilisées comme additifs chimiques dans les fluides de fracturation en Basse-Saxe, Allemagne	36
Tableau 4: Estimation des quantités de matériaux et des mouvements de camions nécessaires aux activités d'exploitation du gaz naturel [NYCDEP 2009]	39
Tableau 5: Émissions de méthane par les fluides de refoulement de quatre puits de gaz non conventionnels	43
Tableau 6: Émissions provoquées par l'exploration, l'extraction et le traitement du gaz de schiste par rapport au PCI du gaz produit	44
Tableau 7: GES émis par la production d'électricité par des TGCC alimentées au gaz naturel en provenance de différentes sources par rapport à la production d'électricité à partir de charbon, en g d'équivalent CO ₂ par kWh d'électricité	47
Tableau 8: Ensemble des directives européennes élaborées spécifiquement pour les industries extractives	51
Tableau 9: Principaux textes législatifs pertinents pour les industries extractives	53
Tableau 10: Directives européennes pertinentes concernant l'eau	56
Tableau 11: Directives européennes pertinentes pour la protection de l'environnement	57
Tableau 12: Directives européennes pertinentes concernant la sécurité au travail	58
Tableau 13: Directive concernant la protection contre les radiations	59
Tableau 14: Directives européennes pertinentes concernant les déchets	59
Tableau 15: Directives européennes pertinentes concernant les substances chimiques et accidents associés à ces produits	60
Tableau 16: Évaluation de la production et des réserves de gaz conventionnel par comparaison aux ressources de gaz de schistes (gaz en place et ressources de gaz de schistes techniquement récupérables); GEP = gaz en place; bcm = milliard de m ³ (données originales converties en m ³ à raison de 28,3 m ³ par 1000 Scf)	66
Tableau 17: Évaluation des grands développements de schistes gazéifères aux États-Unis (données originales converties: 1000 Scf = 28,3 m ³ et 1 m = 3 ft)	68
Tableau 18: Estimations des ressources de pétrole de schistes bitumineux en Europe (en Mt)	70
Tableau 19: Évaluation des principales caractéristiques des grandes formations schisteuses gazéifères européennes (données originales converties en unités SI et arrondies)	77

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Flux potentiels de polluants atmosphériques, de substances nocives dans l'eau et le sol, et de matières radioactives naturelles (NORM)	21
Figure 2: Puits de gaz en formations étanches dans du grès	23
Figure 3: Composition du fluide de fracturation utilisé à «Goldenstedt Z23» en Basse-Saxe, en Allemagne	35
Figure 4: Émissions de CH ₄ lors de l'exploration, de l'extraction et du traitement du gaz de schiste	42

Figure 5: Émissions de gaz à effet de serre provoquées par l'extraction, la distribution et la combustion du gaz de schistes et du gaz en formations étanches par rapport au gaz naturel conventionnel et au charbon.....	46
Figure 6: Structure de l'industrie extractive.....	52
Figure 7: Principales directives européennes concernant les déchets d'activités d'extraction	54
Figure 8: Production mondiale de pétrole de schistes bitumineux; unités d'origine converties à raison de 100 l de pétrole de schistes bitumineux par tonne de schiste bitumineux	72
Figure 9: Production de gaz dans le schiste de Fayetteville, Arkansas	75
Figure 10: Développement de l'exploitation typique d'un gisement schisteux par l'ajout de nouveaux puits à un rythme de développement constant d'un puits par mois	78

SYNTHÈSE

RECOMMANDATIONS

- Il n'existe aucune directive globale créant une législation minière européenne. Il n'existe pas d'analyse complète et détaillée publiquement accessible du cadre réglementaire européen relatif à l'extraction de gaz de schiste et de pétrole en formations étanches. Il conviendrait de procéder à cette analyse.
- Le cadre réglementaire européen actuel concernant la fracturation hydraulique, qui est au cœur de l'extraction du gaz de schiste et du pétrole en formations étanches, présente différentes lacunes. Sa principale faiblesse est que le seuil fixé pour la réalisation d'évaluations des incidences sur l'environnement dans le cadre des activités de fracturation hydraulique pour l'extraction d'hydrocarbures est nettement trop élevé pour les activités industrielles potentielles dans ce domaine. Il convient donc de l'abaisser de façon significative.
- Il conviendrait de réévaluer le champ d'application de la directive-cadre sur l'eau en mettant particulièrement l'accent sur les activités de fracturation et sur leurs incidences possibles sur les eaux de surface.
- Dans le cadre d'une analyse du cycle de vie (ACV), une analyse coûts/bénéfices minutieuse permettrait probablement d'évaluer l'ensemble des bénéfices pour la société et ses citoyens. Il faut donc élaborer une approche uniforme qui devrait être appliquée dans l'ensemble de l'UE-27. Sur la base de cette approche, les autorités responsables pourront procéder à leurs évaluations ACV et en discuter avec le public.
- Il faut aussi envisager l'interdiction générale éventuelle de l'utilisation de substances chimiques toxiques dans les procédés d'injection. Tous les produits chimiques utilisés devraient à tout le moins être divulgués publiquement, le nombre des produits autorisés devrait être limité, et leur utilisation devrait être contrôlée. Il conviendrait de recueillir au niveau européen des statistiques relatives aux quantités injectées et au nombre de projets.
- Les pouvoirs régionaux devraient avoir un pouvoir décisionnel plus important concernant l'autorisation de projets recourant à la fracturation hydraulique. Le processus décisionnel devrait obligatoirement prévoir la participation du public et des évaluations ACV.
- Lorsque des permis de projets sont octroyés, le contrôle des flux vers les eaux de surface et des émissions aériennes devra être obligatoire.
- Des statistiques concernant les accidents et les plaintes devront être collectées et analysées au niveau européen. Lorsque des projets seront autorisés, une autorité indépendante devra recueillir et examiner les plaintes.
- Vu le caractère complexe des incidences potentielles et les risques de la fracturation hydraulique pour l'environnement et la santé publique, il faudra envisager d'élaborer une nouvelle directive au niveau européen qui régira globalement tous les aspects de ce domaine.

Incidences environnementales

Une incidence inévitable de l'extraction de gaz de schiste et de pétrole en formations étanches est l'occupation de terrain importante par les tabliers de forage, les parkings et les aires de stationnement des camions, l'équipement, les infrastructures de traitement et de transport du gaz ainsi que les voies d'accès. Parmi les impacts potentiels importants, on peut citer l'émission de polluants, la contamination des nappes aquifères par des flux incontrôlés de gaz ou de fluides suite à des échappements ou à des déversements, la fuite de fluide de fracturation et le déversement incontrôlé d'eaux usées. Les fluides de fracturation contiennent des substances dangereuses, et les liquides rejetés contiennent également des métaux lourds et des substances radioactives en provenance du gisement. L'expérience américaine indique que les accidents sont nombreux, ce qui peut nuire à l'environnement et à la santé humaine. Des violations des obligations juridiques ont été signalées pour 1 à 2 % de tous les permis de forage. Bon nombre de ces accidents sont dus à des manipulations incorrectes ou à des fuites dans l'équipement. À proximité des puits de gaz, on signale également des cas de contamination des eaux souterraines par le méthane, qui entraînent dans des cas extrêmes l'explosion d'immeubles résidentiels, ainsi que des contaminations au chlorure de potassium entraînant une salinisation de l'eau potable. Ces incidences s'accumulent avec la densité des puits exploitant les formations schisteuses (jusqu'à 6 plates-formes de forage par km²).

Émissions de GES

Les émissions fugitives de méthane provoquées par la fracturation hydraulique ont un impact considérable sur le bilan des gaz à effet de serre. Selon les évaluations existantes, le développement et la production du gaz naturel non conventionnel émettent entre 18 et 23 g d'équivalent CO₂ par MJ. Les émissions provoquées par l'infiltration de méthane dans les nappes aquifères n'ont pas encore été évaluées. Les émissions propres à chaque projet pourraient cependant varier par un facteur de dix en fonction de la production de méthane du puits.

Selon la combinaison de plusieurs facteurs, les émissions de gaz à effet de serre du gaz de schiste par rapport à son apport énergétique peuvent être relativement faibles, comparables à celles du gaz naturel conventionnel transporté sur de longues distances, ou nettement plus importantes, comparables à celles de l'antracite sur l'ensemble de son cycle de vie (de l'extraction à la combustion).

Cadre réglementaire européen

L'objet d'une législation minière est de fournir un cadre juridique aux activités minières en général. L'objectif est de faciliter la réussite du secteur industriel, d'assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique et de garantir une protection suffisante de la santé, de la sécurité et de l'environnement. L'UE ne possède pas de cadre législatif global pour le secteur minier

Il existe toutefois quatre directives consacrées spécifiquement aux activités minières. L'industrie extractive est également régie par de nombreuses directives et de nombreux règlements qui ne sont pas consacrés spécifiquement aux activités minières. En mettant l'accent sur les actes réglementaires relatifs à l'environnement et à la santé humaine, cette étude a pu identifier les 36 directives les plus pertinentes dans les domaines législatifs suivants: l'eau, la protection de l'environnement, la sécurité au travail, la protection contre les radiations, les déchets, les substances chimiques et les accidents qui y sont liés.

Étant donné la multitude de textes législatifs pertinents dans différents domaines, les risques propres à la fracturation hydraulique ne sont pas suffisamment couverts. Neuf grandes lacunes ont été identifiées: 1. absence de directive-cadre régissant les activités

minières; 2. seuil insuffisant, dans la directive sur l'étude des incidences environnementales (EIE), pour l'extraction de gaz naturel; 3. caractère facultatif de la déclaration des matières dangereuses; 4. pas d'obligation d'approuver les substances chimiques restant dans le sol; 5. pas de référence concernant les meilleures techniques disponibles (BREF) dans le domaine de la fracturation hydraulique; 6. les prescriptions concernant le traitement des eaux usées ne sont pas suffisamment définies, et les capacités des installations de traitement des eaux sont probablement insuffisantes si l'on interdit l'injection et l'élimination souterraines; 7. participation insuffisante du public aux prises de décisions au niveau régional; 8. manque d'efficacité de la directive-cadre sur l'eau; 9. pas d'obligation d'effectuer une ACV.

Disponibilité des ressources en gaz de schiste et rôle de ces ressources dans une économie à faible intensité de carbone

Le potentiel de la disponibilité de gaz non conventionnel doit être envisagé dans le contexte de la production de gaz conventionnel:

- La production européenne de gaz accuse un déclin prononcé depuis plusieurs années, et on s'attend à ce qu'elle recule encore de 30 % d'ici à 2035.
- On s'attend à ce que la demande européenne continue d'augmenter jusqu'en 2035.
- Si ces tendances se vérifient, les importations de gaz naturel vont inévitablement continuer d'augmenter.
- La possibilité d'importations supplémentaires de l'ordre de 100 milliards de m³ par an ou plus n'est pas du tout garantie.

Les réserves de gaz non conventionnel en Europe sont trop limitées pour avoir un impact significatif sur ces tendances, d'autant plus que les profils de production typiques ne permettent d'extraire qu'une partie de ces réserves. En outre, les émissions de gaz à effet de serre générées par l'approvisionnement en gaz non conventionnel sont nettement plus élevées que celle de l'approvisionnement en gaz conventionnel. Les obligations environnementales vont nécessairement faire monter les coûts des projets et retarder leur développement, réduisant encore plus leur contribution.

Les investissements – éventuels – dans des projets d'extraction de gaz de schiste risquent fort d'avoir sur l'approvisionnement en gaz un impact à court terme qui pourrait être contre-productif, puisque ces projets pourraient donner l'impression d'une sécurité d'approvisionnement à un moment où il faudrait encourager les consommateurs à réduire cette dépendance par des économies, des mesures d'efficacité et le recours à des sources alternatives.

Conclusions

Alors que la durabilité est essentielle pour les générations futures, on peut se demander s'il est opportun d'autoriser l'injection de substances chimiques toxiques dans le sous-sol ou s'il vaudrait mieux l'interdire, puisque cette pratique risque de restreindre ou d'empêcher toute utilisation future de la couche contaminée (par ex. à des fins géothermiques) et que ses effets à long terme n'ont pas été étudiés. Dans les zones actives d'extraction de gaz de schiste, entre 0,1 et 0,5 litre de produits chimiques sont injectés par mètre carré.

Ces considérations s'appliquent d'autant plus que les gisements potentiels de gaz de schiste sont trop petits pour avoir un impact significatif sur l'approvisionnement en gaz de l'Europe.

Il convient de réexaminer les privilèges actuels accordés à l'exploration pétrolière et gazière à la lumière du fait que les charges et les risques environnementaux ne sont pas compensés par un bénéfice potentiel correspondant, puisque la production spécifique de gaz est très faible.

1. INTRODUCTION

La présente étude¹ donne une vue d'ensemble des activités d'extraction d'hydrocarbures non conventionnels et de leurs impacts environnementaux possibles. Elle met l'accent principal sur les activités futures dans l'Union européenne. Les évaluations de la présente étude concernent essentiellement le gaz de schiste et abordent brièvement le pétrole de schistes bitumineux et le pétrole en formations étanches.

Le premier chapitre donne une brève vue d'ensemble des technologies de production, et principalement du processus de fracturation hydraulique. Il est suivi d'une brève description des expériences dans le domaine aux États-Unis, le seul pays ayant utilisé la fracturation hydraulique à grande échelle ces dernières décennies.

Le deuxième chapitre se focalise sur l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre associées au gaz naturel produit au moyen de méthodes de fracturation hydraulique. Les évaluations existantes sont examinées et complétées par notre propre analyse.

Le troisième chapitre décrit le cadre législatif applicable à la fracturation hydraulique au niveau de l'Union européenne. Après une description du cadre législatif dans le domaine de l'industrie minière, il met l'accent sur les directives relatives à la protection de l'environnement et de la santé humaine. Il décrit et commente les lacunes législatives concernant l'impact environnemental potentiel de la fracturation hydraulique.

Le quatrième chapitre présente une évaluation des ressources et aborde l'impact possible de l'extraction de pétrole de schistes bitumineux sur l'approvisionnement en gaz de l'Europe. À cette fin, il analyse les expériences de production de gaz de schiste aux États-Unis et esquisse le développement d'une exploitation de schiste typique sur la base des caractéristiques communes des profils de production. En ce qui concerne la production et la demande de gaz en Europe, le rôle probable de l'extraction de gaz de schiste est abordé par rapport à la production et à la demande actuelle, avec des extrapolations pour les prochaines décennies.

Le dernier chapitre tire des conclusions et émet des recommandations quant à la façon de gérer les risques propres à la fracturation hydraulique.

1.1 Gaz de schiste

1.1.1 Qu'est-ce que le gaz de schiste?

Les formations d'hydrocarbures géologiques sont créées dans certaines conditions à partir de composés organiques de sédiments marins. Le gaz et le pétrole conventionnels proviennent de la fracture thermochimique de matières organiques dans des roches sédimentaires appelées roches mères. Une fois enfouies sous d'autres roches, ces formations ont été chauffées à raison de 30°C en moyenne par km de profondeur. Les matières organiques se sont décomposées en pétrole à partir d'environ 60° C, puis en gaz. La profondeur, la température et la durée d'exposition ont déterminé le degré de décomposition.

¹ Nous sommes reconnaissants envers le Dr. Jürgen Glückers (Heinemann & Partner Rechtsanwälte, Essen, Allemagne), et M. Teßmer (Rechtsanwälte Philipp-Gerlach + Teßmer, Francfort, Allemagne) pour leur lecture critique et leurs commentaires concernant le chapitre 4.

Nous sommes également reconnaissants envers le Prof. Blendinger, Jean Laherrère et Jean-Marie Bourdairé pour les discussions fructueuses que nous avons eues avec eux et pour leurs commentaires précieux.

La température et la durée d'exposition ont permis un fractionnement de plus en plus avancé des molécules organiques complexes, jusqu'à arriver à leur composant le plus simple, le méthane, composé d'un atome de carbone et de 4 atomes d'hydrogène.

Selon la formation géologique, les hydrocarbures liquides ou gazeux qui en résultent se sont échappés de la roche mère et ont migré, généralement vers le haut, vers des couches poreuses et perméables. Pour entraîner une accumulation d'hydrocarbures, il fallait que ces couches soient elles-mêmes recouvertes d'une roche imperméable appelée «piège». Ces accumulations d'hydrocarbures forment les gisements de pétrole et de gaz conventionnels. Leur teneur en pétrole relativement élevée, leur position à quelques kilomètres de la surface et leur facilité d'accès par la terre permettent d'extraire le pétrole relativement facilement en forant des puits.

Certaines accumulations d'hydrocarbures se trouvent dans des roches réservoirs très peu poreuses et perméables. On parle alors de gisements de pétrole ou de gaz en formations étanches, ou de gisements en roche mère. Leur perméabilité est typiquement 10 ou 100 fois inférieure à celle des gisements conventionnels.

Les hydrocarbures peuvent également être stockés en grandes quantités dans des roches qui ne sont en principe pas des roches réservoirs, mais des schistes et autres roches à grain très fin. Dans ces roches, le stockage se fait dans de petites fissures et dans de très petits espaces poreux. Les hydrocarbures présents dans ces roches extrêmement peu perméables sont appelés gaz de schiste ou huiles de schiste. Ils ne contiennent pas d'hydrocarbures à maturité, mais seulement un précurseur appelé kérogène que des installations chimiques peuvent transformer en pétrole brut synthétique.

Un troisième type de gaz non conventionnel est le méthane des gisements houillers, enfermé dans les poches des dépôts de charbon.

Selon les caractéristiques des gisements, le gaz contient différents composants dans des proportions variables, parmi lesquels du méthane, du dioxyde de carbone, du sulfure d'hydrogène, du radon radioactif, etc.

Par rapport aux gisements conventionnels, tous les gisements non conventionnels ont en commun une faible teneur en pétrole ou en gaz par rapport au volume de roche. Ils sont également dispersés sur une superficie considérable calculable en dizaines de milliers de kilomètres carrés, et leur perméabilité est très basse. Des méthodes spéciales sont donc nécessaires pour extraire ce pétrole ou ce gaz. En outre, en raison de la faible teneur en hydrocarbures des roches mères, le volume extrait par puits est nettement inférieur à celui des gisements traditionnels, ce qui les rend moins rentables. Ce n'est pas le gaz lui-même qui est non conventionnel, mais les méthodes d'extraction. Ces méthodes nécessitent des technologies sophistiquées, beaucoup d'eau et l'injection d'additifs, ce qui peut nuire à l'environnement.

Il n'y a pas de distinction précise entre les gisements de pétrole et de gaz conventionnels et les gisements non conventionnels. Il y a plutôt un glissement en continu de la production de gaz et de pétrole conventionnels à partir de gisements à forte teneur en gaz spécifiques, à porosité et perméabilité élevées, à l'extraction à partir de gisements de gaz en formations étanches aux paramètres moins favorables, pour finir par extraire ce qui est disponible dans les gisements de gaz de schiste à faible teneur en gaz spécifiques, et à porosité et perméabilité très faibles. La distinction entre gaz conventionnel et gaz en formation étanche, notamment, n'est pas toujours claire, d'autant plus qu'autrefois, les statistiques officielles ne faisaient pas de distinction entre ces deux méthodes. Les effets secondaires inévitables en matière de consommation d'eau, de risques environnementaux etc. augmentent également le long de cette chaîne continue de méthodes d'extraction.

Ainsi, la fracturation hydraulique pour l'extraction de gaz en formations étanches nécessite typiquement plusieurs centaines de milliers de litres d'eau (mélangés à des agents de soutènement et à d'autres substances chimiques) par puits pour chaque processus de fracturation, tandis que la fracturation hydraulique dans les formations de gaz de schiste consomme plusieurs millions de litres d'eau par puits. [ExxonMobil 2010]

1.1.2 Développements récents dans l'extraction de gaz non conventionnel

Expérience nord-américaine

Aux États-Unis, en raison de la maturité des gisements de gaz conventionnel, les entreprises ont été amenées de plus en plus à forer dans des formations moins productives. Au début, les emplacements de certains puits ont été élargis au voisinage des formations conventionnelles, produisant à partir de formations légèrement moins perméables. Durant cette transition progressive, le nombre de puits a augmenté alors même que le volume de la production spécifique diminuait. Des formations de plus en plus denses ont été explorées. Cette phase a commencé dans les années 1970. En l'absence de critères clairs permettant de les distinguer, les puits de gaz en formation étanche n'étaient pas séparés des statistiques conventionnelles.

Depuis le début du débat sur le changement climatique, l'un des objectifs fixé a été de réduire les émissions de méthane. Même si le potentiel théorique du méthane des gisements houillers (MGH) est énorme, sa contribution n'a augmenté que lentement aux États-Unis au cours des deux dernières décennies pour atteindre environ 10 % en 2010. Du fait du développement hétérogène dans les différents régimes de charbon, certains États des États-Unis ont découvert cette source d'énergie plus vite que d'autres. Dans les années 1990, le Nouveau-Mexique était le plus grand producteur de méthane de gisements houillers. Sa production a toutefois atteint son point maximal, et elle a été supplantée par les développements dans le Colorado (point maximal en 2004) et au Wyoming, qui est aujourd'hui le premier producteur de MGH.

Les gisements gaziers potentiels les plus difficiles sont exploités en dernier lieu. Il s'agit des dépôts de gaz de schiste presque imperméables, ou en tout cas moins perméables que d'autres structures gazéifères. Leur développement a été déclenché par des progrès technologiques dans le forage horizontal et la fracturation hydraulique au moyen d'additifs chimiques, mais aussi, et peut-être surtout, par l'exemption dont ont bénéficié les activités d'extraction d'hydrocarbures par fracturation hydraulique dans le cadre du Safe Drinking Water Act [SDWA 1974], telle qu'elle est prévue par l'Energy Policy Act de 2005 [EPA 2005]. En vertu de l'article 322 de l'Energy Policy Act de 2005, la fracturation hydraulique est exemptée de la plupart des contraintes de l'EPA.

Les activités dans ce domaine ont commencé il y a plusieurs décennies avec le développement de l'exploitation des schistes du site géologique de Bossier (Nord de la Louisiane et Est du Texas) dans les années 1970 et du schiste d'Antrim (Michigan, Ohio et Indiana) dans les années 1990. L'accès rapide aux gisements de gaz de schiste a toutefois commencé vers 2005 avec le développement du schiste de Barnett au Texas. En 5 ans, près de 15 000 ont été forés dans ce gisement. Un effet secondaire de cette grande réussite économique est la sélection de petites entreprises comme Chesapeake, XTO et d'autres qui ont assuré le forage. Ces entreprises ont grandi avec cette envolée au point de devenir des sociétés valant plusieurs milliards de dollars et d'attirer l'attention de grandes entreprises comme ExxonMobil ou BHP Billiton. XTO a été vendue pour plus de 40 milliards de dollars à ExxonMobil en 2009, tandis que Chesapeake a vendu ses actifs de Fayetteville pour 5 milliards de dollars en 2011.

Au cours de cette période, les effets secondaires sur l'environnement sont devenus de plus en plus visibles pour les citoyens et les responsables politiques de la région. Le développement de la formation géologique de Marcellus (État de New-York et Appalaches), notamment, a fait l'objet de discussions, parce que ce gisement couvre une grande partie de l'État de New York. Certains pensent que son développement pourrait avoir un impact négatif sur des régions protégées pour l'alimentation en eau de la ville de New York. L'Agence américaine pour la protection de l'environnement effectue actuellement une étude sur les risques liés à la fracturation hydraulique, la technologie de prédilection pour le développement des gisements gaziers non conventionnels. Les résultats de cette étude seront probablement publiés dans le courant de l'année 2012 [EPA 2009].

Développements en Europe

En Europe, ces développements présentent un retard de plusieurs dizaines d'années par rapport aux États-Unis. En Allemagne, des gisements de gaz en formations étanches sont exploités au moyen de la fracturation hydraulique depuis une quinzaine d'années (à Söhlingen), mais à une très petite échelle. Le volume de production total de gaz non conventionnel en Europe se compte en millions de m³ par an, alors qu'il s'élève à plusieurs centaines de milliards de m³ par an aux États-Unis [Kern 2010]. Les activités se sont toutefois intensifiées depuis la fin de l'année 2009. La plupart des concessions d'exploration sont accordées en Pologne [WEO 2011, p. 58], mais des activités similaires ont également commencé en Autriche (bassin de Vienne), en France (bassin parisien et bassin du Sud-est), en Allemagne et aux Pays-Bas (bassin de la mer du Nord, bassin allemand), en Suède (région scandinave) et au Royaume-Uni (systèmes pétroliers du Nord et du Sud). Ainsi, en octobre 2010, l'autorité minière régionale du *Land* de Rhénanie du Nord-Westphalie a accordé des autorisations d'exploration² pour une superficie de 17 000 km², soit la moitié du territoire du *Land*.

L'opposition à ces projets, fondée sur des informations en provenance des États-Unis, s'est rapidement intensifiée. En France, par exemple, l'Assemblée nationale a imposé un moratoire à ces activités de forage et interdit la fracturation hydraulique. Le projet de loi a été adopté par l'Assemblée nationale en mai, mais pas par le Sénat. Le ministre français de l'industrie propose un projet différent qui permettrait la fracturation hydraulique à des fins scientifiques uniquement, sous le contrôle strict d'un comité composé de parlementaires, de représentants du gouvernement, d'ONG, et de citoyens des régions concernées [Patel 2011]. Cette loi modifiée a été approuvée par le Sénat en juin.

Dans le *Land* allemand de Rhénanie du Nord-Westphalie, des habitants concernés, des responsables politiques locaux de la plupart des partis et des représentants de l'administration des eaux et des entreprises de production d'eau minérale ont exprimé leurs inquiétudes face à la fracturation hydraulique. Le parlement régional de Rhénanie du Nord-Westphalie a également promis un moratoire jusqu'à l'obtention de meilleures informations. Une première démarche a consisté à placer la protection des eaux au même niveau que les lois relatives aux activités minières et de faire en sorte qu'aucun permis ne puisse être délivré sans l'accord de l'administration des eaux. Les discussions ne sont pas encore terminées. L'entreprise la plus fortement impliquée, ExxonMobil, a également lancé un processus de dialogue ouvert afin de discuter des préoccupations des citoyens et d'évaluer l'impact possible.

² "Aufsuchungserlaubnis" en allemand.

1.2 Pétrole de schistes bitumineux

1.2.1 Qu'entend-on par «pétrole de schistes bitumineux» et «pétrole en formations étanches»?

Tout comme le gaz de schiste, le pétrole de schistes bitumineux (pétrole de schiste) se compose d'hydrocarbures piégés dans les poches de la roche-mère. Ce pétrole se présente sous une forme intermédiaire appelée kérogène. Le kérogène doit être chauffé à 450° C pour donner du pétrole proprement dit. La production de pétrole de schistes bitumineux s'apparente donc à l'exploitation minière conventionnelle des schistes suivie par un traitement thermique. Ses premières utilisations remontent à plus de 100 ans. À l'heure actuelle, l'Estonie est le seul pays dont le bilan énergétique contient une part importante de pétrole de schistes bitumineux (~50 %).

Bien souvent, le kérogène est mélangé à des couches de pétrole déjà à maturité dans des structures situées entre les roches-mères peu perméables. Ce pétrole est appelé «pétrole en formations étanches» (ou «pétrole de roche-mère»). La distinction n'est généralement pas nette, et on constate une transition progressive entre les différents degrés de maturité. À l'état pur, le pétrole en formations étanches est un pétrole mature piégé dans des couches de roche imperméable de faible porosité. Son extraction nécessite donc généralement de recourir à des techniques de fracturation hydraulique.

1.2.2 Développements récents dans l'extraction de pétrole en formations étanches

ÉTATS-UNIS

Les projets de production de pétrole non conventionnel à partir de schistes bitumeux ont commencé en Amérique du Nord vers l'an 2000 avec le développement de la formation de Bakken, qui se situe dans le Dakota du Nord et au Montana et couvre une superficie de plus de 500 000 km² [Nordquist 1953]. La formation de Bakken contient une combinaison de schistes riches en kérogènes entrecoupés de couches de pétrole de roche-mère.

France/Europe

À côté de la production de gaz de schiste estonienne, l'attention s'est portée sur le bassin parisien, en France, lorsqu'une petite entreprise, Treador, a obtenu des permis d'exploration et annoncé le début du développement de réservoirs de pétrole en formations étanches dans ce bassin grâce au forage d'un grand nombre de puits utilisant la fracturation hydraulique. Étant donné que ce bassin couvre une superficie importante, englobant Paris et la région viticole proche de la Champagne, ce projet s'est heurté à une certaine opposition malgré que ce bassin ait déjà fait l'objet d'un développement de puits de pétrole conventionnels depuis environ 50 ans [Leteurtrois 2011].

2. IMPACT ENVIRONNEMENTAL

CONSTATATIONS PRINCIPALES

- Les impacts environnementaux inévitables sont l'occupation de terrains par les tabliers de forage, les parkings et les aires de stationnement des camions, l'équipement, les infrastructures de traitement et de transport du gaz ainsi que les voies d'accès.
- Parmi les impacts potentiels importants, on peut citer l'émission de polluants, la contamination des nappes aquifères par des flux incontrôlés de gaz ou de fluides suite à des échappements ou à des déversements, la fuite de fluide de fracturation et le déversement incontrôlé d'eaux usées.
- Les fluides de fracturation contiennent des substances dangereuses, et les liquides rejetés contiennent également des métaux lourds et des substances radioactives en provenance du gisement.
- L'expérience américaine indique que les accidents sont nombreux, ce qui peut nuire à l'environnement et à la santé humaine. Des violations des obligations juridiques ont été signalées pour 1 à 2 % de tous les permis de forage. Bon nombre de ces accidents sont dus à des manipulations incorrectes ou à des fuites dans l'équipement.
- À proximité des puits de gaz, on signale des cas de contaminations des eaux souterraines par le méthane, qui entraînent dans des cas extrêmes l'explosion d'immeubles résidentiels, et de contaminations au chlorure de potassium entraînant une salinisation de l'eau potable.
- Ces impacts sont d'autant plus lourds que la densité des puits exploitant les formations schisteuses est grande (jusqu'à 6 puits par km²).

2.1 La fracturation hydraulique et ses incidences possibles sur l'environnement

L'une des caractéristiques communes aux formations géologiques denses contenant des hydrocarbures est leur faible perméabilité. C'est pourquoi les méthodes utilisées pour l'extraction des gaz de schiste, des gaz en formations étanches et même du méthane des gisements houillers sont très similaires. Elles diffèrent cependant sur le plan quantitatif. Comme les formations de gaz de schiste sont de loin les structures les plus imperméables, elles nécessitent des efforts particulièrement importants pour accéder aux poches contenant du gaz. L'exploitation de ces formations présente donc le risque le plus élevé d'impact environnemental. Mais il existe une transition continue qui va de l'exploitation des structures perméables contenant du gaz conventionnel à l'exploitation des schistes gaziers presque imperméables en passant par l'extraction des gaz en formations étanches.

Leur caractéristique commune est qu'il faut améliorer artificiellement le contact entre les puits forés et les poches de gaz. Ce contact est amélioré par «fracturation hydraulique», aussi appelée «stimulation», ou encore «fracing» et «fracking» en anglais.

La figure 1 montre un puits typique en coupe transversale. L'installation creuse à la verticale dans la couche gazéifère. Selon l'épaisseur de cette couche, les puits sont verticaux uniquement ou sont convertis en puits horizontaux afin de maximiser le contact avec la couche de gaz.

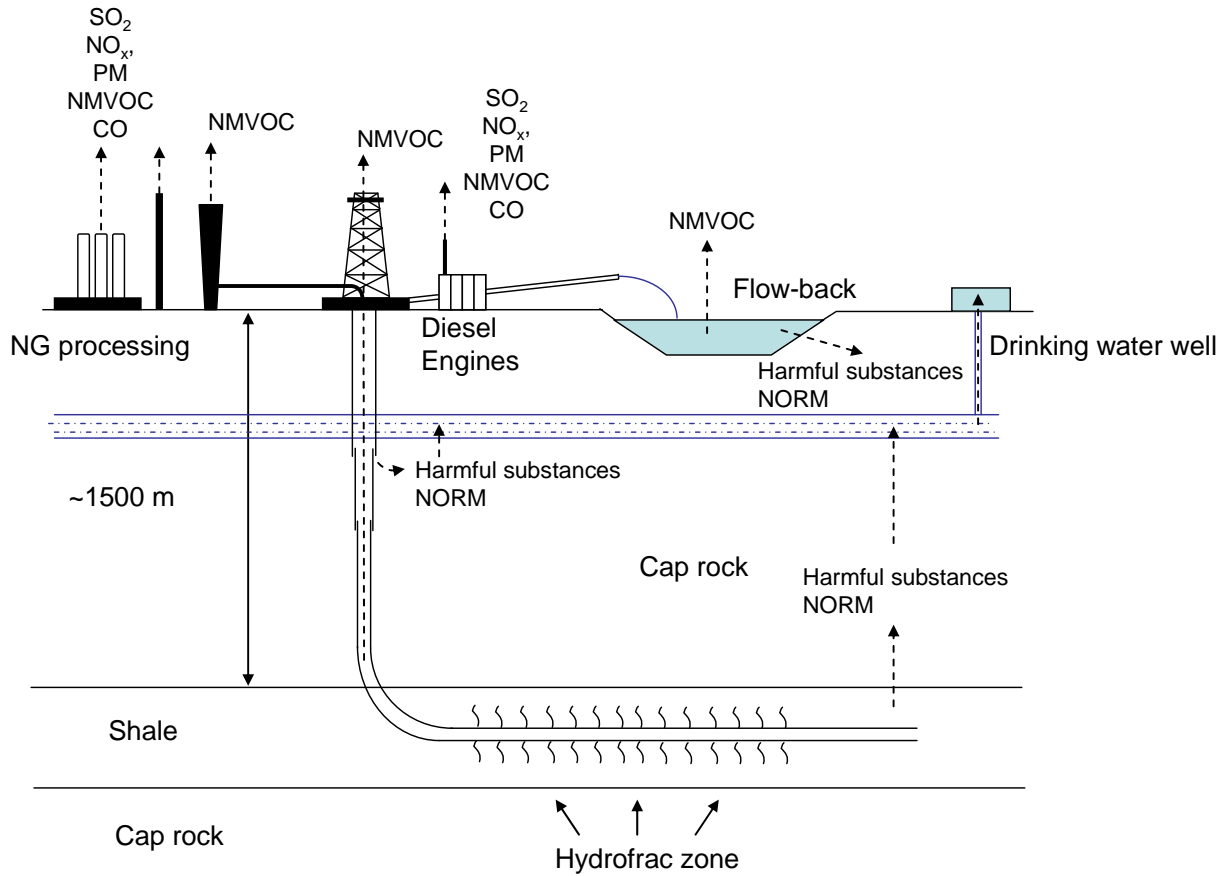
À l'intérieur de cette couche, des explosifs sont utilisés afin de créer de petites fractures en perçant l'enveloppe. Ces fractures sont élargies artificiellement par l'injection d'eau sous pression. Le nombre de fractures artificielles, leur longueur et leur position dans la couche (horizontale ou verticale) dépendent des caractéristiques précises de la formation. Ces caractéristiques ont une incidence sur la longueur des fissures artificielles, sur l'écartement entre les puits (les puits verticaux sont plus rapprochés que les puits horizontaux) et sur la consommation d'eau.

L'eau sous pression ouvre les fractures et permet d'accéder au plus grand nombre possible de poches. Une fois la pression réduite, les eaux usées mélangées à des métaux lourds ou radioactifs en provenance de la formation rocheuse refluent vers la surface en même temps que le gaz. Des agents de soutènement, en général des grains de sable, sont mélangés à l'eau. Ils contribuent à maintenir les fissures et permettent ainsi de poursuivre l'extraction du gaz. Des produits chimiques sont ajoutés à ce mélange pour assurer une répartition homogène des agents de soutènement en formant un gel, pour réduire les frottements et, enfin, pour dissoudre la structure gélatineuse à la fin du processus de fracturation afin de permettre le reflux du fluide.

La Figure 1 pourrait servir à identifier les impacts possibles sur l'environnement tout au long de ce processus. Ces impacts sont les suivants:

- La consommation d'espace dans le paysage, puisque les installations de forage ont besoin d'espace pour le matériel technique, le stockage des fluides et les voies d'accès pour la livraison de l'équipement.
- La pollution atmosphérique et les nuisances sonores, la machinerie utilisant des moteurs à combustion interne, les fluides (y compris les eaux usées) risquent d'émettre des substances nocives dans l'atmosphère et les camions assurant les activités de transport fréquentes risquent d'émettre des composés organiques volatiles, d'autres polluants atmosphériques et de la pollution sonore.
- L'eau risque d'être contaminée par les substances chimiques issues du processus de fracturation, mais aussi avec les eaux usées arrivant du gisement et contenant des métaux lourds (par ex. de l'arsenic ou du mercure) ou des particules radioactives. Les substances polluantes pourraient atteindre les eaux de surface et souterraines en raison de causes diverses telles que le transport par camion, les fuites dans les collecteurs, les bassins d'eaux usées, les compresseurs, etc., les écoulements provoqués par les accidents (par ex. explosion avec gerbe de liquide de fracturation ou d'eaux usées), les dégâts au cimentage ou au gainage ou tout simplement les flux souterrains non contrôlés à travers des fissures naturelles ou artificielles présentes dans les formations.
- Tremblements de terre provoqués par le procédé de fracturation hydraulique ou l'injection d'eaux usées.
- La libération de particules radioactives en provenance du sous-sol.
- Enfin, l'énorme consommation de ressources naturelles et techniques par rapport au gaz ou au pétrole récupérable doit être évaluée dans l'analyse coûts/bénéfices de ces activités.
- Il existe un risque d'impact sur la biodiversité, même si aucune incidence de ce type n'a été documentée à ce jour.

Figure 1: Flux potentiels de polluants atmosphériques, de substances nocives dans l'eau et le sol, et de matières radioactives naturelles (NORM)



Source: source propre sur la base de [SUMI 2008]

Traduction figure	
SO ₂	SO ₂
NO _x	NO _x
PM	PM
NMVOC	COVNM
CO	CO
NG processing	Traitement du GN
Diesel engines	Moteurs Diesel
Flow-back	Refoulement
Harmful substances	Substances nocives
NORM	MRN
Drinking water well	Puits d'eau potable
Cap rock	Enveloppe rocheuse
Shale	Schiste
Hydrofrac zone	Zone de fracturation hydraulique

2.2 Incidences sur le paysage

Expériences en Amérique du Nord

L'exploitation des schistes bitumineux gazéifères nécessite des infrastructures de forage permettant le stockage de matériel technique de camions avec compresseurs, de substances chimiques, d'agents de soutènement, d'eau et de conteneurs pour eaux usées si l'eau n'est ni extraite de puits locaux ni collectée dans des bassins.

Une plate-forme multi-puits typique en Pennsylvanie en phase de forage et de fracturation occupe environ 4 à 5 acres (16 200 à 20 250 m²). Après une restauration partielle, la plate-forme de production peut avoir une taille moyenne située entre 1 et 3 acres (4 050 à 12 150 m²). [SGEIS 2009]

À titre de comparaison, une superficie similaire (~10 000 m²) occupée par une centrale solaire pourrait générer environ 400 000 kWh d'électricité par an³, ce qui correspond à environ 70 000 m³ de gaz naturel par an en supposant une conversion de ce gaz en électricité avec un rendement de 58 %. La production moyenne des puits de la formation de Barnett (Texas, États-Unis) est d'environ 11 millions de m³ par puits la première année, mais de seulement 80 000 m³ la 9^e année et d'environ 40 000 m³ la 10^e année [Quicksilver 2005]. Contrairement à l'extraction d'énergie fossile, la centrale électrique solaire produit de l'électricité pendant plus de 20 ans. À la fin de sa vie, la centrale solaire peut être remplacée par une nouvelle centrale sans utiliser plus d'espace dans le paysage.

L'exploitation des gisements de gaz de schistes bitumineux ou de gaz en formations étanches nécessite une densité élevée de plates-formes de puits. Aux États-Unis, l'écartement des puits dépend des réglementations des différents États. Dans les gisements conventionnels aux États-Unis, la densité typique est d'un puits par 640 acres (1 puits par 2,6 km²). Sur la formation de Barnett, la densité moyenne à l'origine a été réduite à un puits par 160 acres (1,5 puits par km²). Par la suite, des «puits intercalaires» ont été autorisés avec un écartement de 40 acres (~ 6 puits par km²). Cette densité correspond à la pratique typique de la plupart des formations de schistes intensivement exploitées. [Sumi 2008; SGEIS 2009]

À la fin de l'année 2010, près de 15 000 puits avaient été forés dans la formation de Barnett, dont la superficie totale est de 13 000 km² [RRC 2011; ALL-consulting 2008]. Cela correspond à une densité moyenne de 1,15 puits par km².

La figure 2 montre des puits de production de gaz en formations étanches aux États-Unis. Dans le cas de la production de gaz en formations étanches, les puits prennent la forme de plates-formes de surface comptant jusqu'à 6 puits chacune. La densité est plus élevée que dans le cas de la formation de Barnett parce que la plupart des puits de gaz en formations étanches sont forés à la verticale.

³ Rayonnements solaires: 1 000 kWh par m² et par an; rendement des panneaux photovoltaïques: 15 %; taux de performance: 80 %; superficie des panneaux: 33 % de la superficie du terrain

Figure 2: Puits de gaz en formations étanches dans du grès



Source: Photographie EcoFlight, avec l'autorisation de SkyTruth – www.skytruth.org

Les plates-formes sont reliées par des routes pour le transport par camions, ce qui augmente encore l'occupation de terrain. Aux États-Unis, une surface supplémentaire est occupée par les bassins qui recueillent les eaux usées de reflux avant leur enlèvement par camion ou par conduite. Ces superficies ne sont pas encore reprises dans la taille des plates-formes indiquée ci-dessus. Leur inclusion pourrait facilement doubler la superficie occupée par les opérations de production gazière.

Une fois extrait, le gaz doit être transporté vers les réseaux de distribution. Étant donné que la plupart des puits ont une production modeste qui décline rapidement, le gaz est souvent stocké sur la plate-forme et chargé sur des camions à intervalles réguliers. Si la densité de forage est suffisamment élevée, des réseaux de collecte avec stations de compression sont construits. Le choix du mode de stockage et de transport dépend des caractéristiques des projets et des réglementations en vigueur, tout comme la construction de conduites à l'air libre ou sous terre.

Transférabilité aux conditions européennes et questions ouvertes

Les permis de construire des plates-formes de forage sont accordés par les autorités de contrôle de l'industrie minière sur la base des lois et réglementations applicables. Celles-ci peuvent fixer l'écartement minimal entre les puits.

Il serait possible de suivre l'exemple des États-Unis et d'entreprendre le développement d'une formation de schistes avec un écartement plus important, puis d'augmenter la densité à mesure que les puits de production arrivent au bout de leurs réserves. Comme indiqué au chapitre 5, dans la plupart des formations de schistes bitumineux européennes, le volume typique du gaz disponible par unité de surface est probablement comparable à celui des formations de Barnett ou de Fayetteville aux États-Unis.

Une fois terminés, les puits doivent être reliés par des réseaux de collecte. Le choix de construire ces conduites à l'air libre ou sous terre dépend des réglementations en la matière et de critères économiques. Les réglementations existantes en la matière devraient être adaptées, et peut-être harmonisées.

2.3 Émission de polluants atmosphériques et contamination des sols

Les émissions peuvent provenir des sources suivantes:

- Émissions des camions et de l'équipement de forage (bruit, particules, SO₂, NO_x, COVNM et CO);
- Émissions du traitement et du transport du gaz naturel (bruit, particules, SO₂, NO_x, COVNM et CO);
- Émissions de substances chimiques par évaporation depuis les bassins d'eaux usées;
- Les émissions dues à des déversements et à des reflux de puits (dispersion de fluides de forage ou de fracturation mélangés à des particules en provenance du gisement).

Le fonctionnement de l'équipement de forage consomme de grandes quantités de carburant, dont la combustion émet du CO₂. Des fuites de méthane, un gaz à effet de serre, peuvent également se produire lors de la production, du traitement et du transport. Ces émissions sont évaluées au chapitre 4, consacré aux émissions de gaz à effet de serre.

2.3.1 Polluants atmosphériques libérés par les activités normales

Expériences en Amérique du Nord

De nombreuses allégations de problèmes de santé chez des personnes, et même de décès d'animaux autour de la petite ville de Dish, au Texas, ont poussé le maire de cette ville à engager un consultant indépendant pour étudier la qualité de l'air et les incidences des activités gazières dans la ville et ses environs [Michaels 2010 et références citées par Michaels 2010]. On signale des plaintes similaires sur d'autres sites, mais les études qui ont été réalisées à Dish sont les mieux documentées. En l'absence d'autre activité industrielle dans cette région, on pense que les activités d'extraction de gaz naturel dans cette ville et ses alentours sont la cause unique des effets observés.

L'étude, menée en août 2009, a confirmé «la présence de concentrations élevées de composés cancérigènes et neurotoxiques dans l'air ambiant et/ou dans les propriétés résidentielles.» Mais encore: «[...] Bon nombre des composants analysés en laboratoires étaient des métabolites de cancérigènes humains connus et dépassaient les niveaux de dépistage à court et à long terme en vertu des règles de la TECQ. Les composés les plus inquiétants sont ceux qui présentent un risque catastrophique conformément à la définition de la TECQ [Texas Commission on Environmental Quality]». [Wolf 2009]

Selon cette étude, «de nombreuses plaintes ont été déposées auprès de la municipalité concernant le bruit constant et les vibrations en provenance des stations de compression, ainsi que les mauvaises odeurs».

Selon l'étude, «les cas signalés de maladies graves et même de décès de jeunes chevaux pour des causes inconnues en 2007-2008 sont particulièrement préoccupants». [Wolf 2009].

Selon [Michaels 2010], la qualité de l'air dans la région de Dallas-Fort Worth s'est également fortement dégradée sous l'effet de l'extraction de gaz naturel dans le schiste de Barnett. Une étude complète intitulée «Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements» (Émissions provenant de la production de gaz naturel dans la région de la formation de schistes de Barnett et possibilités d'améliorations économiquement rentables) a été publiée en 2009 [Armendariz 2009]. Selon cette analyse, cinq des 21 comtés étudiés où ont lieu près de 90 % des activités gazières et pétrolières arrivent largement en tête des valeurs d'émissions. Par exemple, la proportion de composés générateurs de smog en provenance de ces cinq comtés a été mesurée à 165 tonnes par jour en période de pointe pendant l'été 2009, pour 191 tonnes par jour en période de pointe pour toutes les sources de pétrole et de gaz (y compris le transport) dans ces 21 comtés. [Armendariz 2009] Ainsi, les valeurs moyennes dans l'État masquent le fait que les cinq comtés les plus actifs sont nettement plus polluants que la moyenne dans les émissions de polluants atmosphériques, ce qui dégrade la qualité de l'air.

La Commission pour la qualité de l'environnement du Texas (Texas Commission on Environmental Quality, TCEQ) a créé un programme de contrôle confirmant en partie les concentrations particulièrement élevées en vapeurs d'hydrocarbures en provenance du matériel de forage et des réservoirs de stockage ainsi que les niveaux élevés de benzène en certains endroits [Michaels 2009]. En janvier 2010, la TCEQ a publié un mémo interne relatif à son programme de contrôle. Parmi ses principales observations, on peut citer les suivantes [TCEQ 2010]:

- «Dans un échantillon instantané de conteneur prélevé au niveau d'une tête de puits de gaz naturel Devon Energy, 35 substances chimiques dépassant les valeurs de comparaison à court terme adéquates ont été détectées, avec une concentration en benzène de 15 000 ppb.» Cet échantillon d'air ambiant à proximité de la tête de puits, à environ 1,50 m [5 pieds] de la source, a été recueilli à titre de référence.
- Outre la concentration en benzène dans l'échantillon recueilli à la tête de puits, du benzène a été détecté au-dessus de la valeur de référence à court terme pour la santé de 180 ppb sur l'un des 64 sites de contrôle.
- Le département Toxicologie est préoccupé par certains endroits où du benzène a été détecté au-dessus de la valeur de référence à long terme pour la santé de 1,4 ppb. «Du benzène a été détecté au-dessus de la valeur de référence à long terme pour la santé sur 21 sites de contrôle.»

Transférabilité aux conditions européennes

L'émission de composés aromatiques tels que le benzène et le xylène constatée au Texas provient principalement de la compression et du traitement du gaz naturel, qui provoque une libération des composants les plus lourds dans l'atmosphère. Dans l'Union européenne, les émissions de substances de ce type sont limitées par la loi.

Les machines utilisées pour les processus de forage et d'extraction, comme les moteurs diesel, sont probablement identiques, de même que les polluants atmosphériques émis par ces machines. Le tableau 1 illustre les émissions de polluants atmosphériques par les moteurs diesel stationnaires utilisés pour le forage, la fracturation et l'achèvement des puits sur la base des données d'émissions des moteurs diesel de [GEMIS 2010], des exigences en matière de diesel et d'un rendement du gaz naturel pris comme hypothèse pour le schiste de Barnett dans [Horwath *et al.* 2001]

Tableau 1: Emissions spécifiques typiques de polluants atmosphériques par les moteurs diesel stationnaires utilisés pour le forage, la fracturation hydraulique et l'achèvement des puits

	Émissions par sortie mécanique [g/kWh _{mech}]	Émissions par entrée de diesel [g/kWh _{diesel}]	Émissions par débit de gaz naturel du puits [g/kWh _{GN}]
SO ₂	0,767	0,253	0,004
NO _x	10,568	3,487	0,059
PM	0,881	0,291	0,005
CO	2,290	0,756	0,013
COVNM	0,033	0,011	0,000

Outre les facteurs d'émission, il est recommandé de limiter également leur incidence totale, puisque les émissions en provenance de plusieurs plates-formes de forage s'additionnent en cas d'exploitation d'une formation avec un puits au km², ou plus. Les émissions en phase de développement doivent être limitées et contrôlées au même titre que les émissions provenant du traitement et du transport ultérieurs, lorsque de nombreuses lignes de collecte s'additionnent.

Ces aspects doivent être abordés dans les discussions relatives aux directives pertinentes, par exemple la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la directive 97/68/CE relative aux émissions de gaz et de particules polluants provenant des moteurs destinés aux engins mobiles non routiers.

2.3.2 Polluants libérés par des éruptions de puits ou par des accidents sur des sites de forage

Expériences en Amérique du Nord

Plusieurs éruptions graves de puits se sont produites aux États-Unis. La plupart sont documentées dans [Michaels 2010]. Cette liste de référence mentionne, entre autres, les cas suivants:

- Le 3 juin, l'éruption d'un puits de gaz à Clearfield County, en Pennsylvanie, a libéré au moins 35 000 gallons (132 m³) d'eaux usées et de gaz naturel dans l'atmosphère en 16 heures.
- En juin 2010, l'explosion d'un puits de gaz à Marshal County, en Virginie occidentale, a envoyé sept travailleurs blessés à l'hôpital.
- Le 1er avril 2010, un réservoir et une fosse ouverte utilisée pour stocker le fluide de fracturation hydraulique ont pris feu sur une plate-forme de puits Atlas. Les flammes ont atteint plus de 33m de hauteur et 15 m en largeur.

Dans tous les incidents décrits ci-dessus, les parties impliquées ont dû payer une amende. Il s'avère que ces accidents sont principalement dus à des erreurs de manipulation, soit par du personnel non formé, soit en raison d'une fausse manœuvre. Il semble également qu'il y ait des différences significatives entre les différentes sociétés. D'autres accidents sont décrits aux sous-chapitres suivants.

Transférabilité aux conditions européennes

Pour réduire au minimum les risques de déversements en Europe, il est recommandé d'adopter des réglementations strictes et de contrôler strictement leur application. Il est notamment recommandé de recueillir des statistiques relatives aux accidents au niveau européen, d'analyser les causes de ces accidents, et d'en tirer les conclusions qui s'imposent. Si certaines sociétés ont des antécédents particulièrement négatifs, on peut envisager de leur refuser de nouveaux permis d'exploration ou de production. Ces cas font l'objet de discussions au Parlement européen dans le contexte des activités gazières et pétrolières en mer. Un rapport d'initiative sur cette question sera mis au vote à la commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie en juillet 2011.

2.4 Eaux de surface et souterraines

2.4.1 Consommation d'eau

Le forage conventionnel du puits consomme de grandes quantités d'eau pour refroidir et lubrifier la tête de forage, mais aussi pour éliminer les boues de forage. La fracturation hydraulique consomme environ dix fois plus d'eau pour stimuler le puits par injection d'eau sous pression en vue de créer des fissures.

Une étude complète des besoins d'eau pour l'exploitation de la formation de Barnett a été réalisée au nom du Texas Water Development Board [Harden 2007]. Cette étude contient une analyse de la littérature consacrée à la consommation spécifique d'eau. Les puits anciens non cimentés à un seul étage de fracturation consommaient environ 15 millions de litres d'eau. Les puits cimentés horizontaux plus récents procèdent généralement à la fracturation à plusieurs étages, sur plusieurs groupes de perforations en même temps. Dans un même puits horizontal, la distance typique entre deux étages de fracturation est comprise entre 130 et 200 m. Un puits horizontal typique compte environ trois étages de fracturation, mais cela n'est pas obligatoire. Selon une analyse statistique basée sur environ 400 puits, la consommation d'eau typique est de 25 à 30 m³/m pour les fracturations à l'eau [Grieser 2006] et d'environ 42 m³/m pour les fracturations plus récentes utilisant un mélange à faible viscosité, la distance étant la longueur couverte par la partie horizontale du puits [Schein 2004].

Cette étude de 2007 comprend également des scénarios de consommation d'eau pour l'exploitation de la formation de Barnett en 2010 et 2025. La demande en eau a été estimée entre 12 et 24 millions de m³ pour 2010, tandis que la poursuite du développement devrait consommer entre 6 et 24 millions de m³ en fonction des activités d'exploration futures.

Le tableau 2 reprend des données plus récentes applicables aux nouveaux puits typiques. Pour une mise à l'échelle grossière, le chiffre de 15 000 m³ semble réaliste dans la formation de Barnett. Sur la base de ces chiffres, les 1 146 puits nouvellement développés en 2010 (voir chapitre 4) entraîneraient une consommation d'eau d'environ 17 milliards de litres en 2010. Ce chiffre est cohérent avec la prévision citée ci-dessus pour 2010.

Cette consommation doit être comparée à la consommation d'eau pour tous les autres consommateurs, qui s'élevait à environ 50 milliards de litres [Harden 2007]. Cette comparaison se base sur la consommation d'eau des comtés où les principales activités de forage ont eu lieu (Denton, Hood, Johnson, Parker, Tarrant et Wise).

Tableau 2: Emissions spécifiques typiques de polluants atmosphériques par les moteurs diesel stationnaires utilisés pour le forage, la fracturation hydraulique et l'achèvement des puits

Site/région	Total (par puits).	Fracturation uniquement	Source
Schistes de Barnett	17 000		Chesapeake Energy 2011
Schistes de Barnett	14 000		Chesapeake Energy 2011
Schistes de Barnett	Aucune donnée	4 500 -13 250	Duncan 2010
Schistes de Barnett	22 500		Burnett 2009
Bassin de la Horn River (Canada)	40 000		PTAC 2011
Schistes de Marcellus	15 000		Arthur et al. 2010
Schistes de Marcellus	1 500 – 45 000	1 135 – 34 000	NYCDEP 2009
Schistes d'Utica, Québec	13 000	12 000	Questerre Energy 2010

En outre, il arrive que les puits forés en vue de produire du gaz de schiste doivent être fracturés à plusieurs reprises en cours d'exploitation. Chaque opération de fracturation supplémentaire nécessite plus d'eau que la précédente [Sumi 2008]. Dans certains cas, les puits sont refracturés jusqu'à 10 fois [Ineson 2010].

2.4.2 Contamination de l'eau

Expériences en Amérique du Nord

La contamination de l'eau peut être provoquée par les facteurs suivants:

- Déversement de boue de forage, de liquide de refoulement et de saumure depuis des bassins ou des réservoirs de résidus, ce qui provoque la contamination et la salinisation de l'eau.
- Des fuites ou des accidents provoqués par les activités en surface, par exemple fuite des conduites ou bassins à fluide ou à eaux usées, manipulation non professionnelle ou équipement vétuste.
- Fuites causées par un cimentage incorrect des puits.
- Fuites à travers les structures géologiques, par les fissures ou les passages naturels ou artificiels.

La plupart des plaintes s'opposant à la fracturation hydraulique concernent le risque de contamination des eaux souterraines. Hormis les déversements particuliers et les accidents, l'accent est mis sur l'intrusion de fluides de fracturation ou de méthane en provenance des structures profondes.

Une analyse détaillée a été effectuée en 2008 dans le comté de Garfield, au Colorado. La «Colorado Oil and Gas Conservation Commission» conserve des archives des déversements signalés imputables aux activités pétrolières et gazières. Au cours de la période allant de janvier 2003 à mars 2008, cet historique fait état d'un total de 1 549 déversements [COGCC 2007; cité dans Witter 2008]. Vingt pour cent des déversements ont provoqué une contamination de l'eau. On notera que le nombre des déversements est en augmentation. Dans le comté de Garfield, par exemple, on signale cinq déversements en 2003 et 55 en 2007.

Selon une étude ultérieure sur la contamination des eaux souterraines, «on constate une tendance à l'augmentation des concentrations en méthane au cours des sept dernières années. Cette augmentation coïncide avec l'augmentation du nombre de puits de gaz sur le gisement de Mamm Creek. Les valeurs de méthane dans les eaux souterraines observées avant le forage indiquent que la concentration naturelle est inférieure à 1 ppm, sauf dans le cas du méthane biogène confiné aux étangs et au fond des cours d'eau. [...] Les données isotopiques relatives aux échantillons de méthane montrent que la plupart des échantillons présentant une concentration en méthane élevée sont d'origine thermogène. Parallèlement à l'augmentation des concentrations de méthane, on constate une augmentation du nombre de puits d'eau souterraine à concentration élevée en chlorures présentant une corrélation avec le nombre de puits de gaz» [Thyne 2008]. Il existe manifestement une corrélation dans l'espace et le temps: les niveaux de méthane sont plus élevés dans les régions présentant une densité de puits supérieure, et ils ont augmenté dans le temps parallèlement à l'augmentation du nombre de puits.

Une étude plus récente par [Osborne 2011] confirme ces résultats dans des nappes phréatiques situées au-dessus des formations schisteuses de Marcellus et d'Utica, dans le Nord-est de la Pennsylvanie et dans le Nord de l'État de New York. Dans les zones actives d'extraction de gaz, les concentrations moyennes en méthane dans les puits d'eau potable étaient de 19,2 mg/l, avec des taux maximaux de 64 mg/l, ce qui représente un risque d'explosion. Dans les régions voisines de structure géologique similaire mais sans activités d'extraction de gaz, la concentration de référence était de 1,1 mg/l [Osborn 2011].

Au total, plus de 1 000 plaintes ayant trait à des contaminations de l'eau potable ont été enregistrées. Un rapport qui affirme se baser sur les données du Pennsylvania Department of Environmental Protection [Département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie] compte 1 614 infractions à la législation de l'État en matière de pétrole et de gaz au cours des opérations de forage dans les schistes de Marcellus sur une période de deux ans et demi [PLTA 2010]. Deux tiers de ces infractions «ont certainement eu un impact négatif sur l'environnement». Certains de ces incidents sont repris dans [Michaels 2010].

L'accident le plus impressionnant officiellement documenté est l'explosion d'un immeuble d'habitation sous l'effet d'opérations de forage et de l'infiltration de méthane dans le système d'alimentation en eau de la maison [ODNR 2008]. Le rapport du Department of Natural Resources [Département des ressources naturelles] a identifié trois facteurs ayant entraîné l'explosion de la maison: (i) un cimentage incorrect de la gaine de production, (ii) la décision de procéder à la fracturation hydraulique du puits sans régler le problème du cimentage incorrect de la gaine, et surtout, (iii) la période de 31 jours après la fracturation, au cours de laquelle l'espace annulaire entre la surface et les gaines de production a été «principalement bloqué» (d'après [Michaels 2010]).

Dans la plupart des cas, on peut attester d'une contamination de l'eau au méthane ou au chlorure. L'intrusion de benzène ou d'autres fluides de fracturation, par contre, peut rarement être démontrée. En 2009 pourtant, la prise d'échantillons dans des puits d'eau potable du Wyoming par l'Environmental Protection Agency (Agence américaine de protection de l'environnement) a révélé la présence de substances chimiques fréquemment utilisées dans la fracturation hydraulique: «Au début de ce mois, la Région VIII a publié ses résultats d'échantillonnage dans des puits d'eau à Pavillion, WY – à la demande des habitants de la région – révélant des contaminants de forage dans 11 des 39 puits testés, y compris le 2-butoxy éthanol (2-BE), un composant connu des fluides de fracturation hydraulique, dans trois des puits testés, ainsi que la présence de méthane, de composés organiques associés au diesel et d'hydrocarbures connus sous le nom d'adamantanes» [EPA 2009].

Dans de nombreux cas, les entreprises responsables ont déjà été condamnées à des amendes en cas de violation des lois en vigueur dans l'État concerné. Ainsi, Cabot Oil & Gas a reçu une note du Pennsylvania Department of Environmental Protection disant: «Cabot a provoqué l'intrusion dans l'eau douce souterraine de gaz en provenance de formations inférieures» [Lobbins 2009].

Sur la base des données historiques disponibles pour l'État de New York, on peut estimer un taux d'accidents de 1 à 2 % [Bishop 2010]. Ce chiffre semble plausible. Pourtant, au vu des plus de 1 600 infractions mentionnées ci-dessus dans la seule partie pennsylvanienne des schistes de Marcellus, on peut s'attendre à un taux nettement plus élevé si l'on considère les 2 300 puits environs forés dans cette région jusque fin 2010.

Transférabilité aux conditions européennes

La plupart des accidents et des infiltrations dans les eaux souterraines semblent dus à des erreurs de manipulation, ce qui pourrait être évité. Les États-Unis ont adopté des réglementations, mais le contrôle et la surveillance des opérations sont insuffisants, que ce soit en raison des contraintes budgétaires des autorités publiques ou pour d'autres raisons. Le problème de base n'est donc pas une réglementation incorrecte, mais plutôt l'exécution de cette réglementation grâce à une surveillance adéquate. Il faut faire en sorte que les bonnes pratiques soient non seulement connues, mais aussi appliquées de façon systématique.

Il subsiste également un certain risque que des passages non détectés (par ex. d'anciens puits abandonnés non répertoriés avec un cimentage incorrect, des risques imprévisibles dus à des tremblements de terre, etc.) permettent au méthane ou à des substances chimiques de s'infiltrer dans les eaux souterraines.

2.4.3 Élimination des eaux usées

Les fluides de fracturation sont injectés dans les formations géologiques sous haute pression. Une fois la pression relâchée, un mélange de fluide de fracturation, de méthane, de composés et d'eau en provenance du gisement refluent vers la surface. Cette eau doit être recueillie et éliminée dans les règles. Selon certaines sources dans l'industrie, entre 20 et 50 % des eaux utilisées pour la fracturation hydraulique des puits de gaz remontent en surface sous forme de reflux. Une partie de cette eau est recyclée et sert à fracturer d'autres puits [Questerre Energy 2010]. Selon d'autres sources, entre 9 et 35 % du liquide remonte à la surface [Sumi 2008].

Expériences en Amérique du Nord

L'élimination correcte des eaux usées semble être une préoccupation majeure en Amérique du Nord. Les principaux problèmes sont les énormes quantités d'eaux usées et la configuration incorrecte des stations de traitement. Le recyclage serait possible, mais il ferait monter les coûts des projets. On signale de nombreux problèmes liés à l'élimination incorrecte des eaux usées. Par exemple:

- Au mois d'août 2010, Talisman Energy a écopé d'une amende en Pennsylvanie pour un déversement de 2009 qui a lors d'un refoulement laissé échapper environ 16 m³ de fluide de fracturation hydraulique dans un marais et dans un affluent de Webier Creek, qui se jette dans la rivière Tioga, un site de pêche en eau froide [Talisman 2011].
- En janvier 2010, Atlas Resources a écopé d'une amende pour avoir enfreint la réglementation environnementale sur 13 sites de forage dans le Sud-ouest de la Pennsylvanie, aux États-Unis. Atlas Resources n'avait pas pris de mesures correctes pour contrôler l'érosion et la sédimentation, ce qui a provoqué des écoulements de boues. Atlas Resources avait également déversé dans le sol du carburant diesel et des fluides de fracturation hydraulique. Atlas Resources est titulaire de plus de 250 permis de forage à Marcellus [PA DEP 2010].
- Range Resources a écopé d'une amende pour le déversement, le 6 octobre 2009, de 250 barils (~40 m³) de fluide de fracturation hydraulique dilué. La raison de ce déversement était un joint défaillant sur une conduite de transmission. Le fluide s'est écoulé dans un affluent de la rivière Brush Run à Hopewell Township, Pennsylvanie [PA DEP 2009].
- En août 2010, Atlas Ressources a écopé d'une amende en Pennsylvanie pour avoir laissé du fluide de fracturation hydraulique déborder d'un bassin d'eaux usées, contaminant ainsi un bassin versant d'eau de grande qualité dans le comté de Washington [Pickels 2010].
- Sur une plate-forme de forage comportant trois puits de gaz à Troy, Pennsylvanie, Fortune Energy a déversé illégalement des fluides de refoulement dans un fossé de drainage. Ces fluides ont traversé une zone couverte de végétation et ont finalement rejoint un affluent du Sugar Creek (cité d'après [Michaels 2010]).
- En juin 2010, le West Virginia Department of Environmental Protection (DEP, Département de la protection de l'environnement de Virginie occidentale) a publié un rapport concluant qu'en août 2009, Tapo Energy avait déversé une quantité inconnue de «substances à base de pétrole» en provenance d'activités de forage dans un affluent de Buckeye Creek, dans le comté de Doddridge. Ce déversement a contaminé la rivière sur environ 5 km (cité d'après [Michaels 2010]).

Transférabilité aux conditions européennes

Une fois encore, la plupart de ces cas de contamination de l'eau sont dus à des fausses manœuvres. Il convient donc de traiter ces problèmes de façon très stricte. En Europe également, par exemple en Allemagne, les opérations de fracturation hydraulique ont déjà provoqué des accidents. En 2007, par exemple, les conduites d'eaux usées du gisement de gaz en formation étanche de Söhlingen, en Allemagne, se sont rompues, provoquant une contamination au benzène et au mercure des eaux souterraines. Bien que l'autorité minière régionale (*Landesbergbehörde*) de Basse-Saxe en ait été correctement informée, le public n'a eu connaissance de cet accident qu'en 2011, lorsque l'entreprise a commencé à remplacer les terres agricoles touchées par le fluide [NDR 2011; Kummetz 2011].

2.5 Tremblements de terre

On sait que la fracturation hydraulique peut provoquer de petits tremblements de terre d'une magnitude située entre 1 et 3 sur l'échelle de Richter [Aduschkina 2000]. En Arkansas (États-Unis), par exemple, le nombre de petits tremblements de terre a été multiplié par 10 ces dernières années [AGS 2011]. Certains craignent que ces tremblements de terre soient le résultat d'une augmentation considérable des activités de forage dans les schistes de Fayetteville. La région de Fort Worth a connu au moins 18 petits tremblements de terre depuis décembre 2008. Dans la seule ville de Cleburne, on a enregistré 7 tremblements de terre entre juin et juillet 2009 – dans une région qui n'avait connu aucun tremblement de terre au cours des 140 années précédentes [Michaels 2010].

En avril 2011, la ville de Blackpool au Royaume-Uni a connu un tremblement de terre mineur (1,5 sur l'échelle de Richter) suivi en juin 2011 par un séisme plus important (2,5 sur l'échelle de Richter). L'entreprise Cuadrilla Ressources, qui menait à l'époque des opérations de fracturation hydraulique dans la zone frappée par le séisme, a interrompu ses activités et commandité une enquête sur la question. Elle a annoncé son intention de mettre fin à ses opérations si un lien devait être établi entre les tremblements de terre et ses activités de forage [Nonnenmacher 2011].

2.6 Substances chimiques, radioactivité et incidences sur la santé humaine

2.6.1 Matières radioactives

Les matières radioactives naturelles (MRN) sont présentes dans toutes les formations géologiques, avec des concentrations très faibles mesurées en ppm ou ppb. La plupart des schistes noirs des États-Unis présentent une concentration en uranium de l'ordre de 0,0016 à 0,002 % [Swanson 1960].

Sous l'effet du processus de fracturation hydraulique, ces matières radioactives naturelles telles que l'uranium, le thorium et le radium, fixées à l'origine dans la roche, sont ramenées à la surface avec le fluide de refoulement. Des particules radioactives sont parfois injectées en même temps que les fluides à des fins spécifiques (par exemple pour servir de traceurs). Les MRN peuvent également emprunter les fissures dans la roche pour aboutir dans les eaux souterraines et de surface. Habituellement, les MRN s'accumulent dans les conduites, les réservoirs et les bassins.

La concentration en substances radioactives varie d'un schiste à l'autre. Les schistes de Marcellus, par exemple, contiennent plus de particules radioactives que les autres formations géologiques. Dans les activités de traitement du gaz, des MRN peuvent apparaître sous la forme de radon dans le flux de gaz naturel. Le radon se dégrade pour former du ²¹⁰Pb (un isotope du plomb), puis du ²¹⁰Bi (isotope du bismuth), du ²¹⁰Po (isotope du polonium) et enfin du ²⁰⁶Pb (du plomb) stable.

Les éléments issus de la dégradation du radon forment un film sur la surface intérieure des conduites d'entrée, des unités de traitement, des pompes et des vannes associées principalement aux flux de traitement du propylène, de l'éthane et du propane. Vu la concentration de matières radioactives sur l'équipement utilisé dans les puits de gaz et de pétrole, les personnes les plus susceptibles d'être exposées aux MRN du pétrole et du gaz sont les travailleurs chargés de découper et d'aléser les conduites, d'éliminer les résidus solides des réservoirs et bassins et de rénover le matériel de traitement du gaz [Sumi 2008].

Expériences en Amérique du Nord

Dans le comté d'Onondaga, à New York, on a constaté la présence de radon radioactif (^{222}Rn) dans les caves de 210 maisons. Toutes les maisons situées au-dessus des schistes de Marcellus présentaient des concentrations en ^{222}Rn supérieures à 148 Bq/m^3 à l'intérieur. La concentration moyenne dans ces habitations était de 326 Bq/m^3 ⁴, ce qui est plus de deux fois supérieur au «seuil d'action» (c'est-à-dire le niveau auquel il est recommandé aux propriétaires de prendre des mesures pour réduire la concentration) fixé par l'agence américaine de protection de l'environnement (EPA) (qui est donc de 148 Bq/m^3). La concentration moyenne de radon à l'intérieur des immeubles aux États-Unis est de 48 Bq/m^3 [Sumi 2008]. Une augmentation de 100 Bq/m^3 dans l'air provoque une augmentation de 10 % des cancers du poumon [Zeeb *et al.* 2009].

Les débris de roches en provenance du gisement de gaz de schistes bitumineux de Marcellus sont hautement radioactifs (25 fois plus que la radioactivité normale en surface). Ces déchets ont été en partie répandus sur le sol. Des analyses de sols effectuées en 1999 indiquent une concentration en ^{137}Cs (un isotope radioactif du césium) de 74 Bq par kilogramme de sol [NYDEC 2010]. Le ^{137}Cs est utilisé pour l'analyse des formations géologiques lors de l'exploration visant à trouver du gaz de schiste.

Transférabilité aux conditions européennes

Les matières radioactives naturelles (MRN) sont également présentes en Europe. L'Europe connaît donc les mêmes problèmes de MRN. La concentration des MRN varie cependant d'un endroit à l'autre. Il convient donc d'évaluer séparément l'importance des particules radioactives dans chaque formation et dans chaque bassin gazier composé de formations étanches.

Avant de délivrer tout permis de production, il convient donc de publier la composition d'un échantillon prélevé au cœur des schistes concernés.

2.6.2 Substances chimiques à utiliser

En général, le fluide de fracturation se compose à 98 % d'eau et de sable, et à 2 % d'additifs chimiques. Ces additifs chimiques comprennent des substances toxiques, allergènes, mutagènes et cancérigènes.

Expériences en Amérique du Nord

Pour des raisons de secret commercial, la composition des additifs n'est pas divulguée entièrement au public [Wood *et al.* 2011]. L'analyse d'une liste de 260 substances établie par l'État de New York donne les résultats suivants:

- 58 de ces 260 substances présentent une ou plusieurs caractéristiques préoccupantes.
- 6 font partie de la liste 1 des listes 1 à 4 des substances prioritaires publiées par la Commission européenne pour les substances nécessitant une attention immédiate en raison de leurs effets potentiels sur l'homme et l'environnement: l'acrylamide, le benzène, l'éthylbenzène, l'isopropylbenzène (cumène), le naphthalène, l'acide éthylène diamine tétracétique de tétrasodium.
- L'une de ces substances, le naphthalène bis (1-méthyléthyl) fait actuellement l'objet d'une enquête en tant que substance persistante, bioaccumulable et toxique (PBT).

⁴ Valeur convertie de picocuries par litre en Bq par m^3 , $1 \text{ Ci} = 3,7 \cdot 10^{10} \text{ Bq}$

- 2 substances (le naphthalène et le benzène) sont présentes sur la première liste de 33 substances prioritaires dressée à l'annexe X de la directive-cadre sur l'eau (DCE) 2000/60/CE, aujourd'hui annexe III de la directive sur les substances prioritaires (directive 2008/105/CE).
- 17 sont classées comme toxiques pour les organismes aquatiques (toxicité aiguë et/ou chronique).
- 38 sont classées parmi les toxines très dangereuses (pour la santé humaine), comme le 2-butoxy éthanol.
- 8 substances sont classées parmi les cancérigènes connus, comme le benzène (classification SGH: Carc. 1A) et l'acrylamide, l'oxyde d'éthylène et différents solvants à base de pétrole contenant des substances aromatiques (classification SGH⁵: Carc. 1B).
- 6 sont soupçonnées d'être cancérigènes (Carc. 2), comme le chlorhydrate d'hydroxylamine.
- 7 sont classées comme mutagènes (Muta. 1B), par exemple le benzène et l'oxyde d'éthylène.
- 5 sont classées comme ayant une incidence sur la reproduction (Repr. 1B, Repr. 2).

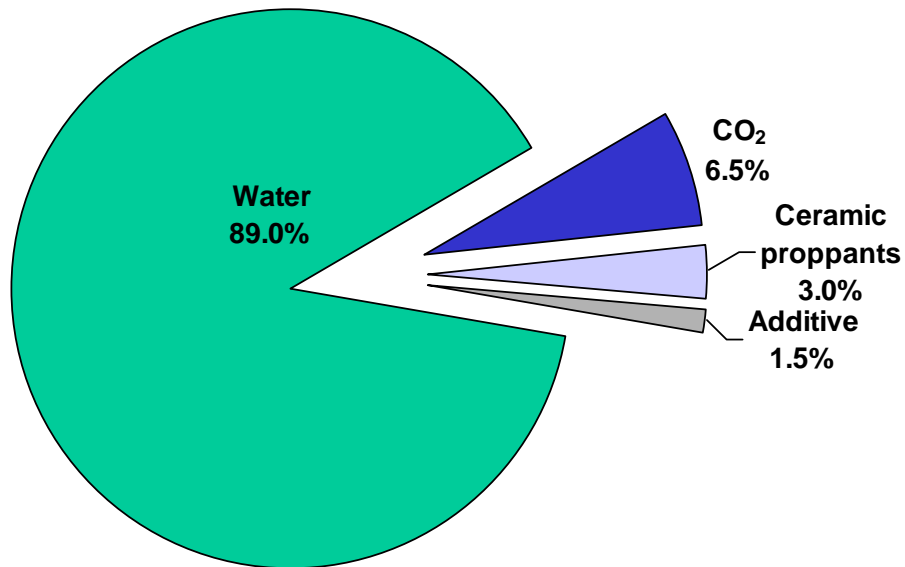
Le 2-butoxy-éthanol (auss appelé éthylène-glycol monobutyl-éther) est souvent utilisé comme additif chimique [Bode 2011], [Wood *et al.* 2011]. Il est toxique à des degrés d'exposition relativement faibles. La demi-vie du 2-butoxy-éthanol dans les eaux de surface naturelles dure entre 7 et 28 jours. Avec un taux de biodégradation aérobie aussi lent, il existe un risque que des personnes, des animaux sauvages et domestiques subissent un contact direct avec du 2-butoxy-éthanol par ingestion, inhalation, sorption dermique et par contact oculaire sous sa forme liquide ou de vapeur lorsque les eaux piégées arrivent en surface. La biodégradation aérobie nécessite de l'oxygène, ce qui signifie que plus profondément le 2-butoxy-éthanol a été injecté dans les couches souterraines, plus longtemps il persiste [Colborn 2007].

Transférabilité aux conditions européennes

La figure 3 montre la composition du liquide de fracturation (6 405 m³) utilisé au puits de gaz en formation étanche «Goldenstedt Z23» en Basse-Saxe, en Allemagne.

⁵ Système général harmonisé de classification et d'étiquetage des produits chimiques

Figure 3: Composition du fluide de fracturation utilisé à «Goldenstedt Z23» en Basse-Saxe, en Allemagne















Traduction figure	
Water	Eau
CO ₂	CO ₂
Ceramic proppants	Agents de soutènement céramiques
Additive	Additif

Le fluide de fracturation contient 0,25 % de substances toxiques, 1,02 % de substances nuisibles ou toxiques pour la santé humaine (0,77 % étant classées comme nuisibles «Xn» et 0,25 % comme présentant une toxicité aiguë «T»), et 0,19 % de substances nuisibles pour l'environnement. Au puits «Goldenstedt Z23» en Basse-Saxe, en Allemagne, 65 m³ (soit l'équivalent de plus de deux camions citernes de 26 t de charge utile et 40 t de poids brut) de substances nocives pour la santé humaine ont été utilisées, dont 16 t de substances à la toxicité aiguë.

La composition détaillée des additifs chimiques est souvent confidentielle et n'est donc pas publiée. L'une de ces substances est le chlorure de tétraméthylammonium, qui est toxique et nuisible dans l'eau potable même en petites quantités. Selon [Bode 2011], des substances toxiques telles que le 2-butoxy-éthanol, le 5-chloro-2-méthyl-4-isothiazol-3-un et le 2-méthylisothiazol-3(2H)-un ont été utilisés comme additifs chimiques pour la fracturation hydraulique en Basse-Saxe, Allemagne.

Tableau 3: Sélection de substances utilisées comme additifs chimiques dans les fluides de fracturation en Basse-Saxe, Allemagne

N° CAS	Substance	Formule	Effets sur la santé	Classification SGH
111-76-2	2-butoxy-éthanol	C ₆ H ₁₄ O ₂	toxique	GHS07 
26172-55-4	5-chloro-2-méthyl-2H-isothiazole-3-un	C ₄ H ₄ ClNOS	toxique	SGH05  SGH08  SGH09 
2682-20-4	2-méthylisothiazol-3(2H)-un	C ₄ H ₅ NOS	toxique	SGH05  SGH08  SGH09 
9016-45-9	Éthoxylate de nonylphénol	C _m H _{2m+1} - C ₆ H ₄ OH(CH ₃ CH ₂ O) _n	toxique	SGH05  SGH07  SGH09 
75-57-0	chlorure de tétraméthylammonium	C ₄ H ₁₂ ClN	toxique	SGH06  SGH07 

Source: SGH: Système général harmonisé (SGH)

La fracturation hydraulique peut également avoir un impact sur la mobilité des substances présentes naturellement sous la surface, comme le mercure, le plomb et l'arsenic. Si les fractures s'étendent au-delà de la formation ciblée ou si le gainage ou le cimentage entourant le puits ne résistent pas à la pression exercée par la fracturation hydraulique, ces substances peuvent se frayer un chemin jusqu'à une source souterraine d'eau potable. D'autres substances toxiques peuvent se former sous l'effet de réactions biogéochimiques complexes avec les additifs chimiques utilisés dans le fluide de fracturation [EPA 2011].

Les substances toxiques présentes naturellement dans le sol peuvent également apparaître dans les liquides de refoulement. Connaissance de l'efficacité des procédés actuels de traitement pour supprimer efficacement certains composants du liquide refoulé et de l'eau produite [EPA 2011].

2.6.3 Incidences sur la santé humaine

Les effets possibles sur la santé sont principalement causés par les émissions dans l'air ou dans l'eau. Il s'agit principalement de maux de tête et d'effets à long terme provoqués par des composés organiques volatils. La contamination des eaux souterraines peut être dangereuse lorsque les habitants entrent en contact avec de l'eau contaminée. De jeunes enfants lavés fréquemment avec de l'eau contaminée, par exemple, pourraient souffrir d'allergies et de problèmes de santé. Les fosses d'eaux usées et les fluides de refoulement peuvent également poser problème en cas de contact avec la peau.

Expériences en Amérique du Nord

Au-delà des effets potentiels, les effets réels sur la santé et leur lien direct avec la fracturation hydraulique sont rarement documentés. Les problèmes les plus fréquemment cités sont généralement des maux de tête.

Aux alentours de Dish, au Texas (États-Unis), des cas de maladies et de décès de jeunes chevaux ont été répertoriés (voir chapitre 2.3) [Wolf 2009].

Nous décrivons ci-dessous deux cas extrême relativement bien documentés, bien qu'il soit impossible de prouver un lien avec les activités d'extraction du gaz. Le premier cas est décrit dans un témoignage écrit présenté à la commission de contrôle et de réforme gouvernementale de la Chambre des représentants (House Committee on Oversight and Government Reform), aux États-Unis:

«Une femme [Laura Amos] de Silt, comté de Garfield, Colorado, m'a appelé pour me dire qu'elle avait développé une tumeur surrénale et qu'il avait fallu extraire la tumeur ainsi que sa glande surrénale. Les tumeurs surrénales sont l'un des effets du 2-BE [2-butoxy éthanol]. Elle m'a dit qu'elle vivait à 900 pieds (270 m) d'une plate-forme de forage de gaz active avec des activités de fracturation fréquentes. Lors de l'une de ces fracturations, le puits de sa maison a débordé brutalement. Elle a également commencé à décrire les problèmes de santé d'autres personnes vivant à proximité» [Colborn 2007].

et:

«Au milieu du mois d'août [2008], le débat s'est intensifié au Colorado suite à la nouvelle que Cathy Behr, une infirmière du service des urgences de Durango, Colorado, avait failli mourir après avoir traité un prospecteur éclaboussé lors d'un déversement de fluide de fracturation sur un site de forage de gaz naturel de BP. Behr avait déshabillé cet homme et mis ses vêtements dans des sacs en plastique... Quelques jours plus tard, elle était dans un état critique et souffrait d'une défaillance multiviscérale.» [Lustgarten 2008]

2.7 Bénéfices écologiques possibles à long terme

À l'exception d'une réduction possible des émissions de gaz à effet de serre, l'extraction de gaz de schiste ne présente aucun avantage écologique potentiel à long terme. Une diminution des émissions de gaz à effet de serre serait possible si les combustibles fossiles les plus polluants, notamment le charbon et le pétrole, étaient remplacés par le gaz de schistes, et si l'extraction de gaz de schistes entraînait des émissions de gaz à effet de serre inférieures à celles du charbon et du pétrole sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement et d'utilisation de ce combustible. Les résultats décrits au chapitre 3 indiquent que ce ne sera probablement pas le cas, ou alors dans une faible mesure seulement. Les résultats présentés au chapitre 5 montrent que le gaz de schistes ne peut apporter qu'une contribution modeste, voire marginale, à l'approvisionnement de l'Europe en énergie.

Les impacts décrits aux chapitres précédents démontrent que l'extraction de gaz de schiste entraîne plusieurs risques graves pour l'environnement. On ne peut donc pas prétendre qu'on aurait une diminution des risques par rapport aux activités conventionnelles d'extraction de pétrole et de gaz, y compris des risques de vastes pollutions accidentelles comme la catastrophe récente dans le Golfe du Mexique. Il convient de souligner ici que les types de risques, leurs probabilités et leurs incidences potentielles sont différents sur le plan quantitatif et qualitatif. Une évaluation détaillée de ceux-ci sortirait du cadre de la présente analyse.

2.8 Discussion des risques dans les débats publics

Dans les débats publics consacrés à la fracturation hydraulique, différents arguments sont avancés en vue d'affaiblir l'évaluation des incidences environnementales décrites ci-dessus. Il s'agit notamment des arguments suivants:

- *Les infractions et les incidents constatés sont dus à de mauvaises pratiques au sein des sociétés concernées, qui sont principalement de petites entreprises qui n'ont pas d'activités en Europe.* On peut considérer que cet argument politique souligne l'importance d'un contrôle indépendant des risques et des impacts possibles des activités de fracturation hydraulique.
- *La contamination des eaux souterraines par le méthane est due aux niveaux naturels de méthane provoqués par la décomposition du méthane biogénique dans le sous-sol.* L'analyse scientifique de la composition des isotopes et l'analyse statistique des corrélations entre l'augmentation des concentrations en méthane et l'augmentation des activités de fracturation démontrent sans équivoque que la contamination au méthane des eaux souterraines est provoquée par le méthane fossile provenant de formations géologiques.
- *Il n'est pas clairement prouvé que la contamination des eaux souterraines soit liée aux activités de fracturation hydraulique.* Il est évidemment très difficile de prouver un lien direct entre des contaminations et des activités bien précises. Ces preuves ont pourtant été trouvées dans certains cas, et il existe souvent des preuves indirectes établissant la corrélation.
- *Moyennant l'utilisation d'une technologie de pointe et d'un personnel formé, les accidents et problèmes rencontrés dans le cadre des activités aux États-Unis peuvent être évités en Europe, et ils le seront.* L'un des grands objectifs de cette analyse est d'évaluer les incidences et les risques potentiels afin de permettre à l'Europe de les éviter. Il convient toutefois de noter que les conditions à respecter entraîneront certains coûts qui freineront les développements, ce qui peut éliminer l'attrait économique de l'extraction de gaz de schistes et réduire sa contribution énergétique à un niveau marginal.
- *Les risques résiduels (mineurs) doivent être évalués au regard des avantages économiques du développement des gisements européens de gaz naturel.* Les aspects économiques de l'extraction de gaz de schiste sortent du cadre de la présente analyse. Il convient cependant de souligner que la fracturation hydraulique est nettement plus coûteuse que les méthodes d'extraction conventionnelles. L'intérêt économique du développement du gaz de schiste en Europe n'est pas encore démontré. Avant d'accorder tout permis d'extraction, il convient de procéder, pour chaque puits, à une analyse des coûts et bénéfices tenant compte de tous les aspects pertinents dans une ACV.

2.9 Consommation des ressources

Expériences en Amérique du Nord

Le tableau 4 présente une synthèse des matériaux et des mouvements de camions nécessaires aux activités d'exploitation du gaz naturel.

Tableau 4: Estimation des quantités de matériaux et des mouvements de camions nécessaires aux activités d'exploitation du gaz naturel [NYCDEP 2009]

	Matériaux/déchets	Quantité ⁽¹⁾	Mouvements de camions correspondants
Plate-forme monopuits avec une longueur totale de puits située entre 1 500 et 4 000 m, répartie en une descente de 900 à 2 100 m et un parcours latéral de 600 à 1 800 m, avec une gaine de production de 15 cm de diamètre et un trou de forage de 20 cm de diamètre. Le parcours latéral est protégé par une enveloppe mais non scellé.			
Accès au site et construction de la plateforme de forage	Végétation abattue et terres de terrassement	Entre 0,8 et 2,0 ha par site, plus voies d'accès selon les besoins	20 à 40
Mise en place de l'appareil de forage	Équipement		40
Produits chimiques de forage	Différentes substances chimiques		
Eau de forage	Eau	40 à 400 m ³	5 à 50
Gainage	Conduite	2 100 à 4 600 m (60 à 130 t) de gaine	25 à 50
	Ciment (coulis)	14 à 28 m ³	5 à 10
Déchets de forage	Roche, terre, matériaux issus de la formation	71 à 156 m ³	Selon le traitement des déchets
Eaux usées du forage	Déchets de champ de forage	40 à 400 m ³	5 à 50
Installation de stimulation	Équipement		40
Perforation de la gaine	Explosifs	~25 g par charge, aucune estimation du nombre de charges par parcours latéral	
Fluide de fracturation - eau	Eau	11 355 à 34 065 m ³	350 à 1 000
Fluide de fracturation – substances chimiques	Différentes substances chimiques	Entre 114 et 681 m ³ , en supposant que les produits chimiques constituent entre 1 et 2 % du volume du fluide de fracturation	5 à 20
Eaux usées du fluide de fracturation	Fluides de fracturation usés	11 355 à 34 065 m ³	350 à 1 000
Achèvement de la plateforme de forage	Équipement		10
Collecte du gaz	Eau produite	57 m ³ par puits et par an en moyenne	2 à 3
Estimation du nombre total de mouvements de camions par puits			800 à plus de 2 000

(1) Unités américaines converties en unités métriques

Transférabilité aux conditions européennes

Les informations disponibles à ce jour permettent de conclure que la consommation de ressources, les besoins en énergie et les émissions de gaz à effet de serre qui en découlent (voir chapitre 3) sont plus élevés pour le développement des gisements de gaz de schistes que pour le développement des gisements conventionnels de gaz naturel. La production de gaz naturel par puits présente des variations considérables, certains puits produisant plus de dix fois plus que d'autres. Les consommations spécifiques de ressources et d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre qui en résultent varient donc par un facteur de plus de dix pour chaque m³ de gaz naturel extrait. Il convient donc d'évaluer séparément chaque formation de gaz de schistes pour obtenir des données pertinentes et fiables.

3 BILAN DES GAZ À EFFET DE SERRE

CONSTATATIONS PRINCIPALES

- Les émissions fugitives de méthane ont un impact considérable sur le bilan des gaz à effet de serre.
- Selon les évaluations existantes, la production et le traitement du gaz naturel non conventionnel engendrent entre 18 et 23 g d'équivalent CO₂ par MJ sous la forme d'émissions indirectes de gaz à effet de serre.
- Les émissions possibles provoquées par l'infiltration de méthane dans les nappes aquifères n'ont pas encore été évaluées.
- Les émissions propres à chaque projet pourraient cependant varier par un facteur de dix en fonction de la production totale de méthane du puits.
- Selon la combinaison de plusieurs facteurs, les émissions de gaz à effet de serre du gaz de schistes par rapport à son apport énergétique peuvent être relativement faibles, comme celles du gaz naturel conventionnel transporté sur de longues distances, ou nettement plus importantes, comme celles de l'antracite sur l'ensemble de son cycle de vie (de l'extraction à la combustion).

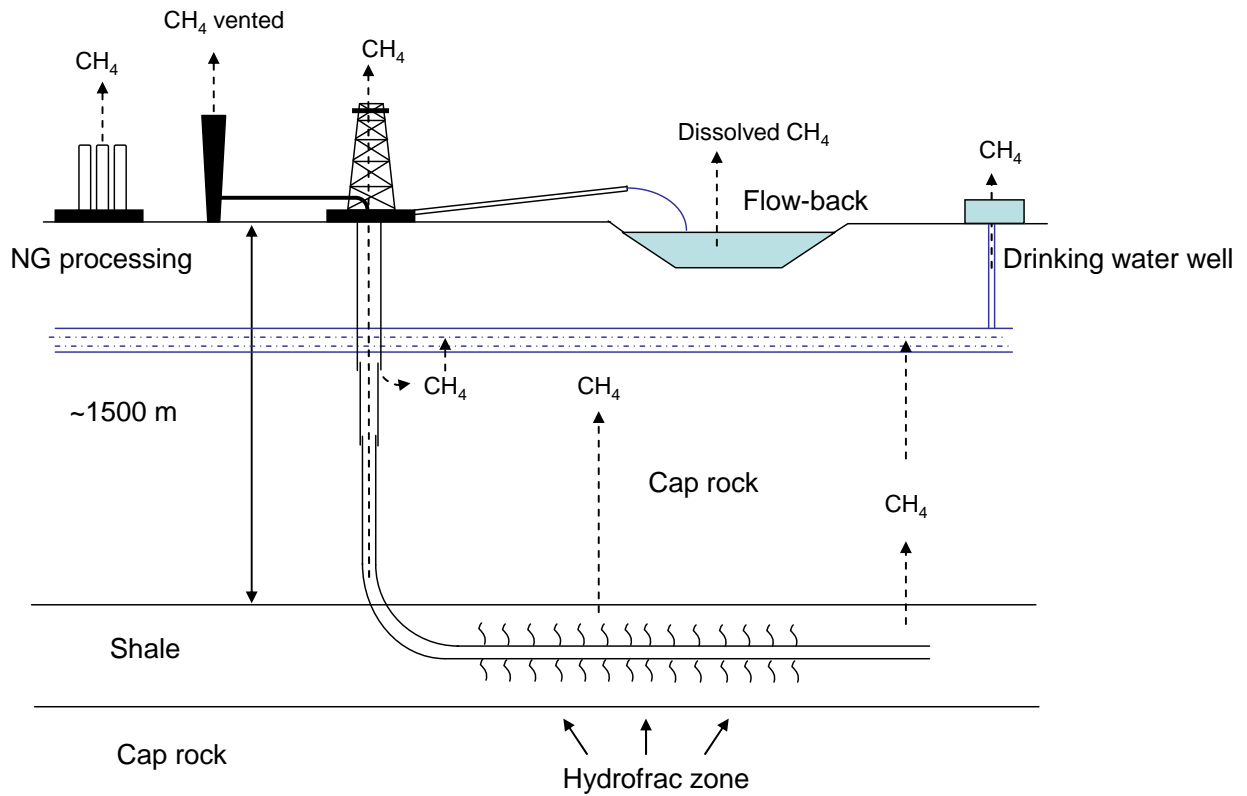
3.1 Gaz de schistes et gaz en formations étanches

3.1.1 Expériences en Amérique du Nord

Les processus de combustion dans les turbines à gaz, les moteurs diesel et les chaudières nécessaires à l'exploration, à l'extraction et au traitement du gaz de schistes provoquent des émissions de CO₂. Selon la teneur en CO₂ du gaz naturel extrait, la phase de traitement du gaz naturel peut également provoquer des émissions de CO₂ sans combustion. La teneur en CO₂ du gaz extrait peut atteindre 30 % [Goodman *et al.* 2008], ce qui entraînerait des émissions spécifiques d'environ 24 g de CO₂ par MJ de gaz extrait.

Ces activités libèrent également du méthane, dont le potentiel de réchauffement climatique est de 25 g d'équivalent CO₂ par g de CH₄ (selon le GIEC et sur la base d'un horizon temporel de 100 ans). En phase d'exploration et de développement, des émissions de méthane se produisent pendant le forage (évacuation du méthane «de surface»), lors du refoulement des fluides après la fracturation hydraulique et lors de la sortie du bouchon après la fracturation hydraulique. En phase d'extraction et de traitement, du méthane s'échappe des vannes et des compresseurs, pendant le déchargement des liquides (déchargement des hydrocarbures liquides séparés) et pendant le traitement du gaz naturel. Les forages endommagés peuvent également émettre du méthane. Aux États-Unis, on estime qu'entre 15 et 25 % des puits ne sont pas étanches.

Figure 4: Émissions de CH₄ lors de l'exploration, de l'extraction et du traitement du gaz de schiste



Source: source propre sur la base de [SUMI 2008]

Traduction figure	
CH ₄	CH ₄
CH ₄ vented	CH ₄ rejeté dans l'atmosphère
Dissolved CH ₄	CH ₄ dissous
Flow-back	Refolement
NG processing	Traitement du GN
Drinking water well	Puits d'eau potable
Cap rock	Enveloppe rocheuse
Shale	Schiste
Hydrofrac zone	Zone de fracturation hydraulique

L'exploration et le développement du gaz de schistes (forage initial et achèvement), procédure de refolement comprise, contribuent largement aux émissions totales de méthane. Le tableau 5 montre les émissions de méthane provoquées par la procédure de refolement de quatre puits non conventionnels.

Tableau 5: Émissions de méthane par les fluides de refoulement de quatre puits de gaz non conventionnels

Bassin	Émissions lors du refoulement [$10^3 \text{ m}^3 \text{ CH}_4$]	Production du puits sur toute sa durée de vie [10^6 m^3]	Pourcentage des émissions de refoulement par rapport à la production totale	Émissions de refoulement en g d'éq. CO_2/MJ (1)
Haynesville (schiste de Louisiane)	6 800	210 (75)	3,2 %	20,1
Barnett (schistes du Texas)	370	35	1,1 %	6,6
Piceance (Colorado, sables en formations étanches)	710	55	1,3 %	7,9
Uinta (Utah, sables en formations étanches)	255	40	0,6 %	3,8

(1) 25 g d'équivalent CO_2 par g de CH_4 selon le GIEC et sur la base d'un horizon temporel de 100 ans.

Source: [Cook *et al.* 2010], [Howarth *et al.* 2011]

Pour les quatre puits non conventionnels du tableau 5, les émissions moyennes de méthane issues des fluides de refoulement représentent environ 1,6 % du gaz naturel extrait. L'extraction du bouchon, qui est effectuée après la fracturation hydraulique, entraîne également des émissions de méthane correspondant à environ 0,3 % du gaz naturel extrait, ce qui revient à des émissions de méthane totales d'1,9 % pour l'exploration et le développement. Le méthane peut être en partie capturé et brûlé sur place afin de réduire les émissions de méthane. En général, il est possible de capturer et de brûler environ 50 % du méthane émis. Par ailleurs, [Howarth *et al.* 2011] partent de l'hypothèse d'une teneur en méthane de 78,8 % du gaz naturel extrait pour la conversion des pertes de méthane par volume en pertes de volume par unité d'énergie.

On notera que les émissions spécifiques de gaz à effet de serre provenant de la combustion de forage dépendent dans une large mesure de la quantité de gaz naturel qui peut être extraite. La quantité de CO_2 brûlée pendant le forage dépend de la profondeur de forage. Plus le volume de production de gaz naturel est faible, plus les émissions de gaz à effet de serre par MJ de gaz naturel extrait sont élevées. Pour les schistes de Haynesville, en Louisiane, la production totale par puits sur l'ensemble de la durée de vie indiquée par [Howarth *et al.* 2011] est étonnamment élevée (210 millions de m^3 contre 35 à 55 millions de m^3 pour les autres schistes et gisements de gaz en formation étanche). Selon [Cook *et al.* 2010], la production totale moyenne par puits sur la formation de Haynesville serait d'environ 75 millions de m^3 , et non de 210 millions de m^3 comme l'indiquent [Howarth *et al.* 2011]. Si le chiffre de 75 millions de m^3 est réaliste et que les émissions de méthane provenant du refoulement sont constantes, les émissions spécifiques de méthane sont de 9 % au lieu des 3,2 % indiqués au tableau 5. Les émissions de gaz à effet de serre en

provenance du refoulement sur la formation de Haynesville passeraient alors d'environ 20 g/MJ à environ 57 g/MJ de gaz naturel extrait.

Le tableau 6 montre les émissions de gaz à effet de serre provoquées par l'exploration, l'extraction et le traitement du gaz de schiste et du gaz en formations étanches aux États-Unis⁶. Les émissions de méthane provoquées par le refoulement (comprises dans les émissions de méthane issues de l'«achèvement») se basent sur la moyenne des puits repris au tableau 5.

Tableau 6: Émissions provoquées par l'exploration, l'extraction et le traitement du gaz de schiste par rapport au PCI du gaz produit

	CO ₂ [g/MJ]	CH ₄ [g/MJ]	N ₂ O [g/MJ]	g d'éq. CO ₂ /MJ (1)
Préparation du site:				
Perturbations	0,018	-	-	0,018
Défrichage	0,018	<0,01	<0,01	0,018
Consommation de ressources	0,550	<0,01	-	0,550
Exploration et développement:				
Combustion de forage (puits et fracturation)	0,660 (0,878)	<0,01	<0,01	0,827 (1,045)
Combustion de forage (mobile)	0,293 (0,493)	<0,01	<0,01	0,460 (0,660)
Achèvement (50 % brûlé, 50 % évacué dans l'atmosphère)	0,733 (1,145)	0,254 (0,417)	-	7,077 (11,578)
Production de gaz:				
Combustion	2,089	-	-	2,089
Réservoir de saumure	-	<0,01	-	
Émissions fugitives diverses	-	0,147	-	3,673
Traitement:				
Combustion	1,905	<0,01	-	2,239
Émissions fugitives	0,330	0,027	-	0,998
Total	6,60 (7,43)	0,454 (0,618)	0,00	17,9 (22,9)

(1) 25 g d'équivalent CO₂ par g de CH₄ selon le GIEC et sur la base d'un horizon temporel de 100 ans. Valeurs entre parenthèses: calculées sur la base d'un rendement moindre à Haynesville selon Cook *et al.* 2010. Srce: [Cook *et al.* 2010], [Howarth *et al.* 2011]

⁶ Valeur convertie de g C pour le CO₂ et le CH₄ (unité utilisée dans le document source) en g CO₂ et CH₄

Si l'on applique le rendement indiqué par [Cook *et al.* 2010] pour les schistes de Haynesville en Louisiane, et si les émissions de méthane provoquées par le refoulement restent constantes, les émissions globales de gaz à effet de serre provoquées par l'exploration, l'extraction et le traitement pour les quatre puits de gaz non conventionnel passent de 17,9 g/MJ à 22,9 g/MJ.

Le méthane peut également s'infiltrer dans les eaux souterraines. Dans les nappes phréatiques surplombant les formations schisteuses de Marcellus et d'Utica, dans le Nord-est de la Pennsylvanie et le Nord de l'État de New York, certains signes indiquent une contamination de l'eau potable provoquée par les activités de fracturation [Osborn *et al.* 2011]. Ce méthane peut également être libéré dans l'atmosphère lors de l'utilisation de cette eau, entraînant ainsi des émissions de GES supplémentaires. Ces émissions, tout comme les émissions provoquées par la libération dans l'atmosphère pendant le forage, ne sont pas reprises au tableau 6.

Dans l'Ohio, aux États-Unis, du gaz naturel a pénétré dans des habitations via des puits d'eau. Dans le village de Bainbridge, dans le comté de Geauga, une maison a explosé. Les deux personnes présentes dans la maison au moment de l'explosion n'ont pas été blessées, mais la maison a subi des dégâts importants [ODNR 2008]. On peut donc conclure que des quantités importantes de méthane peuvent ainsi passer dans les nappes phréatiques, et ensuite dans l'atmosphère.

Si la teneur en CO₂ du gaz naturel extrait est supérieure aux hypothèses du tableau 6, les émissions de CO₂ en phase de traitement du gaz naturel seront plus élevées également (jusqu'à 23,5 g/MJ au lieu de 0,33 g/MJ pour une teneur en CO₂ de 30 %). Comme la teneur en méthane serait de 70 % au lieu des 78,8 % indiqués dans [Howarth *et al.* 2011], toutes les autres valeurs augmenteraient pour arriver à une valeur d'environ 43,3 g/MJ au lieu de 17,9 g/MJ.

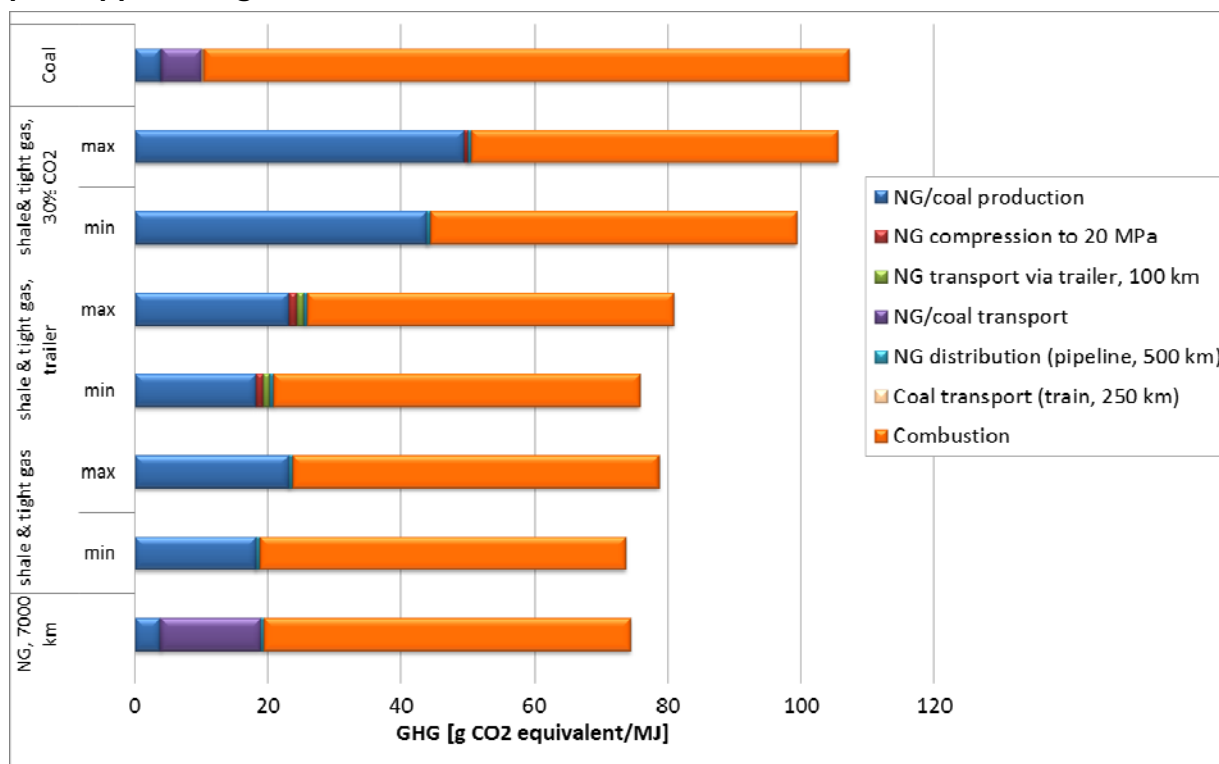
Un autre aspect à prendre en considération est le transport du gaz naturel depuis le puits jusqu'au réseau de distribution du gaz naturel. Pour les puits avec une production de gaz naturel relativement faible, le gaz naturel est transporté sous pression par camions au moyen d'un camion-remorque à citerne GNC.

3.1.2 Transférabilité aux conditions européennes

Il existe quelques projets d'exploitation de gaz naturel non conventionnel dans l'UE. La fracturation est utilisée non seulement pour le gaz de schistes, mais aussi pour le méthane des gisements houillers et pour le gaz en formations étanches. ExxonMobil, par exemple, prévoit de produire du méthane de gisements houillers en Rhénanie du Nord-Westphalie, en Allemagne.

La figure 5 illustre les émissions de gaz à effet de serre provoquées par le développement, l'extraction, la distribution et la combustion du gaz de schistes et du gaz en formations étanches estimées ci-dessus. Selon les hypothèses choisies, les valeurs inférieures des émissions totales de GES pour le gaz de schistes et le gaz en formations étanches sont similaires à celles du gaz naturel conventionnel transporté sur de longues distances. Les valeurs supérieures sont plus proches de celles associées à l'antracite.

Figure 5: Émissions de gaz à effet de serre provoquées par l'extraction, la distribution et la combustion du gaz de schistes et du gaz en formations étanches par rapport au gaz naturel conventionnel et au charbon



Source: source propre

Traduction figure	
NG, 7 000 km	GN, 7 000 km
shale & tight gas	gaz de schistes et gaz en formations étanches
shale & tight gas, trailer	gaz de schistes et gaz en formations étanches, camion-remorque
shale & tight gas, 30 % CO ₂	gaz de schistes et gaz en formations étanches, 30 % CO ₂
Coal	Charbon
NG / coal production	Production du GN/charbon
NG compression to 20 MPa	Compression du GN à 20 MPa
NG transport via trailer, 100 km	Transport du GN par camion-remorque, 100 km
NG/coal transport	Transport du GN/charbon
NG Distribution (pipeline, 500 km)	Distribution du GN (gazoduc, 500 km)
Coal transport (train, 250 km)	Transport du charbon (train, 250 km)
Combustion	Combustion
GHG [g CO ₂ equivalent/MJ]	GES[g d'équivalent CO ₂ /MJ]

Si les pertes de méthane dans les eaux souterraines étaient évitées et si l'on partait de l'hypothèse que le gaz de schiste est brûlé dans une centrale électrique utilisant une turbine à gaz à cycle combiné (TGCC) présentant un rendement de 57,5 %, les émissions totales de GES liées à l'approvisionnement en gaz naturel et à son utilisation seraient de 460 g par kWh d'électricité (production de gaz de schiste: 113,5 g/kWh d'électricité; distribution du GN: 3,6 g/kWh d'électricité; combustion: 344,3 g/kWh d'électricité) en se basant sur des émissions de GES similaires à celles supposées aux États-Unis pour la production de gaz de schiste.

Si la teneur en CO₂ du gaz extrait de 30 % et si les émissions spécifiques de méthane provoquées par le refoulement étaient plus élevées en raison d'un rendement plus faible en gaz naturel, les émissions de GES augmenteraient pour atteindre environ 660 g/kWh d'électricité. À titre de comparaison, la production d'électricité à base de gaz naturel transporté par gazoduc sur de longues distances (7000 km) produirait environ 470 g par kWh d'électricité. Le charbon produit en Australie et brûlé dans une centrale électrique utilisant une nouvelle turbine à vapeur (TV) alimentée en charbon avec un rendement de 46 % émet environ 850 g par kW d'électricité.

Tableau 7: GES émis par la production d'électricité par des TGCC alimentées au gaz naturel en provenance de différentes sources par rapport à la production d'électricité à partir de charbon, en g d'équivalent CO₂ par kWh d'électricité

	TGCC (gaz de schistes et gaz en formations étanches)		TGCC (gaz de schistes et gaz en formations étanches, camion-remorque)		TGCC (gaz de schistes et gaz en formations étanches, 30 % de CO ₂)		(GN, 7000 km)	TV au charbon
Production du GN/charbon	113,5	144,6 ⁽¹⁾	113,5	144,6 ⁽¹⁾	274,1	309,1 ⁽¹⁾	24,1	31,1
Compression du GN à 20 MPa	-	-	7,2	7,7	-	3,6	-	-
Transport du GN par camion-remorque, 100 km	-	-	6,2	6,2	-	-	-	-
Transport du GN/charbon	-	-	-	-	-	-	94,0	47,7
Distribution du GN (gazoduc, 500 km)	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	-
Transport du charbon (train, 250 km)	-	-	-	-	-	-	-	2,3
Combustion	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	772,8
Total	461	493	475	506	622	661	466	854

⁽¹⁾ La valeur supérieure représente les émissions spécifiques de méthane plus importantes en raison de la production de gaz naturel inférieure aux indications de [Howarth *et al.* 2011]

Les émissions considérables de GES liées à la production/la distribution et l'utilisation de gaz de schiste aux États-Unis indiquées dans [Horwarth *et al.* 2011] et [Osborn *et al.* 2011] (presque aussi élevées que pour le charbon) s'expliquent par les émissions extrêmement élevées de méthane liées au transport, au stockage et à la distribution du gaz naturel aux États-Unis (entre 1,4 et 3,6 %, ce qui ajoute entre 7,0 et 18,0 g d'équivalent CO₂ par MJ aux 17,9 g par MJ du tableau 6). L'importance de ces émissions est due principalement à la mauvaise qualité du matériel utilisé aux États-Unis. D'autre part, les fuites de méthane dans les eaux souterraines et les émissions de méthane qui s'échappent directement dans l'atmosphère pendant le forage peuvent entraîner des émissions de GES nettement supérieures à celles décrites ci-dessus.

Dans le cas du gaz naturel conventionnel, les pertes de méthane dans l'Union européenne sont généralement inférieures à celles observées aux États-Unis, grâce à la meilleure qualité de l'équipement (étanchéité des gazoducs, des vannes, etc.). En ce qui concerne les procédés propres au gaz non conventionnel, on ignore si et dans quelle mesure les émissions de GES dans l'Union européenne sont inférieures à celles constatées aux États-Unis. Le processus de fracturation présente un risque de libération de méthane dans l'eau potable, et donc, ultérieurement, dans l'atmosphère (comme cela s'est produit aux États-Unis).

Selon les déclarations des experts, le contrôle du cimentage du puits est obligatoire en Allemagne, ce qui réduit le risque de pertes de méthane et de contamination des eaux souterraines par les substances toxiques. Par ailleurs, les projets en Rhénanie du Nord-Westphalie, en Allemagne, prévoient des systèmes clos au lieu de bassins ouverts pour recueillir les fluides de refoulement. Par conséquent, la variante «50 % brûlés en flamme ouverte, 50 % libérés dans l'atmosphère» de [Horwarth *et al.* 2011] sélectionnée pour les émissions de GES indiquées au tableau 6 pourrait être réaliste pour l'Europe.

3.1.3 Questions en suspens

On notera qu'en l'absence de données fiables, il existe une grande incertitude concernant les émissions générées par la production de gaz de schiste et de gaz en formations étanches. Tous les puits sont différents, et les meilleurs puits (qui sont à l'origine de la plupart des données) sont développés les premiers. De ce fait, les données publiées tendent à surestimer le volume moyen de méthane valorisable d'un puits.

L'évaluation de la quantité de méthane provenant du processus de fracturation qui s'infiltré dans les eaux souterraines, et donc ultérieurement dans l'atmosphère, reste également en suspens.

3.2 Pétrole en formations étanches

La différence entre la production de pétrole conventionnel et la production de pétrole en formations étanches n'est pas toujours bien définie, et la transition du pétrole conventionnel au pétrole en formations étanches est progressive. Il existe par exemple des gisements de pétrole brut conventionnel sur lesquels une fracturation hydraulique est pratiquée pour augmenter la quantité de pétrole récupérée. Comme la production de pétrole en formations étanches utilise la fracturation hydraulique, des émissions de méthane provoquées par le refoulement peuvent se produire comme dans le cas du gaz de schistes et du gaz en formations étanches. Il n'existe pas de données publiquement accessibles concernant les émissions de méthane dans la production de pétrole en formations étanches.

3.2.1 Expériences en Europe

Il ne faut pas confondre la production de pétrole en formations étanches et la production de pétrole de schistes bitumineux. En Estonie, les schistes bitumineux sont exploités depuis 1921 (dans des mines à ciel ouvert ou souterraines). Le pétrole de schistes bitumineux est extrait par un procédé d'«autoclavage», qui est en fait un procédé de pyrolyse produisant du pétrole (de schistes bitumineux) et du gaz de schiste. Le pétrole en formations étanches, par contre, est produit par forage et par fracturation hydraulique.

En France, dans le bassin parisien, 5 millions de barils ont été extraits de 2 000 puits, soit 2 500 barils de pétrole par puits [Anderson 2011]. Il s'agit d'extraction conventionnelle de pétrole, sans recours à la fracturation hydraulique. Sur la base du PCI du pétrole brut extrait, 2 500 barils de pétrole par puits sur toute leur durée de vie contiennent environ autant d'énergie que 0,5 million de Nm³ de gaz naturel.

Si le bassin parisien était considéré comme un exemple typique d'extraction de pétrole en formations étanches, la quantité d'énergie qu'il est possible d'extraire par puits serait nettement inférieure à celle du gaz de schistes (0,4 million de Nm³ au lieu des 35 millions de Nm³ par puits dans le cas des schistes de Barnett au Texas). Si ces puits étaient typiques pour le pétrole en formations étanches, les émissions de GES totales provoquées par le forage et la fracturation hydraulique seraient supérieures à celles de l'extraction conventionnelle de pétrole et à celles générées par la production de gaz de schistes et de gaz en formations étanches.

4 CADRE RÉGLEMENTAIRE EUROPÉEN

CONSTATATIONS PRINCIPALES

- Il n'existe pas de directive (cadre) européenne régissant les activités minières.
- Il n'existe pas encore d'analyse complète et détaillée publiquement accessible du cadre réglementaire européen relatif à l'extraction de gaz de schiste et de pétrole en formations étanches.
- Le cadre réglementaire européen actuel en matière de fracturation hydraulique présente différentes lacunes. Sa principale faiblesse est que le seuil fixé pour la réalisation d'évaluations des incidences sur l'environnement dans le cadre des activités de fracturation hydraulique pour l'extraction de gaz naturel ou de pétrole en formations étanches est nettement trop élevé pour les activités industrielles potentielles dans ce domaine. Il convient donc de l'abaisser de façon significative. Parallèlement, il convient de réévaluer le champ d'application de la directive-cadre sur l'eau.
- Il faut effectuer une analyse détaillée et complète des obligations de déclaration concernant les produits dangereux utilisés dans la fracturation hydraulique.
- Dans le cadre d'une analyse du cycle de vie (ACV), une analyse coûts/bénéfices minutieuse permettrait probablement d'évaluer l'ensemble des bénéfices pour chaque État membre et ses citoyens.

L'objectif de ce chapitre est de présenter une vue d'ensemble du cadre réglementaire actuel européen concernant:

- l'extraction de gaz de schistes, de gaz de schistes en formations étanches et de pétrole en formations étanches, et
- la question de savoir s'il existe des dispositions adéquates pour se garder des risques potentiels pour l'environnement et la santé humaine résultant de ces activités.

Le sous-chapitre 4.1 présente les quatre directives européennes consacrées spécifiquement aux activités minières. Le sous-chapitre suivant, 4.2, donne tout d'abord une vue d'ensemble de 10 autres directives que la littérature scientifique actuelle juge pertinentes pour les activités minières. La deuxième partie de ce sous-chapitre (4.2.2) se focalise sur la quarantaine de directives concernant les risques propres au gaz de schistes et au pétrole en formations étanches. Enfin, neuf lacunes importantes de la législation européenne actuelle sont identifiées. Ces lacunes concernent des risques potentiels spécifiques pour l'environnement, l'eau et la santé humaine associés à la fracturation hydraulique. Certaines reflètent les difficultés rencontrées aux États-Unis, d'autres sont actuellement l'objet de discussions dans les États membres de l'UE.

4.1 Directives spécifiques concernant les industries extractives

L'objectif d'une législation minière est de créer un cadre juridique propice à la réussite de l'industrie, à la sécurité de l'approvisionnement énergétique et à la protection de la santé, de la sécurité et de l'environnement.

L'UE ne possède pas de cadre législatif global pour le secteur minier [Safak 2006]. À l'heure actuelle, la législation minière reste largement de la responsabilité des États membres.

Dans la plupart des pays, cette législation est le fruit d'une évolution historique et ne reflète pas nécessairement les besoins actuels [Tiess 2011]. La Direction générale «Entreprise et industrie» de la Commission possède un secteur «Industries extractives, métaux et minéraux» dont le site Internet affirme que trois directives seulement ont été élaborées spécifiquement pour l'industrie extractive [CE 2010 MMM]. Le tableau 8 complète ces trois directives par une quatrième conformément à [Kullmann 2006].

Tableau 8: Ensemble des directives européennes élaborées spécifiquement pour les industries extractives

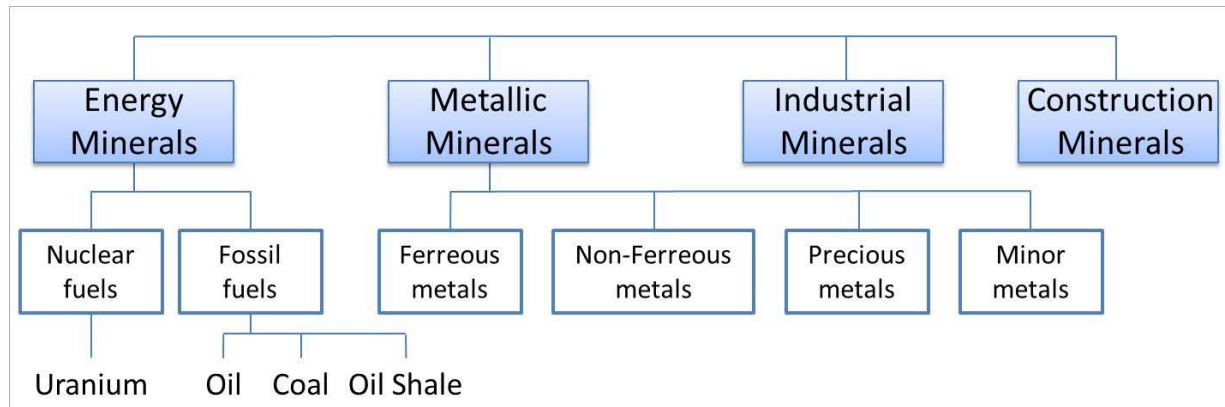
Directive	Directives concernant l'industrie minière
2006/21/CE	Directive sur la gestion des déchets de l'industrie extractive Directive sur les déchets miniers
1992/104/CEE	Directive concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs des industries extractives à ciel ouvert ou souterraines (douzième directive particulière au sens de l'article 16 paragraphe 1 de la directive 89/391/CEE)
1992/91/CEE	Directive concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs des industries extractives par forage (onzième directive particulière au sens de l'article 16 paragraphe 1 de la directive 89/391/CEE)
1994/22/CE	Directive sur les conditions d'octroi et d'exercice des autorisations de prospecter, d'exploiter et d'extraire des hydrocarbures

Source: [CE 2010, Kullmann 2006]

La fracturation hydraulique produit de grandes quantités d'eau contaminée par des substances cancérigènes et biocides, du radon radioactif et d'autres substances chimiques dangereuses (voir le chapitre 2.6). La directive sur les déchets miniers est d'une importance primordiale pour la manipulation en toute sécurité de ce mélange accumulatif. La fracturation hydraulique, comme toutes les activités de forage importantes, nécessite une machinerie lourde commandée par des travailleurs. Les aspects juridiques concernant la sécurité et la protection de la santé des travailleurs dans un environnement minier sont définis dans deux autres directives présentées au tableau 8. La quatrième directive propre à l'industrie minière régit la souveraineté des États membres pour l'octroi de permis d'exploration en matière d'hydrocarbures.

Hormis ces directives, il existe différents actes clarifiant en particulier l'environnement concurrentiel, par exemple l'ouverture des marchés nationaux des nouveaux États membres. C'est le cas par exemple de la déclaration relative à la restructuration du marché du schiste bitumineux en Estonie: 12003T/AFI/DCL/08. Comme la portée de cette étude se limite au cadre juridique concernant les risques potentiels pour l'environnement et la santé humaine, la réglementation des marchés n'est pas abordée en détail.

Figure 6: Structure de l'industrie extractive



Source: [Papoulias 2006]

Traduction figure	
Energy Minerals	Minéraux énergétiques
Metallic Minerals	Minéraux métalliques
Industrial Minerals	Minéraux industriels
Construction Minerals	Minéraux de construction
Nuclear fuels	Combustibles nucléaires
Fossil fuels	Combustibles fossiles
Ferrous metals	Métaux ferreux
Non-ferrous metals	Métaux non ferreux
Precious metals	Métaux précieux
Minor metals	Métaux mineurs
Uranium	Uranium
Oil	Pétrole
Coal	Charbon
Oil shale	Schiste bitumineux

Du point de vue juridique, l'industrie extractive présentée à la figure 6 comprend deux catégories:

- les industries extractives non énergétiques (IENE) exploitant les minéraux métalliques, industriels et de construction, et
- les industries exploitant les minéraux énergétiques (y compris le gaz de schiste et le pétrole en formations étanches).

La législation et les travaux de la Commission européenne se focalisent souvent explicitement sur les IENE, et ne couvrent donc pas l'exploitation du gaz naturel [CE IENE].

4.2 Directives non spécifiques (axées sur l'environnement et la santé humaine)

L'industrie extractive est régie par de nombreuses directives et de nombreux règlements qui ne sont pas consacrés spécifiquement aux activités minières. Le présent sous-paragraphe porte essentiellement sur les actes réglementaires concernant l'environnement et la santé humaine. Au point 4.2.1, une analyse de la littérature permet d'identifier les sept à douze directives les plus importantes et de faire référence à une base de données complète et structurée contenant des centaines d'actes réglementaires européens. Il n'existe actuellement aucune documentation portant précisément sur le cadre législatif couvert par la présente étude. La liste reprise au point 4.2.2 est donc le résultat de recherches menées spécialement pour la présente étude. Environ 40 directives sont identifiées comme pertinentes pour les aspects de sécurité de la fracturation hydraulique.

4.2.1 Risques généraux des activités minières couverts par des directives européennes

Comme indiqué au chapitre 4.1, il n'existe que quatre directives européennes ciblant les exigences spécifiques de l'industrie extractive. Il existe toutefois d'autres textes législatifs, notamment dans les domaines de l'environnement, de la santé et de la sécurité, qui couvrent également les activités minières [Safak 2006]. Le tableau 9 donne une première impression de la multitude de législations génériques dans différents domaines.

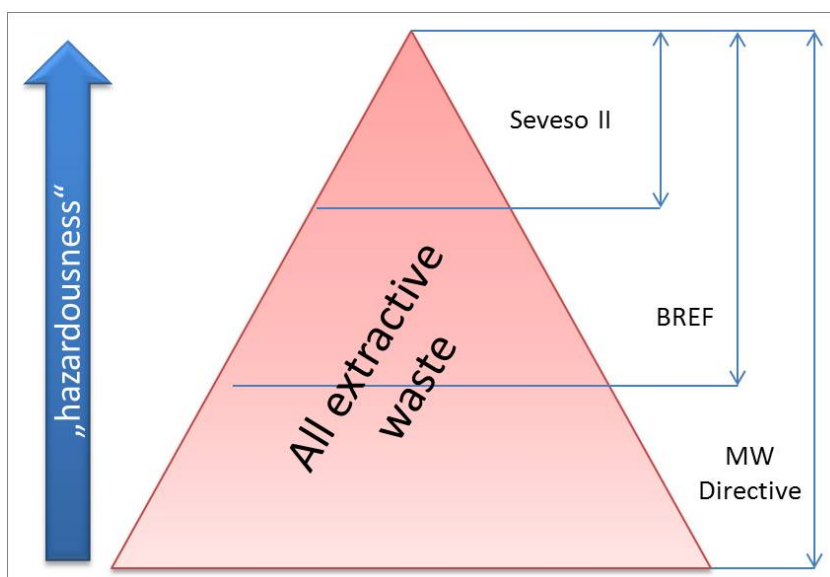
Tableau 9: Principaux textes législatifs pertinents pour les industries extractives

Principaux textes législatifs pertinents pour les industries extractives	
Directive sur les déchets miniers	Natura 2000
Qualité de l'air ambiant	Directive sur les eaux souterraines
Note MTD (BREF)	Directives Habitats et Oiseaux
Seveso II	Stratégie sur l'air ambiant
Directive EIE	Directive-cadre sur l'eau
REACH	Responsabilité environnementale

Un aspect important est que les directives consacrées spécifiquement aux activités minières ne sont pas nécessairement les plus strictes. Suite à des incidents graves dans le passé, il existe notamment une législation plus stricte concernant les substances chimiques dangereuses. Comme le montre la figure 7, la directive sur les déchets miniers a une portée nettement plus large que, par exemple, la directive Seveso II⁷ [Papoulias 2006].

⁷ La directive Seveso II est actuellement en cours de réexamen.

Figure 7: Principales directives européennes concernant les déchets d'activités d'extraction



Source: [Papoulias 2006]

Traduction figure	
hazardousness	dangerosité
All extractive waste	Tous déchets d'extraction
Seveso II	Seveso II
BREF	BREF
MW Directive	Directive DM

La littérature la plus récente indique les nombres d'actes législatifs suivants comme pertinents pour l'industrie minière:

- 7 éléments [CE 2010, Grantham et Schuetz 2010];
- 9 éléments [Weber 2006];
- Jusqu'à 18 éléments [Hejny 2006];
- 12 éléments [Kullmann 2006].

À l'autre extrême, il existe un recueil complet fascinant de toutes les législations environnementales européennes triées par sujet [UWS GmbH]. Ce recueil énumère 36 directives, règlements, recommandations etc. comme parties intégrantes de la législation européenne dans le seul domaine des déchets. Au total, ce recueil comprend probablement des centaines de documents pertinents pour les aspects environnementaux.

Pour évaluer le cadre réglementaire européen actuel en se focalisant sur la fracturation hydraulique, les listes contenant jusqu'à 12 directives ne sont pas exhaustives, tandis que le recueil de centaines de documents réglementaires est trop encyclopédique. Néanmoins, certaines listes ont été élaborées précisément pour donner une vue d'ensemble du cadre réglementaire européen pertinent pour l'exploitation des gaz de schistes. C'est le cas par exemple de [Schuetz 2010], qui énumère les sept directives suivantes:

1. Directive-cadre sur l'eau
2. Directive sur la protection des eaux souterraines
3. REACH
4. Natura 2000

5. EIE
6. Directive-cadre sur les déchets
7. Directive relative au bruit

4.2.2 Risques spécifiques au gaz de schistes et au pétrole en formations étanches couverts par des directives européennes

Un certain nombre de dangers potentiels associés à l'exploitation des gaz de schistes, des gaz en formations étanches et du pétrole en formations étanches sont en principe les mêmes que pour les sources d'énergie conventionnelles. La législation existante couvre donc suffisamment une grande partie des risques. Les gaz non conventionnels s'accompagnent pourtant aussi de risques non conventionnels. Ces risques, qui ne sont peut-être pas suffisamment couverts, sont liés par exemple:

- aux quantités considérables de substances chimiques utilisées pour le procédé de fracturation hydraulique;
- aux différentes substances chimiques utilisées comme additifs dans les fluides de fracturation, parmi lesquelles des produits toxiques, cancérigènes et mutagènes ainsi que des produits nocifs pour l'environnement (par ex. des biocides);
- aux quantités d'eau de refoulement contaminées par des substances radioactives comme le radon et l'uranium ainsi que par d'autres matières présentes dans le sous-sol (par ex. des métaux lourds);
- au nombre important de sites de forage;
- à l'infrastructure, par exemple le réseau de conduites de collecte;
- aux grandes quantités d'eau utilisées pour le fluide de fracturation, et
- aux émissions de méthane potentiellement élevées provoquées par l'achèvement du puits.

Pour plus de détails concernant les risques spécifiques, voir le chapitre 2. La liste qui suit avec les 36 directives européennes les plus pertinentes fournit une base unique pour d'autres recherches détaillées.

Ces directives sont triées par ordre de pertinence au sein de chaque tableau. Toutes ces directives ne sont pas nécessairement appliquées à l'heure actuelle en raison de retards possibles dans leur transposition (correcte) en droit national. Les premières études consacrées aux substances chimiques utilisées pour la fracturation hydraulique aux États-Unis [Waxman 2011] fournissent une bonne base pour étudier le caractère adéquat de la législation européenne en matière de substances chimiques.

Dans le contexte de la fracturation hydraulique, la principale préoccupation concerne généralement les incidences possibles sur la qualité de l'eau. Les points critiques (voir chapitre 2.4.2) sont les suivants:

- Procédé normal de fracturation: substances chimiques restant dans le sous-sol et susceptibles de rejoindre les nappes phréatiques.
- Accidents lors de la fracturation hydraulique: des fissures dans l'équipement installé permettent un accès direct aux eaux souterraines et de surface.
- Selon le nombre de puits, des quantités énormes d'eau douce sont consommées (voir le tableau 2).

Le tableau 10 reprend les six directives les plus pertinentes concernant l'eau qui sont ou devraient probablement être pertinentes pour les activités de fracturation hydraulique. Ces directives devraient être évaluées dans le cadre d'analyses plus détaillées.

Tableau 10: Directives européennes pertinentes concernant l'eau

	Directive	Titre
1.	2000/60/CE	Directive établissant un cadre pour une politique communautaire dans le domaine de l'eau (directive-cadre sur l'eau).
2.	1980/68/CEE	Directive concernant la protection des eaux souterraines contre la pollution causée par certaines substances dangereuses (abrogée par la directive 2000/60/CE avec effet au 22 décembre 2003)
3.	2006/118/CE	Directive concernant la protection des eaux souterraines contre la pollution et la détérioration
4.	1986/280/CEE	Directive du Conseil concernant les valeurs limites et les objectifs de qualité pour les rejets de certaines substances dangereuses relevant de la liste I de l'annexe de la directive 76/464/CEE
5.	2006/11/CE	Directive concernant la pollution causée par certaines substances dangereuses déversées dans le milieu aquatique de la Communauté (version codifiée)
6.	1998/83/CE	Directive concernant la qualité de l'eau destinée à la consommation humaine

Le risque de pollution de l'eau est inexorablement lié au risque de pollution de l'environnement. Ces risques constituent un sous-ensemble des risques environnementaux, que l'on peut répartir *grosso modo* dans les domaines suivants:

- Émissions dans le sol
 - contamination de l'eau potable et des eaux souterraines
 - contamination des sols
- Émissions dans l'air
 - Échappements
 - Bruit
 - Produits chimiques
- Accidents en dehors des sites d'exploitation
 - Transport par la route
 - Mise en décharge des déchets

Cette liste concerne principalement les incidences sur l'environnement dans des conditions normales d'exploitation. Dans tous ces domaines, il existe évidemment un risque d'accident. Le tableau 11 reprend les onze directives les plus pertinentes concernant les incidences dans les conditions normales et en cas d'accident.

Tableau 11: Directives européennes pertinentes pour la protection de l'environnement

	Directive	Titre
7.	2010/75/UE	Directive relative aux émissions industrielles (prévention et réduction intégrées de la pollution) Directive IPPC
8.	2008/1/CE	Directive sur la prévention et la réduction intégrées de la pollution (version codifiée)
-	Décision 2000/479/CE	Décision concernant la création d'un registre européen des émissions de polluants (EPER) conformément aux dispositions de l'article 15 de la directive 96/61/CE du Conseil relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution (IPPC). Annexe A1: Liste des polluants à déclarer si la valeur seuil est dépassée
9.	1985/337/CEE	Directive concernant l'évaluation des incidences sur l'environnement Directive EIE
10.	2003/35/CE	Directive prévoyant la participation du public lors de l'élaboration de certains plans et programmes relatifs à l'environnement, et modifiant, en ce qui concerne la participation du public et l'accès à la justice, les directives 85/337/CEE et 96/61/CE du Conseil
11.	2001/42/CE	Directive relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement Évaluation stratégique environnementale (ESE)
12.	2004/35/CE	Directive sur la responsabilité environnementale en vue de la prévention et de la réparation des dommages environnementaux
13.	1992/43/CEE	Directive concernant la conservation des habitats naturels ainsi que de la faune et de la flore sauvages Natura 2000
14.	1979/409/CEE	Directive concernant la conservation des oiseaux sauvages
15.	1996/62/CE	Directive concernant l'évaluation et la gestion de la qualité de l'air ambiant

La fracturation hydraulique va toujours de pair avec l'utilisation d'une machinerie lourde (voir chapitre 2.3) et de substances chimiques dangereuses. Il convient de protéger les citoyens ainsi que les travailleurs qui utilisent ces produits et ces machines au quotidien. Il existe des directives européennes globales sur la sécurité au travail. Le tableau 12 présente une liste de neuf directives pertinentes qui protègent les travailleurs utilisant des substances chimiques dangereuses, notamment dans l'industrie minière.

Tableau 12: Directives européennes pertinentes concernant la sécurité au travail

	Directive	Titre
16.	1989/391/CEE	Directive concernant la mise en œuvre de mesures visant à promouvoir l'amélioration de la sécurité et de la santé des travailleurs au travail.
17.	1992/91/CEE	Directive concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs des industries extractives par forage.
18.	1992/104/CEE	Directive concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs des industries extractives à ciel ouvert ou souterraines.
19.	2004/37/CE	Directive concernant la protection des travailleurs contre les risques liés à l'exposition à des agents cancérigènes ou mutagènes au travail (version codifiée)
20.	1991/322/CEE	Directive relative à la fixation de valeurs limites de caractère indicatif par la mise en œuvre de la directive 80/1107/CEE du Conseil concernant la protection des travailleurs contre les risques liés à une exposition à des agents chimiques, physiques et biologiques pendant le travail.
21.	1993/67/CEE	Directive établissant les principes d'évaluation des risques pour l'homme et pour l'environnement des substances notifiées conformément à la directive 67/548/CEE du Conseil
22.	1996/94/CE	Directive relative à l'établissement d'une deuxième liste de valeurs limites de caractère indicatif en application de la directive 80/1107/CEE du Conseil concernant la protection des travailleurs contre les risques liés à une exposition à des agents chimiques, physiques et biologiques pendant le travail.
23.	1980/1107/CEE	Directive du Conseil du 27 novembre 1980 concernant la protection des travailleurs contre les risques liés à une exposition à des agents chimiques, physiques et biologiques pendant le travail
24.	2003/10/CE	Directive concernant les prescriptions minimales de sécurité et de santé relatives à l'exposition des travailleurs aux risques dus aux agents physiques (bruit).

La plupart des formations rocheuses contiennent des «matières radioactives naturelles» (MRN). Dans la plupart des cas, le gaz naturel contient du radon radioactif, un produit de la désintégration de l'uranium. L'International Association of Oil & Gas Producers (OGP) décrit cet effet secondaire négatif de l'exploitation du gaz naturel comme suit:

«Le radon est un gaz radioactif présent à des degrés divers dans le gaz naturel et dans les formations pétrolifères et gazéifères. En l'absence de gaz naturel, le radon se dissout à la phase hydrocarbure (légère) et aqueuse. Lorsqu'il est produit avec du pétrole ou du gaz, le radon suit généralement le flux de gaz. [...] L'élimination des déchets de type MRN doit respecter les réglementations en vigueur concernant l'élimination des déchets radioactifs.»
[OGP 2008]

Le gaz naturel n'est pas le seul à contenir du radon – il en va de même pour les énormes quantités d'eau de refoulement extraites après la fracturation hydraulique. Il existe une directive Euratom consacrée spécialement aux normes de sécurité applicables aux MRN.

Tableau 13: Directive concernant la protection contre les radiations

	Directive	Titre
25.	1996/29/Euratom	Directive fixant les normes de base relatives à la protection sanitaire de la population et des travailleurs contre les dangers résultant des rayonnements ionisants. Directive MRN (matières radioactives naturelles)

Comme indiqué au chapitre 4.1, il existe une directive sur les déchets conçue spécialement pour les industries extractives. Plusieurs autres directives, et en particulier plusieurs décisions fixant des valeurs limites, sont pertinentes dans ce contexte (pour plus de détails concernant les problèmes liés aux déchets, voir le chapitre 2). Ces quatre directives et quatre décisions sont reprises au Tableau 14. On trouvera d'autres textes législatifs concernant les déchets miniers, y compris les aspects de garanties financières, sur le site Internet de la Commission européenne consacré aux déchets miniers [CE 2011 DM].

Tableau 14: Directives européennes pertinentes concernant les déchets

	Directive	Titre
26.	2006/21/CE	Directive concernant la gestion des déchets de l'industrie extractive et modifiant la directive 2004/35/CE Directive sur les déchets miniers
-	Décision 2009/359/CE de la Commission	Décision complétant la définition du terme déchets inertes en application de l'article 22, paragraphe 1, point f), de la directive 2006/21/CE du Parlement européen et du Conseil concernant la gestion des déchets de l'industrie extractive.
27.	2006/12/CE	Directive relative aux déchets Directive-cadre sur les déchets
28.	1999/31/CE	Directive concernant la mise en décharge des déchets
-	Décision 2000/532/CE de la Commission	Décision dressant une liste de déchets (dangereux) en application de différentes directives (remplaçant la décision 94/3/CE)
-	Décision 2009/360/CE de la Commission	Décision complétant les exigences techniques relatives à la caractérisation des déchets définies par la directive 2006/21/CE du Parlement européen et du Conseil concernant la gestion des déchets de l'industrie extractive.
-	Décision 2009/337/CE de la Commission	Décision relative à la définition des critères de classification des installations de gestion de déchets conformément à l'annexe III de la directive 2006/21/CE du Parlement européen et du Conseil concernant la gestion des déchets de l'industrie extractive .
29.	Décision 2002/1600/CE	Décision le sixième programme d'action communautaire pour l'environnement (Article 6, paragraphe 2, point b): « [...] mettre en place de nouvelles mesures pour contribuer à prévenir les accidents graves, en accordant une attention particulière à ceux liés aux pipelines, aux activités d'extraction et au transport maritime de substances dangereuses, ainsi que des mesures relatives aux déchets d'extraction [...]»

En avril 2011, une première étude complète sur les «Substances chimiques utilisées dans la fracturation hydraulique» aux États-Unis a été publiée. Cette étude décrit notamment la quantité et la qualité des produits chimiques utilisés:

«Entre 2005 et 2009, les 14 sociétés gazières et pétrolières ont utilisé plus de 2 500 produits de fracturation hydraulique contenant 750 substances chimiques et autres composants. Au total, ces entreprises ont utilisé 780 millions de gallons de produits de fracturation hydraulique – sans compter l'eau ajoutée sur place – entre 2005 et 2009.»
[Waxman 2011]

Parmi ces 750 substances chimiques se trouvent plusieurs polluants atmosphériques dangereux et produits cancérigènes pour l'homme qui ont été utilisés en grandes quantités. Le tableau 15 reprend les huit directives européennes les plus importantes concernant l'utilisation des substances chimiques, y compris la législation visant à empêcher les accidents.

Tableau 15: Directives européennes pertinentes concernant les substances chimiques et accidents associés à ces produits

	Directive	Titre
30.	Règlement 1907/2006	Règlement concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques ainsi que les restrictions applicables à ces substances (REACH), et instituant une agence européenne des produits chimiques
-	ECE/TRANS/215 ⁸	Commission économique des Nations unies pour l'Europe (CEE): accord européen pour le transport international des marchandises dangereuses par route. Accord ADR applicable à partir du 1er janvier 2011.
31.	1996/82/CE	concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses Directive Seveso II
32.	2003/105/CE	Directive modifiant la directive 96/82/CE du Conseil concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses (cette directive est actuellement en cours de réexamen) [Les principaux élargissements du champ d'application de cette directive visent à couvrir les risques liés aux activités de stockage et de traitement dans l'industrie minière, aux substances pyrotechniques et explosives et au stockage de nitrate d'ammonium et d'engrais à base de nitrate d'ammonium.]
33.	1991/689/CEE	Directive relative aux déchets dangereux
34.	1967/548/CEE	Directive concernant le rapprochement des dispositions législatives, réglementaires et administratives relatives à la classification, l'emballage et l'étiquetage des substances dangereuses
35.	1999/45/CE	Directive concernant le rapprochement des dispositions législatives, réglementaires et administratives relatives à la classification, l'emballage et l'étiquetage des préparations dangereuses
36.	1998/8/CE	Directive concernant la mise sur le marché des produits biocides

⁸ Tous les membres de l'Union européenne sont également membres de l'UNECE (Commission économique pour l'Europe des Nations unies). L'ADR est mentionné ici parce qu'il revêt une grande importance dans ce contexte.

4.3 Lacunes et points en suspens

La multitude de perspectives juridiques ayant un impact sur les projets miniers indique déjà que la législation actuelle n'est pas nécessairement adéquate face aux besoins spécifiques des industries extractives. L'exploration et l'exploitation du gaz de schistes et du pétrole en formations étanches, notamment, crée de nouveaux défis.

Lacune 1 – Sécurité de l'investissement pour les industries extractives

À l'heure actuelle, les industries extractives rencontrent des problèmes liés à l'insuffisance de la législation, comme l'a expliqué Thomas Chmal, partenaire chez White & Case, lors de la conférence *Shale Gas Eastern Europe 2011* à Varsovie, en Pologne:

«La Pologne est traditionnellement un pays producteur de gaz, mais la loi géologique et minière ne mentionne pas la fracturation hydraulique ni le forage horizontal. La nouvelle loi actuellement en discussion ne couvre pas non plus ces pratiques.» [NGE 2011]

Comme indiqué au début du chapitre 4.1, les législations nationales sont souvent basées sur des besoins historiques et il n'existe pas de directive-cadre européenne dans le domaine minier. Comme le montre cette citation, cette absence pose problème. Par conséquent, des analyses supplémentaires devraient évaluer la nécessité et le champ d'application possible d'une directive-cadre relative aux activités minières.

Lacune 2 – Protection de l'environnement et de la santé humaine

La directive 97/11/CE, qui modifie la directive EIE à l'annexe I, définit un seuil de 500 000 m³ d'extraction par jour pour les puits de gaz naturel à partir duquel une étude des incidences sur l'environnement devient obligatoire [DdC EIE]⁹. L'exploitation du gaz de schistes est bien loin d'atteindre ce seuil, et l'industrie ne procède donc pas à des EIE [Teßmer 2011]. Étant donné que la directive EIE fait actuellement l'objet d'une évaluation en vue d'une révision, il conviendrait d'ajouter à l'annexe I les projets ayant recours à la fracturation hydraulique sans imposer de seuil de production, ou en diminuant le seuil de production (par ex. à 5 000 ou 10 000 m³/jour en début d'exploitation) afin de combler cette lacune.

Lacune 3 – Déclaration des matières dangereuses

Une première étude américaine fournit une liste presque complète des substances chimiques utilisées dans la fracturation hydraulique [Waxman 2011]. L'expérience américaine montre que les sociétés d'extraction elles-mêmes ne savent pas toujours quels produits chimiques elles utilisent. L'industrie chimique propose différents additifs mais ne décrit pas toujours suffisamment leurs composants sous prétexte de secret commercial. À cet égard, il conviendrait d'évaluer la législation actuelle relative à l'obligation de déclaration ainsi que les valeurs limites autorisées pour les produits chimiques de fracturation.

Ce thème est important pour les trois directives suivantes au moins, et peut-être pour d'autres:

- **REACH**: en 2012, la Commission est tenue d'effectuer une évaluation du règlement REACH; cette évaluation sera l'occasion d'ajuster la législation actuelle.
- **Qualité de l'eau**: les mêmes aspects sont pertinents pour la directive 98/83/CE relative à la qualité des eaux destinées à la consommation humaine. Des travaux relatifs à cette directive sont prévus pour 2011.

⁹ Il s'agit d'une version codifiée officielle de la directive EIE fournie par l'Union européenne

- La directive Seveso II est actuellement en cours de réexamen. Il faudrait envisager de réviser cette directive, considérant les nouveaux risques spécifiques liés à la fracturation hydraulique, et d'exiger une déclaration détaillée des substances susceptibles d'être impliquées dans des accidents.

Lacune 4 – Approbation des produits chimiques restant dans le sol

À la fin de la fracturation hydraulique, un mélange de matières dangereuses reste dans le sol. Ces produits chimiques se distribuent dans le temps et l'espace d'une façon qu'il est impossible de prévoir et de contrôler. [Teßmer 2011] suggère que l'introduction de produits chimiques destinés à rester en partie dans le sol devrait nécessiter une autorisation prenant en considération leurs effets possibles à long terme.

Lacune 5 – Pas encore de BREF (Référence en matière de meilleures techniques disponibles) concernant la fracturation hydraulique

Le Bureau IPPC européen publie des documents de référence concernant les meilleures techniques disponibles (MTD). «Chaque document fournit en général des informations relatives à un secteur industriel/agricole précis dans l'UE, aux techniques et procédés utilisés dans ce secteur, aux niveaux actuels d'émissions et de consommations, aux techniques à envisager pour déterminer les MTD, aux meilleures techniques disponibles (MTD) et aux techniques émergentes». [CE BREF]. Les autorités législatives nationales et internationales peuvent se référer à ces documents et les intégrer à leurs textes législatifs. Il n'existe encore aucun document de ce type concernant la fracturation hydraulique. Étant donné les risques que la fracturation hydraulique présente pour l'environnement et la santé humaine, il faudrait envisager de définir des prescriptions harmonisées pour ce processus complexe dans le cadre d'un BREF sur la fracturation hydraulique.

Lacune 6 – Capacité des infrastructures de traitement de l'eau

Aux États-Unis, on signale des problèmes par rapport aux capacités de traitement des eaux des stations de traitement des déchets qui ont déversé de l'eau dans les rivières. En octobre 2008, la concentration en matières dissoutes totales (*total dissolved solids*, TDS) dans la rivière Monongahela a dépassé les normes de qualité de l'eau. En conséquence, le volume d'eaux usées que cette station pouvait accepter a été réduit de 20 % à 1 % de leur flux quotidien [NYC Riverkeeper].

À titre de précaution, il conviendrait d'imposer une analyse préalable des capacités des infrastructures de traitement des eaux usées¹⁰.

Lacune 7 - Participation du public au processus décisionnel au niveau régional

De façon générale, les citoyens ont tendance à réclamer un droit de participation plus important dans les prises de décision concernant les projets industriels ayant une incidence sur l'environnement et éventuellement la santé humaine. Dans le cadre du réexamen de la directive Seveso II, l'une des principales modifications proposées est la suivante:

«renforcement des dispositions concernant l'accès du public aux informations en matière de sécurité, la participation du public au processus décisionnel et l'accès à la justice et l'amélioration des modes de collecte, de gestion, de mise à disposition et de partage des informations» [CE 2011 S]

¹⁰ La directive sur la gestion des déchets des industries extractives sera modifiée parallèlement à la modification des règlements concernant la couverture des assurances.

Les projets industriels tels que l'exploitation du gaz de schistes ou du pétrole en formations étanche, qui sont susceptibles d'avoir une incidence importante sur l'environnement et sur les habitants, devraient nécessiter une consultation publique dans le cadre de la procédure d'autorisation.

Lacune 8 – Efficacité juridique de la directive-cadre sur l'eau et des législations connexes

La directive-cadre sur l'eau est entrée en vigueur en 2000. Comme la fracturation hydraulique n'était pas un sujet d'actualité important à l'époque, cette technique et les risques qui l'accompagnent n'ont pas été pris en considération. La liste des substances prioritaires est réexaminée tous les quatre ans; le prochain réexamen est prévu en 2011. Il conviendrait de réévaluer cette directive du point de vue de sa capacité à protéger efficacement les eaux contre les accidents et même les activités normales des opérations de fracturation hydraulique.

Lacune 9 – Obligation d'analyse du cycle de vie [ACV]

La Commission européenne promeut activement les analyses du cycle de vie, déclarant sur son site Internet:

«L'objectif principal de la perspective du cycle de vie est d'éviter le glissement des contraintes. Cela implique de réduire le plus possible les incidences à une étape du cycle de vie, ou dans une région géographique, ou encore dans une catégorie spécifique d'incidence, tout en évitant de les augmenter à un autre niveau ou dans un autre domaine.» [CE ACV]

Ce principe s'applique en particulier à la fracturation hydraulique, qui aura des incidences importantes dans certaines régions géographiques, notamment en raison du nombre de puits au km² et de l'infrastructure nécessaire. Il convient d'envisager l'obligation d'une analyse coûts/bénéfices sur la base d'une ACV complète (y compris les émissions de gaz à effet de serre et la consommation de ressources) pour chaque projet afin de démontrer l'ensemble des bénéfices pour la société.

5 DISPONIBILITÉ ET RÔLE DANS UNE ÉCONOMIE À FAIBLE INTENSITÉ DE CARBONE

CONSTATATIONS PRINCIPALES

- De nombreux pays possèdent des ressources en gaz de schistes, mais une petite partie seulement du gaz en place est susceptible d'être convertie en réserves et finalement produite.
- Les schistes gazifères s'étendent sur des superficies importantes présentant une faible teneur spécifique en gaz. Le volume extrait par puits est donc nettement moins élevé que dans l'extraction de gaz naturel conventionnel. L'exploitation des gaz de schistes nécessite de nombreux puits, ce qui a une incidence sur le paysage, la consommation d'eau et l'environnement de façon générale.
- La production des puits de gaz de schiste peut chuter de 85 % au cours de la première année. Le profil régional typique de production augmente rapidement mais ralentit après un bref laps de temps. Au bout de quelques années, tous les nouveaux puits servent à compenser le déclin des puits plus anciens. Dès que le développement de nouveaux puits est interrompu, la production globale décline immédiatement.
- Dans le meilleur des cas, et en supposant un développement agressif des schistes gazifères en Europe, la contribution de cette source à l'approvisionnement en gaz de l'Europe ne dépasserait pas quelques points de pourcentage. Ces activités n'inverseront pas la tendance au déclin de la production européenne et à une dépendance accrue vis-à-vis des importations. Son influence positive sur les émissions de gaz à effet de serre en Europe restera modeste, voire négligeable. Elle pourrait même être négative si d'autres projets plus prometteurs ne voient pas le jour en raison de mesures d'incitation et de signaux incorrects.
- Au niveau régional, le gaz de schistes pourrait jouer un rôle plus important. C'est le cas par exemple en Pologne, qui possède des ressources schisteuses importantes et présente une demande en gaz très peu élevée (~14 bcm/an), qui est déjà satisfaite à 30 % par la production locale.
- Les schistes bitumineux du bassin parisien contiennent également de grandes quantités de pétrole en formations étanches. Du pétrole est extrait de cette formation depuis plus de 50 ans. Comme le volume facile à produire a déjà été consommé, la poursuite de l'extraction nécessiterait de nombreux puits horizontaux (6 puits ou plus par km²) et le recours à la fracturation hydraulique.

5.1 Introduction

Le présent chapitre évalue les ressources potentielles en gaz de schistes, pétrole de schistes bitumineux et pétrole en formations étanches, et décrit leur rôle probable dans le secteur européen du gaz. En l'absence d'expériences européennes dans le développement du gaz de schistes, ces affirmations tournées vers l'avenir sont spéculatives dans une certaine mesure.

Afin de réduire le plus possible les incertitudes, les expériences américaines sont décrites et analysées afin de comprendre les caractéristiques typiques des exploitations de gaz de schistes. Sur la base de cette expérience, l'étude esquisse un profil de production hypothétique et l'ajuste à la situation européenne. Même si les détails quantitatifs peuvent varier, le comportement qualitatif pourrait contribuer à une meilleure compréhension du rôle possible pour les gaz de schistes.

Le premier sous-chapitre résume la dernière évaluation disponible des gisements de gaz de schistes en Europe. Cette évaluation a été réalisée par l'Energy Information Administration américaine [US-EIA 2011]. Elle inclut la spécification de certains paramètres essentiels des schistes américains. Ce sous-chapitre présente également les gisements de pétrole de schistes bitumineux en Europe et l'historique de la production mondiale de pétrole de schistes bitumineux. Il fait également le lien avec le pétrole en formations étanches, puisque ces deux produits sont souvent confondus. Ce chapitre donne une brève vue d'ensemble du développement du pétrole en formations étanches dans le bassin parisien.

Vu l'importance fondamentale de comprendre les profils de production typiques des gisements de gaz de schistes, un sous-chapitre spécifique résume l'analyse des principaux développements aux États-Unis. Ce sous-chapitre se termine par la modélisation d'une exploitation de schistes hypothétique montrant les caractéristiques typiques du déclin rapide des différents puits. À ce modèle est associée une analyse plus détaillée des schistes européens. Enfin, nous tirons certaines conclusions concernant le rôle possible de la production de gaz de schistes dans la réduction des émissions de CO₂.

5.2 Volume et emplacement des gisements de gaz de schiste et de pétrole de schistes bitumineux par rapport aux gisements conventionnels.

5.2.1 Gaz de schistes

Évaluation des ressources des schistes gazéifères européens

Les gisements d'hydrocarbures sont classés en ressources et en réserves. Une classification plus détaillée décrit le degré de certitude géologique de la formation (spéculative, possible, indiquée, déduite, mesurée, prouvée) ainsi que les aspects technologiques et économiques. L'estimation d'une ressource est généralement de nettement moins bonne qualité que l'estimation d'une réserve, parce qu'elle repose sur une analyse beaucoup moins certaine des données géologiques. Bien que cela ne soit pas obligatoire, les ressources se mesurent généralement en termes de «gaz en place» (GEP), tandis que les réserves intègrent déjà des hypothèses de récupération dans les conditions économiques et techniques habituelles. Typiquement, 80 % du gaz en place (GEP) des gisements de gaz conventionnel sont extraits. Selon la complexité géologique, ce pourcentage peut toutefois varier entre 20 % et plus de 90 %. Le taux d'extraction des champs gazéifères non conventionnels est nettement moins élevé. Il ne faut donc pas confondre les ressources de gaz de schistes avec des réserves de gaz. Sur la base des expériences actuelles, il est probable qu'au cours des prochaines décennies, 5 % à 30 % seulement du gaz en place estimé pourront être convertis en réserves de gaz récupérables.

Le tableau 16 montre la production de gaz conventionnel («Production 2009») et les réserves («Réserves prouvées de gaz conventionnel»). Ces chiffres sont comparés avec les ressources supposées de gaz de schistes. Les données relatives aux ressources sont extraites d'une évaluation récente par l'Energy Information Agency américaine [US-EIA 2011]. Selon la définition, il doit être possible de produire les réserves de gaz prouvées au moyen des puits existants ou prévus dans les conditions économiques et techniques actuelles.

Les ressources de gaz de schistes en place sont des estimations basées sur des paramètres géologiques grossiers tels que l'étendue et l'épaisseur de la zone, la porosité et la quantité de gaz par volume, etc. Certaines de ces données ont été vérifiées par des expériences, mais il s'agit dans la plupart des cas d'estimations grossières à grande échelle. Ces données relatives aux ressources de gaz en place sont présentées à la quatrième colonne («GEP - gaz de schiste»).

Les ressources de gaz de schistes techniquement récupérables sont les quantités qui, selon les estimations, pourraient être produites au moyen des technologies existantes en cas de développement extensif du site. En divisant les ressources de gaz de schistes techniquement récupérables par le total des ressources de gaz en place, on obtient le facteur de récupération, ou rendement. Ces données sont présentées dans la dernière colonne («Facteur de récupération supposé»). En moyenne, US-EIA prend pour hypothèse un facteur de récupération ou rendement de 25 % entre le gaz en place et les ressources techniquement récupérables. Les unités américaines originales sont converties en unités SI¹¹.

Tableau16: Évaluation de la production et des réserves de gaz conventionnel par comparaison aux ressources de gaz de schistes (gaz en place et ressources de gaz de schistes techniquement récupérables); GEP = gaz en place; bcm = milliard de m3 (données originales converties en m3 à raison de 28,3 m3 par 1000 Scf)

Pays	Production 2009 (1) [bcm] 2009 (1) [bcm]	Réserves prouvées de gaz conventionnel [bcm] (1)	GEP - gaz de schistes [bcm] (2)	Ressources de gaz de schistes techniquement récupérables: [bcm] (2)	Facteur de récupération supposé (2)
France	0,85	5,7	20 376	5 094	25 %
Allemagne (données pour 2010)	15,6 (13,6)	92,4 (81,5)	934	226	24,2 %
Pays-Bas	73,3	1 390	1 868	481	25,7 %
Norvège	103,5	2 215	9 424	2 349	24,9 %
Royaume-Uni	59,6	256	2 745	566	20,6 %
Danemark	8,4	79	2 604	651	25 %
Suède	0	0	4 641	1 160	25 %
Pologne	4,1	164	22 414	5 292	23,6 %
Lituanie	0,85	0	481	113	23,5 %
Total UE-27 + Norvège	266	4202	65 487	16 470	~25 %

Source: (2) US-EIA (2011), (1) BP (2010)

Pour évaluer la pertinence de ces estimations de ressources, l'analyse de certains grands schistes gazéifères américains est utile, dans la mesure où l'Europe n'a encore que très peu d'expérience dans le développement du gaz de schistes.

¹¹ Un tableau des facteurs de conversion est repris en annexe.

Du fait des différentes restrictions qui limitent l'accès à la totalité des schistes, une partie seulement de la ressource de gaz de schistes techniquement récupérable sera convertie en réserve et produite au fil du temps. Ainsi, la géographie en surface, les zones protégées (réservoirs d'eau potable, réserves naturelles, parcs nationaux) ou les zones fortement peuplées limitent l'accès aux schistes. C'est pourquoi nous présentons ci-dessous une brève comparaison avec l'expérience américaine, afin de mieux comprendre quelle partie de la ressource récupérable est finalement susceptible d'être produite. Même si les activités ne sont pas encore terminées, on peut tirer certains enseignements des tendances historiques et de leur extrapolation. Sur la base de l'expérience américaine, il n'est pas improbable que la production au cours des prochaines décennies reste nettement inférieure à 10 % du gaz en place.

Évaluation des ressources des grands schistes gazéifères aux États-Unis et caractéristiques essentielles

Les États-Unis possèdent une longue expérience, avec plus de 50 000 puits sur une période de plus de 20 ans. Le tableau 17 reprend certaines des caractéristiques essentielles des grands schistes gazéifères américains. Ces caractéristiques sont notamment la superficie couverte, la profondeur et l'épaisseur du schiste ainsi que la teneur en carbone organique total (COT). La teneur en COT et la porosité de la roche permettent de mesurer la teneur en gaz du schiste. Sur la base de ces données, ALL Consulting a estimé le gaz en place et les ressources récupérables en Europe. Ces données, ainsi que le taux de production estimé par puits, proviennent de [All Consulting 2008]. Ils sont comparés aux évolutions récentes, comme la production cumulée jusqu'à 2011 et le taux de production par puits en 2010.

Le taux de production par puits en 2010 (voir le tableau 17, dernière ligne) correspond étroitement à la prévision pour les projets dans les schistes de Barnett et les schistes de Fayetteville. Les schistes d'Antrim, de développement plus ancien, affichent un taux de production par puits nettement inférieur, comme prévu, tandis que la formation la plus récemment exploitée, celle de Haynesville, continue d'afficher un taux plus élevé. Ces aspects sont abordés plus en détail ci-dessous.

Tableau 17: Évaluation des grands développements de schistes gazéifères aux États-Unis (données originales converties: 1000 Scf= 28,3 m³ et 1 m = 3 ft)

Bassin du schiste gazéifère	Unités	Antrim	Barnett	Fayetteville	Haynesville
Superficie estimée	km ²	30 000	13 000	23 000	23 000
Profondeur	km	0,2-0,7	2,1-2,8	0,3-2,3	3,5-4,5
Épaisseur nette	m	4-25	30-200	7-70	70-100
TOC	%	1-20	4,5	4-9,8	0,5-4
Porosité totale	%	9	4-5	2-8	8-9
Gaz en place	Mio. m ³ /km ²	70	720	65	880
Gaz en place	Tm ³	2,2	9,3	1,5	20,3
Ressources récupérables	Tm ³	0,57	1,2	1,2	7,1
Rendement	%	26 %	13 %	80 %	35 %
Production cumulée (jan. 2011)	Tm ³	0,08	0,244	0,05	0,05
Taux de production estimé (2008)	1000 m ³ /jour/puits	3,5-5,7	9,6	15	18-51
Taux réel de production de gaz	1000 m ³ /jour/puits	~1	9,5	21,8	~90

Source: Arthur (2008)

La production cumulée de ces schistes et leurs tendances historiques indiquent s'il est réaliste ou non de supposer que leur extrapolation s'approchera des ressources récupérables estimées. De prime abord, après près de 30 ans de développement des schistes d'Antrim, 14 % des ressources récupérables, soit 3,5 % du gaz en place, ont été produits, alors que ce gisement a connu sa production maximale en 1998. Il est clair que l'on ne peut plus s'attendre qu'à des ponctions supplémentaires mineures, puisque la production décline de 4-5 % par an depuis 10 ans. Même les schistes de Barnett ont connu leur volume de production maximal en 2010 [Laherrère 2011]. À ce stade, 20 % des ressources récupérables avaient été produites, soit 2,5 % du gaz en place. Il semble que les schistes de Fayetteville aient atteint leur maximum en décembre 2010 (voir la figure 9). À ce stade, 4 % des ressources récupérables avaient été produites, soit 3 % du gaz en place. Seul Haynesville, la formation la plus récente en cours d'exploitation, affiche encore une montée rapide de sa production après deux ans de développement. Jusqu'à présent, moins de 0,1 % des ressources récupérables ont été extraites de ce schiste, soit 0,02 % du gaz en place.

Sur la base de ces considérations, il semble que l'on doive s'attendre à une production de moins de 5 % du gaz en place dans les schistes d'Antrim, et de 5 à 6 % dans les schistes de Barnett et dans les schistes de Fayetteville. Seuls les schistes de Haynesville pourraient encore connaître une augmentation de la production, avec un taux d'extraction éventuellement un peu plus élevé. Il est encore trop tôt pour tirer des conclusions définitives à ce sujet.

5.2.2 Pétrole de schistes bitumineux et pétrole en formations étanches

L'histoire géologique des gisements de gaz de schistes décrite ci-dessus vaut également pour l'origine du pétrole de schistes bitumineux, à ceci près que les hydrocarbures de schistes bitumineux se trouvent encore à un stade intermédiaire de la formation du pétrole appelé «kérogène». Pour transformer le kérogène en pétrole, il faut le chauffer à 350-450°C. Les géologues appellent cette plage de température la «fenêtre du pétrole». Le degré de maturité d'une roche mère détermine la composition du matériau organique et le pourcentage de kérogène, voire même de pétrole brut, qui sort au final du procédé de réchauffement. Chaque gisement de pétrole de schistes bitumineux peut donc présenter des caractéristiques individuelles qui influencent sa production. Dans la plupart des cas, la maturité insuffisante du schiste nécessite des efforts énergétiques, économiques et technologiques considérables, avec les effets secondaires sur l'environnement qui en découlent, pour transformer le kérogène immature en pétrole brut par réchauffement.

De façon générale, les ressources de schiste bitumineux sont énormes. Au niveau mondial, elles dépassent probablement les réserves de pétrole conventionnel. Le tableau 18 présente une estimation des ressources pour l'Europe. Les schistes bitumineux sont exploités depuis des décennies, et parfois même depuis des siècles. En raison de leur faible rendement, ces gisements n'ont toutefois jamais joué un rôle important et leur développement a été interrompu lorsque de meilleures alternatives se sont présentées. Ces estimations de ressources ne constituent donc qu'une mesure grossière de leur présence. À l'heure actuelle, seule l'Estonie produit du pétrole à partir de schistes bitumineux, à raison de 350 kt par an [WEC 2010].

Tableau 18: Estimations des ressources de pétrole de schistes bitumineux en Europe (en Mt)

Pays	Resource in place (WEC 2010) [Gb]	Resource in place (WEC 2010) [Mt]
Autriche	0,008	1
Bulgarie	0,125	18
Estonie	16,286	2 494
France	7	1 002
Allemagne	2	286
Hongrie	0,056	8
Italie	73	10 446
Luxembourg	0,675	97
Pologne	0,048	7
Espagne	0,28	40
Suède	6,114	875
Royaume-Uni	3,5	501
UE	109,1	15 775

Source: [WEC 2010].

Les données de ressources concernant le pétrole en formations étanches sont très incertaines et souvent inexistantes, étant simplement intégrées aux statistiques relatives au pétrole conventionnel. Par ailleurs, les schistes bitumineux riches en kérogène sont mélangés à du pétrole brut dans les poches et les couches intermédiaires à faible perméabilité. La composition du mélange varie selon qu'une partie du kérogène contenu dans la roche mère a passé ou non la fenêtre de pétrole au cours de son histoire géologique. L'extraction de ce pétrole relève de la production de pétrole en formations étanches, même si elle a lieu entre des schistes bitumineux. Le bassin parisien, par exemple, contient une énorme formation de schistes bitumineux.

Les projets pertinents à l'heure actuelle, pourtant, se concentrent sur l'extraction du pétrole en formations étanches enfermées à l'intérieur de ces schistes [Leteurtriois *et al.* 2011].

Le bassin parisien se situe en-dessous et autour de Paris, en France. Il présente une forme plus ou moins ovale, s'étendant sur 500 km d'Ouest en Est et sur 300 km du Nord au Sud. Il couvre une superficie totale d'environ 140 000 km² [Raestadt 2004]. À l'Est de Paris, les couches pétrolifères sont plus proches de la surface [Leteurtriois *et al.* 2011]. Le premier puits a été foré en 1923. Dans les années 1950 et 1960, l'intérêt des compagnies pétrolières a augmenté et de nombreux puits d'exploration ont été forés. Plusieurs gisements plus petits ont été découverts, mais environ 3 % seulement de ces premiers puits ont abouti à une exploitation commerciale [Kohl 2009]. Un deuxième essor est intervenu dans les années 1980, après les deux chocs pétroliers. À cette époque, des camions sismiques ont même sillonné les Champs-Élysées pour analyser la structure géologique du sous-sol de Paris. Plusieurs gisements de pétrole conventionnels de plus grande taille ont été découverts à cette époque. Au total, depuis 1950, plus de 800 puits ont extrait environ 240 Mb de pétrole du bassin parisien. Tous ces développements concernent l'extraction de pétrole conventionnel sans fracturation hydraulique.

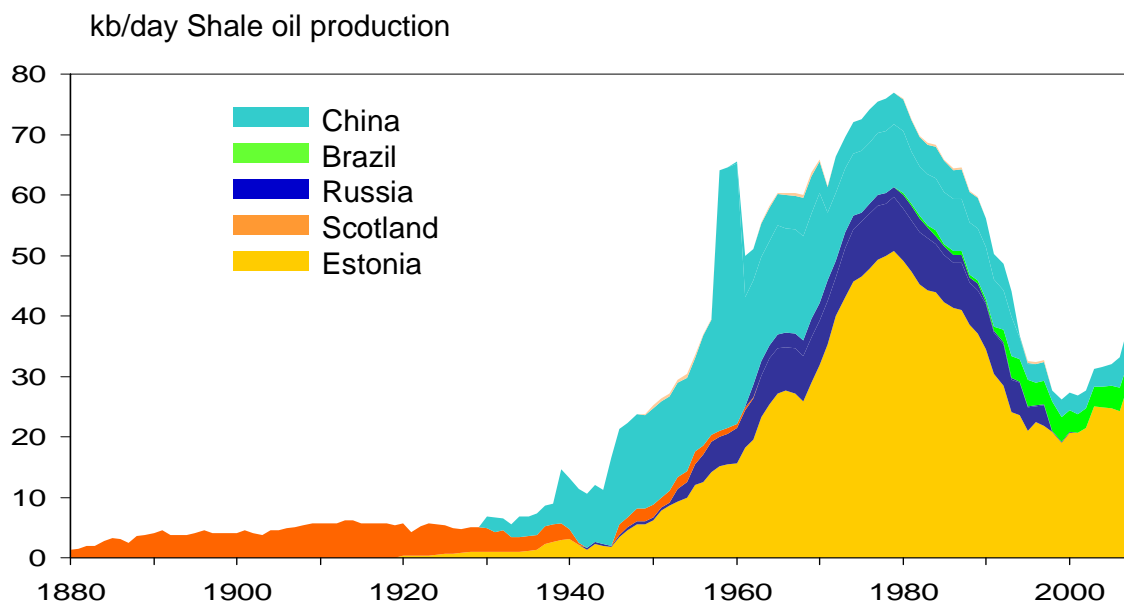
L'intérêt a connu une recrudescence récemment lorsque la petite société Treador, après avoir analysé d'anciens protocoles d'exploration, a annoncé ses premières estimations faisant état de la possibilité que le bassin pétrolier s'étende de Paris à la région viticole de Champagne. Treador a concentré ses activités commerciales sur la France et a conclu un partenariat avec Hess Corp. pour l'exploitation de cette formation schisteuse [Schaefer 2010]. On s'attend à ce que la fracturation hydraulique joue un rôle important dans le développement du bassin et l'extraction du pétrole. Certains affirment que cette formation pourrait contenir jusqu'à 65 gigabarils (Gb) de pétrole, voire plus encore [Kohl 2009]. Ces chiffres n'ont toutefois pas fait l'objet d'une confirmation indépendante et doivent donc être lus avec prudence.

On notera que les grands projets de développement impliquant des ressources potentiellement énormes cachent toujours des intérêts commerciaux, et qu'il faut donc les évaluer avec prudence. Bien souvent, ces chiffres sont des estimations maximalistes grossières qui ne prennent pas en considération les problèmes susceptibles d'entraver l'extraction. À l'heure actuelle, il est presque impossible de rassembler des informations suffisantes pour évaluer la taille réelle et le potentiel de production de cette formation. La littérature contient des commentaires enthousiastes [Schaefer 2010] et d'autres plus sceptiques [Kohl 2009]. Une nouveauté pourrait être l'utilisation à grande échelle dans ce bassin de puits horizontaux utilisant la fracturation hydraulique. On estime qu'il y a environ 5 Mb de pétrole en place au km², susceptibles d'être extraits au moyen de puits horizontaux. L'estimation optimiste du taux de production typique par puits est de 400 barils/jour pendant le premiers mois de production, avec ensuite un déclin de 50 % par an [Schaefer 2010].

On trouve une formation légèrement similaire, bien que différente sous certains aspects, dans la formation de Bakken, aux États-Unis, qui contient du pétrole en formations étanches à l'intérieur des schistes bitumineux.

La figure 8 montre l'évolution historique de la production mondiale de pétrole de schistes bitumineux depuis 1880. En France, du pétrole de schistes bitumineux a été produit dès 1830. Cette production a été interrompue en 1959 [Laherrère 2011]. Le volume de pétrole extrait est cependant trop faible pour être visible sur ce graphique. Pour cette figure, le schiste bitumineux est converti en pétrole de schistes bitumineux avec pour hypothèse une teneur en pétrole de 100 l ou 0,09 tonne de pétrole par tonne de schiste.

Figure 8: Production mondiale de pétrole de schistes bitumineux; unités d'origine converties à raison de 100 l de pétrole de schistes bitumineux par tonne de schiste bitumineux



Source: 1880-2000: WEC 2010, Data for 2005, 2007 and 2008, WEC 2007, 2009 and 2010
Other Data interpolated by LBST

Source: [WEC 2007, 2009, 2010], Certaines données pour 2001-2005 et 2007 sont des estimations de LBST

Traduction figure	
kb/day Shale oil production	Production de pétrole de schistes bitumineux en kb/jour
China	Chine
Brazil	Brésil
Russia	Russie
Scotland	Écosse
Estonia	Estonie
Source: 1880-2000: WEC 2010, Data for 2005, 2007 and 2008, WEC 2007, 2009 and 2010	Source: 1880-2000: WEC 2010, données pour 2005, 2007 et 2008, WEC 2007, 2009 et 2010
Other data interpolated by LBST	Autres données interpolées par LBST

5.3 Analyse des gisements de gaz de schistes en production aux États-Unis d'Amérique

5.3.1 Taux de production du premier mois

Les caractéristiques suivantes sont communes à tous les gisements de gaz de schiste:

- faible perméabilité (gisements entre cent mille et un million de fois moins perméables que les gisements conventionnels [Total 2011]);
- faible teneur spécifique en gaz par volume, et
- énorme superficie de la formation schisteuse.

Des puits sont forés dans le schiste contenant le gaz. Afin d'augmenter la surface de contact entre les poches gazéifères et le puits, des fissures sont créées par fracturation hydraulique. Le volume accessible total reste malgré tout modeste par rapport à celui des puits conventionnels.

Le taux de production initial est donc très peu élevé par rapport aux puits forés dans des gisements de gaz conventionnels. En outre, les compagnies s'efforcent de développer en premier lieu les parties les plus prometteuses d'une formation. Ainsi, les premiers puits verticaux forés dans les schistes de Barnett produisaient typiquement 700 000 m³ (25 MMcf) par mois durant leur premier mois complet d'exploitation. Ce débit est tombé à environ 400 000 m³ (15 MMcf) par mois pour les puits les plus récents [Charpentier 2010].

Une étude récente de l'USGS confirme qu'en moyenne, sur tous les puits verticaux étudiés, le premier mois complet de production est inférieur à 700 000 m³. La seule exception est la formation de Bossier, qui affiche un taux de production initial quatre fois supérieur (2,8 millions de m³ par mois). L'exploitation de ces schistes a toutefois commencé il y a 40 ans, ce qui confirme que les gisements les plus productifs sont développés en premier lieu.

En moyenne, les puits horizontaux présentent un taux de production initial plus élevé. Dans la formation de Barnett ou les schistes de Fayetteville, ce taux initial est de 1,4 million de m³ par mois (50 MMcf). Seul le dernier site développé, Haynesville, présente un taux de production initial inhabituellement élevé de 7-8 millions de m³/mois (~260 MMcf). Ce taux de production initial plus élevé était déjà prévu en raison des caractéristiques géologiques de cette formation (voir le tableau 17).

5.3.2 Profils de production typiques

La pression initiale après la fracturation est nettement supérieure à la pression naturelle du gisement. Après la fracturation, cette pression est relâchée. Il en résulte un refoulement des eaux usées (eaux de fracturation) contenant tous les ingrédients mobiles et les contaminations du gisement, y compris le gaz naturel lui-même. Vu le débit important par rapport à la taille du gisement, la pression du gisement chute rapidement. Il en résulte une diminution rapide du profil de production. Alors que les champs gazéifères conventionnels présentent des déclin de l'ordre de quelques pour cent par an, la production des schistes gazéifères chute de plusieurs pour cent par mois. Une analyse historique de plusieurs sites d'exploitation américains montre que le taux de production initial est nettement moins élevé et que le déclin de la production est ensuite nettement plus élevé que dans les gisements conventionnels. La production chute typiquement de 50 ou 60 %, voire plus encore, au cours de la première année [Cook 2010]. L'expérience indique que l'exploitation de schistes développée le plus récemment, Haynesville, présente des taux de déclin de 85 % la première année et 40 % la deuxième année. Même après neuf ans, le taux déclin reste de 9 % [Goodrich 2010]. Il semble que les compagnies actives sur la formation schisteuse de Haynesville s'efforcent d'optimiser leur production en extrayant le gaz le plus rapidement possible.

5.3.3 Potentiel total par puits

L'analyse statistique des profils de production permet de calculer le potentiel total par puits en comparant les différentes formations schisteuses. Les premiers puits verticaux forés dans les schistes de Barnett présentent un potentiel total d'environ 30 millions de m³. Ce potentiel a doublé pour les nouveaux puits, passant à 60 millions de m³ pour les puits verticaux comme pour les puits horizontaux.

La plupart des autres formations schisteuses (Fayetteville, Nancos, Woodford, bassin d'Arkoma) présentent des quantités de gaz nettement moins importantes, de l'ordre de 30 millions de m³ ou moins. Les schistes de Bossier, l'une des premières exploitations développées, est le seul dont le potentiel total par puits atteint 90 millions de m³. Les schistes de Haynesville présentent des potentiels totaux par puits intermédiaires, avec une moyenne d'environ 75 millions de m³ par puits [Cook 2010].

5.3.4 Exemples aux États-Unis

Les schistes d'Antrim, dans le Michigan, affleurent à quelques centaines de mètres à peine sous la surface. Leur développement a donc commencé tôt, et de nouveaux puits ont été ajoutés rapidement. Il a atteint sa production maximale en 1998. Le gisement a ensuite connu un déclin d'environ 4 à 4,5 % par an, bien que de nouveaux puits soient développés aujourd'hui encore.

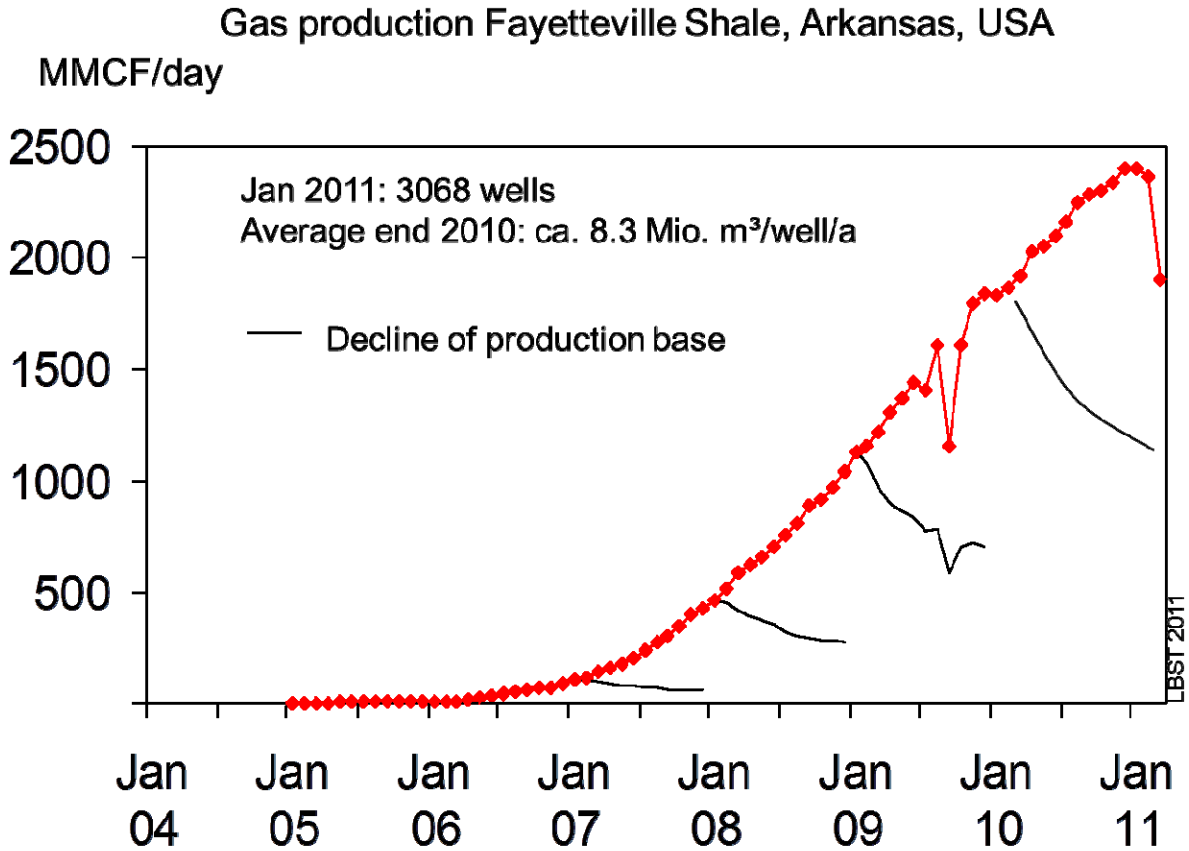
Parallèlement à l'adoption du *Clean Energy Act* par le Congrès américain en 2005, qui exemptait les forages à la recherche d'hydrocarbures des restrictions imposées par le *Safe Drinking Water Act* de 1974, l'exploitation des schistes de Barnett s'est accélérée. En quelques années, la production est passée à 51 milliards de m³ en 2010, avec près de 15 000 puits. En moyenne, ce gisement de 13 000 km² compte 1 puits au km². Dans les zones de prospection, plus de 5 puits sont forés au km². En raison de la vitesse de son développement, ce gisement a atteint sa production maximale en 2010.

L'ajout de plus de 2 000 puits en 2010 n'a pas permis d'empêcher le début du déclin de la production. Fin 2010, le taux de production typique par puits était de 3,4 millions de m³ par an.

Le schiste de Fayetteville a été développé à partir de 2005. Bien que de taille et de rendement plus modestes, il présente un profil de production typique illustré à la figure 9. Les lignes noires indiquent le déclin de la production de base si aucun nouveau puits n'avait été développé au fil des années.

Le déclin cumulé de la production de base reflète le taux de déclin élevé de 5 % par mois à Fayetteville. Les creux de septembre 2009 et mars 2011 sont dus à la fermeture des puits dans une partie du gisement en raison de conditions atmosphériques difficiles. Sur la base de l'analyse des profils des différents puits, on peut supposer que Fayetteville a atteint sa production maximale en décembre 2010. Le taux de production moyen fin 2010 était d'environ 8 millions de m³/an par puits.

Figure 9: Production de gaz dans le schiste de Fayetteville, Arkansas



Source: source propre sur la base de [Arkansas 2009]

Traduction figure	
Gas production Fayetteville Shale, Arkansas, USA	Production de gaz, schiste de Fayetteville, Arkansas, USA
MMCF/Day	MMcf/jour
Jan 2011: 3068 wells	Jan. 2011: 3 068 puits
Average end 2010: ca 8,3 Mio/well/a	Moyenne fin 2010: env. 8,3 Mio./puits/a
Decline of production base	Déclin de la base de production
Data: State of Arkansas, Oil and Gas Commission, May 2011	Données: State of Arkansas, Oil and Gas Commission, mai 2011

En 1993, Chesapeake, une petite entreprise avec un chiffre d'affaires de 13 millions de dollars, a connu une croissance importante grâce au développement du site de Fayetteville [Chesapeake 2010]. Grâce à l'essor du gaz de schistes, son chiffre d'affaires est passé à plus de 5 milliards de dollars en 2009. L'année dernière, elle a vendu tous ses actifs sur le site de Fayetteville pour 5 milliards de dollars à BHP Billiton [Chon 2011].

Le gisement au développement le plus récent est Haynesville. Il est devenu en 2010 le gisement de gaz de schistes avec la production la plus élevée aux États-Unis, dépassant ainsi le gisement de Barnett.

L'augmentation rapide de la production s'explique principalement par les taux de production initiale élevés de 7-8 millions de m³ par puits au cours du premier mois. Ce taux de production plus élevé était prévu étant donné les caractéristiques géologiques différentes de ce gisement et la stratégie consistant à extraire le gaz le plus rapidement possible. Comme expliqué précédemment, cette approche est suivie d'un déclin sans précédent de 85 % au cours de la première année.

5.3.5 Caractéristiques principales des grands schistes gazéifères européens

Le tableau 19 indique certaines caractéristiques essentielles des grandes formations schisteuses gazéifères européennes. La zone de prospection étudiée est nettement plus restreinte que la superficie totale de la formation en raison de l'application de certains critères d'exclusion. Il convient de garder cette différence à l'esprit lorsque le gaz en place spécifique par superficie est comparé aux données du tableau 17, qui se base sur la superficie totale de la formation. Le gaz en place (GEP) par km² donne une indication de la quantité de gaz susceptible d'être produite à partir d'un seul puits.

La teneur en carbone organique total (COT) mesure la teneur en gaz du schiste, ce qui permet d'estimer les ressources. En conjonction avec l'épaisseur des couches, cette teneur détermine également le choix de forer des puits verticaux ou horizontaux, la portée de ces puits et la densité de puits optimale.

Sur la base de ces considérations, les schistes de Pologne semblent être les schistes européens les plus prometteurs, avec les volumes les plus élevés de gaz en place. D'autres schistes sont nettement moins productifs, même si leur taille est supérieure. Cela signifie que les efforts spécifiques nécessaires pour produire ce gaz augmentent considérablement, avec les conséquences qui en résultent pour l'utilisation des terres, les besoins en eau, etc.

Compte tenu de ces aspects, on peut s'attendre à ce que la plupart des schistes européens, à l'exception des schistes polonais et peut-être des schistes scandinaves, présentent des taux d'extraction et des réserves comparables ou inférieurs à ceux de Fayetteville ou du gisement de Barnett aux États-Unis.

Tableau 19: Évaluation des principales caractéristiques des grandes formations schisteuses gazéifères européennes (données originales converties en unités SI et arrondies)

Région	Bassin/schiste	Superficie de prospection (km ²)	Épaisseur nette (m)	COT (%)	GEP (Mio. m ³ /km ²) (2)
Pologne	Baltique	8 846	95	4	1 600
Pologne	Lublin	11 660	70	1,5	900
Pologne	Podlasie	1325	90	6	1 600
France	Paris	17 940	35	4	300
France	Sud-est	16 900	30	3,5	300
France	Sud-est	17 800	47	2,5	630
Europe centrale	Posidonies	2 650	30	5,7	365
Europe centrale	Namurien	3 969	37	3,5	600
Europe centrale	Wealden	1 810	23	4,5	290
Scandinavie	Alun	38 221	50	10	850
Royaume-Uni	Bowland	9 822	45	5,8	530
Royaume-Uni	Liassique	160	38	2,4	500

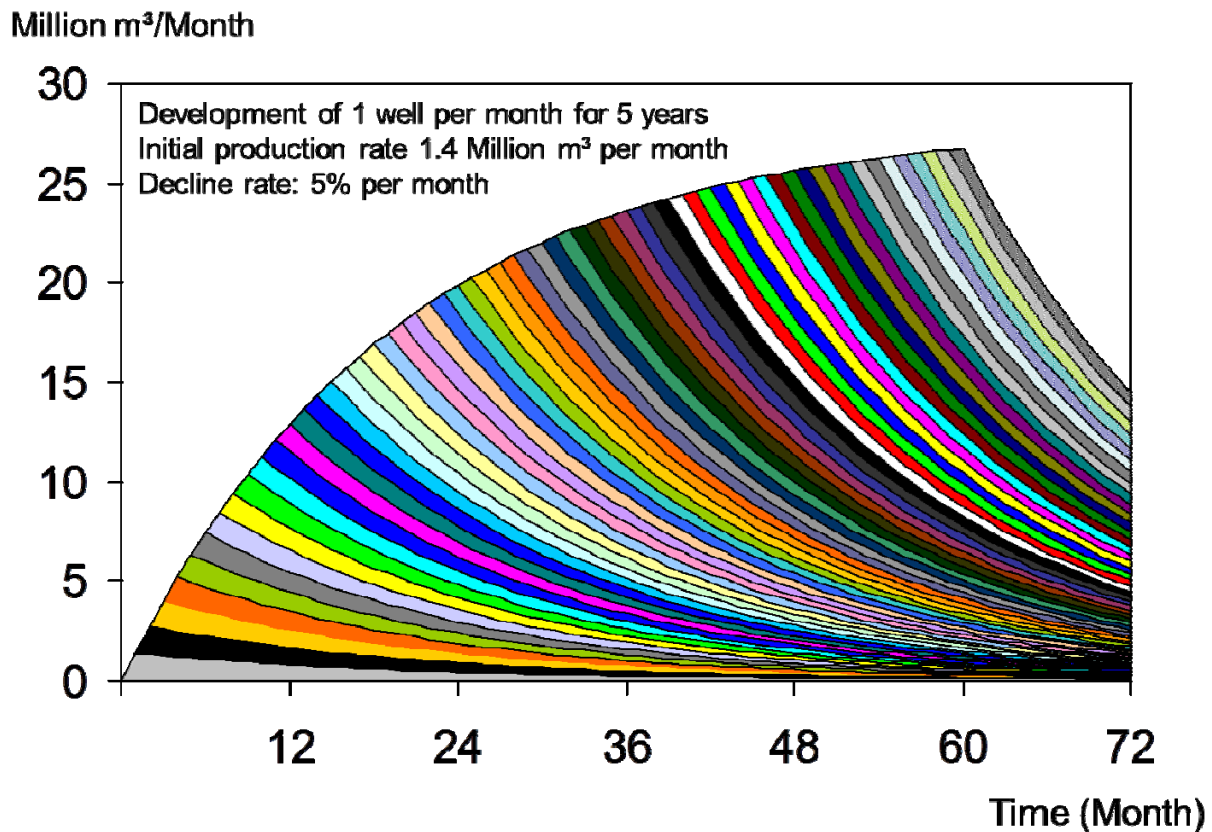
Source: US-EIA (2011)

5.3.6 Développement hypothétique des gisements.

L'une des grandes caractéristiques qui distinguent la production de gaz de schistes de la production de gaz conventionnel est le déclin de production rapide des puits. On peut simuler le développement hypothétique d'un gisement en comparant de nombreux profils de production identiques. La figure 10 montre le résultat d'un scénario de ce genre en additionnant les profils de production sur un schiste avec l'ajout d'un nouveau puits chaque mois. Les données utilisées sont similaires à celles du gisement de Barnett, avec une production typique de 1,4 million de m³ au cours du premier mois et un déclin de 5 % par mois. Au bout de 5 ans, 60 puits sont en production, produisant environ 27 millions de m³/mois, soit 325 millions de m³/an. Étant donné le déclin rapide des puits en production, le taux de production moyen par puits diminue pour atteindre 5 millions de m³ par an et par puits après 5 ans.

Ce scénario de développement est utilisé ci-dessous pour estimer l'impact de la production de gaz de schistes sur le marché européen du gaz.

Figure 10: Développement de l'exploitation typique d'un gisement schisteux par l'ajout de nouveaux puits à un rythme de développement constant d'un puits par mois



Source: source propre

Traduction figure	
Million m ³ /month	Millions de m ³ /mois
Development of 1 well per month for 5 years	Développement d'1 puits par mois pendant 5 ans
Initial production rate 1,4 million m ³ per month	Taux de production initial d'1,4 million de m ³ par mois
Decline rate: 5 % per month	Taux de déclin: 5 % par mois
Time (month)	Durée (mois)

5.4 Rôle de l'extraction du gaz de schistes dans la transition vers une économie à faible intensité de carbone et dans la diminution des émissions de CO₂ à long terme

5.4.1 Production de gaz conventionnel en Europe

La production de gaz naturel dans l'UE a atteint son niveau maximal en 1996 avec un taux de production de 235 bcm par an. En 2009, la production avait déjà chuté de 27 % pour atteindre 171 bcm/an. La consommation, par contre, est passée de 409 bcm en 1996 à 460 bcm en 2009, soit une augmentation de 12 %. La partie de la demande satisfaite par la production européenne a donc chuté de 57 % à 37 %.

Si l'on inclut la Norvège, la production maximale a été atteinte en 2004 avec 306 bcm/an avant de chuter à 275 bcm/an en 2009 (-11 %). Les importations depuis l'extérieur de l'Union et de la Norvège sont passées de 37 % en 2004 à 40 % en 2009 [BP 2010].

Les dernières «Perspectives énergétiques mondiales» (World Energy Outlook) publiées par l'Agence internationale de l'énergie prévoient la poursuite de cette baisse de la production, qui devrait atteindre 90 bcm/an en 2035 (ou 127 bcm/an avec la Norvège).

La demande en gaz naturel devrait continuer d'augmenter de 0,7 % par an pour atteindre 667 bcm/an en 2035 [WEO 2011]. L'écart entre la demande et l'approvisionnement européen en baisse s'accroîtra inévitablement, obligeant l'Union européenne à augmenter ses importations pour les faire passer à 400 bcm/an en 2035, soit un pourcentage d'importations de 60 %.

5.4.2 Importance probable de la production de gaz non conventionnel pour l'approvisionnement en gaz de l'Europe

L'édition spéciale 2011 des perspectives énergétiques mondiales de l'AIE se concentre sur le rôle potentiel du gaz naturel non conventionnel. Le développement des ressources de gaz naturel non conventionnel en Europe sera probablement emmené par la Pologne, dont on pense qu'elle possède entre 1,4 et 5,3 Tcm de gaz de schistes [WEO 2011], principalement dans le Nord. Au milieu de l'année 2011, la Pologne a déjà délivré 86 permis d'exploration visant à identifier de nouveaux gisements de gaz non conventionnel.

Selon [WEO 2011], il reste toutefois un certain nombre d'obstacles à surmonter: «En raison du nombre relativement élevé de puits à forer, il ne sera pas nécessairement facile d'obtenir l'accord des autorités et des populations locales. Le traitement et l'élimination de grandes quantités d'eaux usées risquent également de compliquer les projets. En outre, l'accès par des parties tierces à l'infrastructure de gazoducs nécessitera des réformes politiques au niveau national.» Le potentiel estimé est néanmoins important: «Malgré les obstacles techniques, environnementaux et réglementaires importants, le gaz de schistes pourrait modifier radicalement le paysage énergétique polonais.» [WEO 2011].

Malgré ces remarques, ce rapport estime que la production de gaz de schistes n'aura qu'une importance mineure au niveau de l'Europe. La baisse moyenne de la production de gaz en Europe, gaz conventionnel et gaz non conventionnel confondus, est estimée à 1,4 % par an.

Le scénario de base suivant, qui repose sur les profils de production présentés, montre l'effort nécessaire pour mettre en production les ressources potentielles de gaz de schistes. Il illustre également l'influence maximale des forages possibles dans les schistes gazéifères, et confirme que le gaz non conventionnel ne sera probablement pas en mesure d'inverser la tendance à la baisse de la production de gaz en Europe.

L'Europe possède environ 100 installations de forage [Thornhäuser 2010]. En supposant une durée de forage moyenne de 3 mois par puits, il serait donc possible de forer au maximum 400 puits par an en Europe. Il faudrait pour cela que toutes les installations de forage servent à forer dans les schistes gazéifères, mais toutes les installations ne s'y prêtent pas et d'autres puits sont aussi en cours de développement. Si l'on suppose en outre un taux de production d'1,4 million de m³ pour le premier mois, au bout de 5 ans, 2 000 puits auraient été forés et présenteraient une production combinée de 900 millions de m³/mois, soit 11 milliards de m³/an. Le profil de production serait similaire à celui de la figure 10, mais avec des volumes supérieurs correspondant au plus grand nombre de puits. Ces puits contribueraient pour moins de 5 % de la production européenne de gaz au cours des prochaines décennies, soit entre 2 et 3 % de la demande en gaz. Même la poursuite du développement au même rythme (400 nouveaux puits par an) ne permettrait qu'une faible augmentation de la production, puisque les taux de déclin rapides réduisent la production de près de 50 % en une seule année en l'absence de nouveaux puits.

5.4.3 Rôle de la production de gaz de schistes dans la réduction à long terme des émissions de CO₂.

La combinaison de tous les aspects techniques, géologiques et environnementaux décrits ci-dessus fait qu'il est presque impossible que le développement (même agressif) des schistes gazéifère ait une influence significative sur les émissions futures de CO₂ en Europe.

Comme indiqué précédemment, la réussite de la production de gaz de schistes aux États-Unis est en partie le résultat d'un relâchement des prescriptions environnementales par le Clean Energy Act de 2005. Même avec ce développement agressif à bon marché, les milliers de puits en service ne représentent que 10 % de la production totale de gaz naturel aux États-Unis.

Simultanément, la fracturation hydraulique suscite la controverse aux États-Unis. L'imposition de restrictions environnementales pourrait freiner considérablement le développement des exploitations de schistes gazéifères, comme l'indique une étude réalisée par Ernst&Young sur ce secteur: «L'adoption de nouvelles législations environnementales est le facteur principal susceptible de freiner la croissance prévue de la production de gaz de schistes». Mais aussi: «L'Agence américaine pour la protection de l'environnement effectue actuellement une étude globale de l'incidence de la fracturation hydraulique sur la qualité de l'eau et la santé publique. Si les conclusions de cette étude entraînent l'interdiction ou une restriction importante de l'utilisation de la fracturation hydraulique, les investissements dans l'exploitation du gaz de schiste pourraient se tarir». [Ernst&Young 2010].

Le développement agressif de la production de gaz de schistes en Europe pourrait contribuer à hauteur de quelques points de pourcentage à la production européenne de gaz. En raison des délais considérables de mise en route, on peut s'attendre à ce que la production reste négligeable au cours des 5 à 10 prochaines années.

Ces affirmations n'excluent toutefois pas la possibilité de produire une quantité de gaz importante au plan régional.

Si l'on suppose que les restrictions environnementales vont augmenter les coûts et freiner le développement, la production de gaz de schiste en Europe restera presque marginale.

La production de gaz en Europe est en baisse depuis plusieurs années. Le développement du gaz non conventionnel n'arrêtera pas ce déclin. Toutes les études consacrées à ce secteur concluent que la contribution du gaz de schiste à l'approvisionnement en gaz de l'Europe ne va augmenter que très lentement, sans jamais dépasser quelques points de pourcentage de la demande [Korn 2010].

La production de gaz non conventionnel en Europe ne permettra donc pas de réduire les besoins de l'Europe en gaz naturel importé. Cela ne s'applique pas nécessairement à la Pologne. Dans ce pays, la production de gaz de schiste pourrait avoir un impact visible, dans la mesure où la production modeste actuelle de 4,1 bcm couvre environ 30 % de la faible demande nationale de 13,7 bcm [BP 2010].

En raison de l'augmentation de la demande de gaz des autres régions du monde et du recul de la production de base en Russie, il est fort possible que les importations de gaz naturel vers l'Europe ne puissent pas augmenter suffisamment, au cours des deux prochaines décennies, pour satisfaire l'augmentation prévue de la demande européenne. Dans ce cas, la politique européenne consistant à augmenter la demande de gaz pourrait être contre-productive. Des mesures d'adaptation adéquates consisteraient plutôt à réduire systématiquement la demande totale de gaz par des mesures d'incitation adaptées.

Les investissements dans des projets de gaz de schistes pourraient même avoir des effets néfastes, puisqu'ils pourraient avoir une influence positive brève et limitée sur l'approvisionnement européen en gaz, risquant par là d'envoyer un message incorrect aux consommateurs et aux marchés et de les encourager à maintenir leur dépendance vis-à-vis de ces ressources à un niveau qui ne serait pas couvert par un approvisionnement garanti. Le déclin plus rapide, inévitable, aggraverait la situation en réduisant le délai de mise en œuvre des substituts disponibles. En outre, des investissements considérables auraient été consacrés à ces projets et à cette dépendance alors qu'il aurait mieux valu les consacrer à des technologies de transition.

6 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Les législations minières en Europe et les réglementations concernant les activités minières n'abordent pas les aspects propres à la fracturation hydraulique. Il existe des différences importantes entre les réglementations des activités minières des différents États membres de l'Union européenne. Dans de nombreux cas, les droits d'exploitation passent avant les droits des citoyens. Les responsables politiques locaux n'ont pas d'influence sur le choix des projets ou des sites d'exploitation, les permis étant octroyés par les gouvernements nationaux ou régionaux et leurs administrations.

Dans un environnement social et technologique en mutation, dans lequel le changement climatique et le passage à un système énergétique durable comptent parmi les priorités principales et dans lequel la participation du public est renforcée au niveau régional et local, il convient de réévaluer les intérêts nationaux liés aux activités minières, les intérêts des gouvernements régionaux et locaux et ceux des populations concernées.

Cette évaluation devrait comporter une analyse obligatoire du cycle de vie des nouveaux projets, y compris une analyse des incidences environnementales. Seule une analyse coûts/bénéfices complète permet d'évaluer correctement la pertinence des différents projets et leur justification.

La technologie de la fracturation hydraulique a un impact important aux États-Unis, le seul pays à l'heure actuelle possédant plusieurs dizaines d'années d'expérience et des archives statistiques à long terme en la matière.

En raison de ses caractéristiques, la technologie utilisée pour le développement du gaz de schiste a des incidences environnementales inévitables. Elle présente un risque élevé en cas d'utilisation incorrecte, et même si elle est appliquée correctement, elle peut présenter un risque élevé de dégâts environnementaux et de dangers pour la santé humaine.

Parmi les incidences inévitables, on peut citer la consommation de terrain considérable et les modifications importantes apportées au paysage, dans la mesure où une densité de puits élevée est nécessaire pour fracturer les roches mères à grande échelle et accéder ainsi au gaz. Les différentes plates-formes de forage – 6 plates-formes au km² aux États-Unis, voire plus – doivent être préparées, développées et reliées par des routes permettant l'accès de véhicules lourds. Les puits de production doivent être reliés par des conduites de collecte à faible débit, mais aussi par des unités de purge permettant de séparer l'eau et les produits chimiques, les métaux lourds ou les ingrédients radioactifs du gaz produit avant que celui-ci ne soit injecté dans le réseau de distribution du gaz existant.

Parmi les risques possibles liés à des manipulations incorrectes, on peut citer les accidents tels que le refoulement avec déversement d'eau de fracturation, les fuites d'eaux usées ou depuis des bassins ou conduites de fluide de fracturation ou encore la contamination des eaux souterraines du fait d'une manipulation incorrecte ou du cimentage non professionnel de la gaine du puits. Ces risques peuvent être réduits et probablement évités par des directives techniques adéquates, des pratiques de manipulation prudentes et une surveillance par les autorités publiques. Cependant, toutes ces mesures de sécurité augmentent les coûts des projets et ralentissent le développement. Face à la pression économique croissante et à la nécessité d'accélérer le développement, les risques d'accidents augmentent. Un plus grand nombre de puits dans le même laps de temps nécessitent des efforts plus importants de surveillance et de contrôle.

Enfin, il existe des risques inhérents à la fracturation non contrôlée, qui provoque une mobilisation non contrôlée des fluides de fracturation, voire même du gaz naturel lui-même. On sait par exemple que de petits séismes peuvent être provoqués par la fracturation hydraulique, qui peut envoyer du gaz ou des fluides dans des fissures créées «naturellement».

L'expérience des États-Unis montre que, dans la pratique, des accidents sont possibles. Trop souvent, les compagnies concernées se sont vues infliger des amendes par les autorités compétentes. Ces accidents sont provoqués par un équipement défectueux ou présentant des fuites, par l'application de mauvaises pratiques pour économiser de l'argent et du temps, par un gainage non professionnel des puits ou par la contamination des eaux souterraines par des fuites non détectées.

Alors que la durabilité est essentielle pour les générations futures, on peut se demander s'il est opportun d'autoriser l'injection de substances chimiques toxiques dans le sous-sol ou s'il vaudrait mieux l'interdire, puisque cette pratique risque de restreindre ou d'empêcher toute utilisation future de la couche contaminée (par ex. à des fins géothermiques) et que ses effets à long terme n'ont pas été étudiés. Dans les zones actives d'extraction de gaz de schiste, entre 0,1 et 0,5 litre de produits chimiques sont injectés par mètre carré.

Avec environ 200 g d'équivalent de CO₂ par kWh, les émissions de gaz à effet de serre du gaz naturel sont généralement inférieures à celles des autres combustibles fossiles. Du fait du faible volume de production de gaz par puits, des pertes fugitives de méthane, des efforts plus importants nécessaires au développement et du faible débit des collecteurs et des compresseurs, les émissions spécifiques du gaz de schiste sont supérieures à celles des gisements de gaz conventionnel. Il n'est cependant pas possible de transférer directement les pratiques américaines à la situation européenne. Il n'existe pas encore d'évaluation réaliste basée sur des données de projets. L'évaluation effectuée pour la présente étude peut être considérée comme un premier pas vers cette analyse.

Le cadre législatif européen actuel impose la réalisation d'une étude des impacts environnementaux uniquement lorsque le taux de production du puits concerné dépasse 500 000 m³ par jour. Cette limite est nettement trop élevée et ignore la réalité des puits de gaz de schistes, dont la production initiale se compte généralement en dizaines de milliers de m³ par jour. Une étude des impacts environnementaux avec participation du public devrait être obligatoire pour chaque puits.

Les autorités régionales devraient avoir le droit d'interdire les activités de fracturation hydraulique dans les zones sensibles (zones de protection de l'eau potable, villages, terres arables, etc.). Les autorités régionales devraient également disposer d'une plus grande autonomie pour l'interdiction ou l'autorisation de la fracturation hydraulique sur leur territoire.

Il convient de réévaluer les privilèges actuels dont bénéficient l'exploration et la production de pétrole et de gaz à la lumière des faits suivants:

- La production européenne de gaz accuse un déclin prononcé depuis plusieurs années, et on s'attend à ce qu'elle recule encore de 30 % d'ici à 2035.
- On s'attend à ce que la demande européenne continue d'augmenter jusqu'en 2035.
- Si ces tendances se vérifient, les importations de gaz naturel vont inévitablement continuer d'augmenter.
- La possibilité d'importations supplémentaires de l'ordre de 100 millions de m³ par an ou plus n'est pas du tout garantie.

Les réserves de gaz non conventionnel en Europe sont trop limitées pour avoir un impact significatif sur ces tendances, d'autant plus que les profils de production typiques ne permettent d'extraire qu'une partie de ces réserves. Les obligations environnementales vont également faire augmenter les coûts des projets et retarder leur développement, réduisant plus encore leur contribution potentielle.

Quelles que soient les raisons d'autoriser la fracturation hydraulique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre en fait rarement partie. Au contraire, les investissements – éventuels – dans des projets d'extraction de gaz de schistes risquent fort d'avoir un impact à court terme sur l'approvisionnement en gaz qui pourrait être contre-productif, puisque ces projets pourraient donner l'impression d'une sécurité d'approvisionnement en gaz à un moment où il faudrait encourager les consommateurs à réduire cette dépendance par des économies, des mesures d'efficacité et le recours à des sources alternatives.

RECOMMANDATIONS

- Il n'existe aucune directive globale créant une législation minière européenne. Il n'existe pas d'analyse complète et détaillée publiquement accessible du cadre réglementaire européen relatif à l'extraction de gaz de schistes et de pétrole en formations étanches. Il conviendrait de procéder à cette analyse.
- Le cadre réglementaire européen actuel concernant la fracturation hydraulique, qui est au cœur de l'extraction du gaz de schiste et du pétrole en formations étanches, présente différentes lacunes. Sa principale faiblesse est que le seuil fixé pour la réalisation d'évaluations des incidences sur l'environnement dans le cadre des activités de fracturation hydraulique pour l'extraction d'hydrocarbures est nettement trop élevé pour les activités industrielles potentielles dans ce domaine. Il convient donc de l'abaisser de façon significative.
- Il conviendrait de réévaluer le champ d'application de la directive-cadre sur l'eau en mettant particulièrement l'accent sur les activités de fracturation et sur leurs incidences possibles sur les eaux de surface.
- Dans le cadre d'une analyse du cycle de vie (ACV), une analyse coûts/bénéfices minutieuse permettrait probablement d'évaluer l'ensemble des bénéfices pour la société et ses citoyens. Il convient d'élaborer une approche uniforme qui devrait être appliquée dans l'ensemble de l'UE-27. Sur la base de cette approche, les autorités responsables pourront procéder à leurs évaluations ACV et en discuter avec le public.
- Il convient d'envisager l'interdiction générale éventuelle de l'utilisation de substances chimiques toxiques dans les procédés d'injection. Tous les produits chimiques utilisés devraient à tout le moins être divulgués publiquement, le nombre de produits chimiques autorisés devrait être limité et leur utilisation devrait être contrôlée. Il conviendrait de recueillir au niveau européen des statistiques relatives aux quantités injectées et au nombre de projets.
- Les pouvoirs régionaux devraient avoir un pouvoir décisionnel plus important concernant l'autorisation de projets recourant à la fracturation hydraulique. Le processus décisionnel devrait obligatoirement inclure la participation du public et des évaluations ACV.
- Lorsque des permis de projets sont octroyés, le contrôle des flux vers les eaux de surface et des émissions aériennes devrait être obligatoire.
- Des statistiques concernant les accidents et les plaintes devraient être collectées et analysées au niveau européen. Lorsque des projets sont autorisés, une autorité indépendante devrait recueillir et examiner les plaintes.
- Étant donné le caractère complexe des impacts potentiels et les risques de la fracturation hydraulique pour l'environnement et la santé publique, il faudrait envisager d'élaborer une nouvelle directive au niveau européen régissant globalement tous les aspects de ce domaine.

RÉFÉRENCES

- Aduschkin V.V., Rodionov V.N., Turuntaev S., Yudin A. (2000). Seismicity in the Oilfields, Oilfield Review Summer 2000, Schlumberger, URL: http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2000/or2000sum01_seismicity.aspx
- AGS (2011). Arkansas Earthquake Updates, base de données sur l'internet reprenant les séismes survenus en Arkansas, Arkansas Geological Survey. 2011. URL: <http://www.geology.ar.gov/geohazards/earthquakes.htm>
- Arthur J. D., Bruce P.E., Langhus, P. G. (2008). An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States, ALL Consulting. 2008. URL: <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLShaleOverviewFINAL.pdf>
- Anderson S. Z. (2011). Toreador agrees interim way forward with French Government in Paris Basin tight rock oil program. Février 2011.
- Arkansas (2011). Fayetteville Shale Gas Sales Information, Oil and Gas Division, State of Arkansas, URL: <http://www.aogc.state.ar.us/Fayprodinfo.htm>
- Arkansas Oil and Gas Commission. (2011). Janvier 2011. URL: <http://www.aogc.state.ar.us/Fayprodinfo.htm>
- Armendariz AI (2009). Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements, AI. Armendariz, Department of Environmental and Civil Engineering, Southern Methodist University, Dallas, Texas, ordered by R. Alvarez, Environmental Defense Fund, Austin, Texas., Version 1.1., 26 janvier 2009
- Arthur J. D., Bohm B., Coughlin B. J., Layne M. (2008). Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the Fayetteville Shale. 2008
- Blending W. (2011). Stellungnahme zu Unkonventionellen Erdgasvorkommen: Grundwasser schützen - Sorgen der Bürger ernst nehmen - Bergrecht ändern (Antr Drs 15/1190) - Öffentliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Mittelstand und Energie am 31.05.2011. Landtag Nordrhein-Westfalen, 20. Mai 2011
- Bode, J. (2011). Antwort der Landesregierung in der 96. und 102. Sitzung des Landtages der 16. Wahlperiode am 21. Januar und 17. März 2011 auf die mündlichen Anfragen des Abgeordneten Ralf Borngreber (SPD) – Drs. 16/3225 Nr. 18 und 16/3395 Nr. 31. Niedersächsischer Landtag – 16. Wahlperiode, Drucksache 16/3591. Avril 2011
- BP (2010). BP Statistical Review of World Energy, Juin 2010. URL: <http://www.bp.com>
- Charpentier (2010). R.R. Charpentier, T. Cook, Applying Probabilistic Well-Performance Parameters to Assessments of Shale-Gas Resources, U.S. Geological Survey Open-File Report 2010-1151, 18p.
- Chesapeake (2010). Annual reports, various editions, Chesapeake corp., URL: <http://www.chk.com/Investors/Pages/Reports.aspx>
- Chesapeake Energy, Water use in deep shale gas exploration I, Mai 2011
- Chesapeake Energy, Water use in deep shale gas exploration II, Mai 2011
- Chon (2011). G. Chon, R.G. Matthews. BHP to buy Chesapeake Shale Assets, Wall street Journal, 22 février 2011, URL: <http://online.wsj.com/article/SB10001424052748703800204576158834108927732.html>

- COGCC (2007). Colorado Oil and Gas Conservation Commission, Oil and Gas Accountability Project
- COGCC Garfield Colorado County IT Department. Gas Wells, Well Permits&Pipelines, Including Public Lands, Western Garfield County, Colorado, Glenwood Springs, Colorado: Composed Utilizing Colorado Oil and Gas Conservation Commission Well Site
- Colborn T. (2007). Témoignage écrit de Theo Colborn, PhD, président de TEDX, Paonia, Colorado, devant la House Committee on Oversight and Government Reform, audience sur l'applicabilité des prescriptions fédérales pour la protection de la santé publique et de l'environnement face aux développements gaziers et pétroliers [Applicability of Federal Requirements to Protect Public Health and the Environment from Oil and Gas Development], 31 octobre 2007.
- Cook (2010). Cook, Troy et Charpentier, Assembling probabilistic performance parameters of shale-gas wells: US-Geological Survey Open-File Report 2010-1138, 17p.
- D.B. Burnett Global Petroleum Research Institute, Desalination of Oil Field Brine, 2006
- Duncan, I., Shale Gas: Energy and Environmental Issues, Bureau of Economic Geology, 2010
- EC 2010 Grantham: Commission européenne – Entreprises et industrie (Grantham J., Owens C., Davies E.) (2010). Improving Framework Conditions for Extracting Minerals for the EU. Juillet 2010. URL: http://ec.europa.eu/enterprise/policies/raw-materials/files/best-practices/sust-full-report_en.pdf [6.6.2011]
- CE 2010 MMM: Commission européenne, secteur «Industries extractives, métaux et minéraux». Documents de référence. (dernière mise à jour: 31/10/2010). URL: http://ec.europa.eu/enterprise/sectors/metals-minerals/documents/index_fr.htm [6.6.2011]
- CE 2011 DM: Commission européenne – Environnement. Résumé de la législation européenne concernant les déchets miniers, études et autres textes législatifs européens pertinents. Dernière mise à jour: 18/02/2011, URL: <http://ec.europa.eu/environment/waste/mining/legis.htm> [6.6.2011]
- CE 2011 S: Commission européenne – Environnement. Dernière mise à jour: 19/01/2011, URL: <http://ec.europa.eu/environment/seveso/review.htm> [5.6.2011] Réexamen de Seveso II jusqu'en juin 2015
- CE BREF: Commission européenne, Centre commun de recherche, Institut de prospective technologique, URL: <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/> [6.6.2011]
- CE ACV: Commission européenne, Centre commun de recherche, Institut pour l'Environnement et la Durabilité: Life Cycle Thinking and Assessment. URL: http://lct.jrc.ec.europa.eu/index_jrc [16.6.2011]
- CE IENE: Commission européenne (2010). Document d'orientation Natura 2000. Non-energy mineral extraction and Natura 2000. Juillet 2010. URL: http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/nee_i_n2000_guidance.pdf [16.6.2011]
- DdC EIE: Office des publications de l'Union européenne (2009). Directive du Conseil du 27 juin 1985 concernant l'évaluation des incidences de certains projets publics et privés sur l'environnement – y compris actes modificatifs. Ce document est conçu strictement comme un outil de documentation, et les institutions rejettent toute responsabilité concernant son contenu. Juin 2009. URL: <http://eur->

lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:1985L0337:20090625:FR:PDF
[10.6.2011]

- EPA (2005). La section 322 de l'Energy Policy Act de 2005 affirme explicitement: «Le paragraphe 1 de la section 1422(d) du Sage Drinking Water Act (U.S.C. 300h(d)) est modifié comme suit: (1) Injection souterraine. – Le terme «injection souterraine» - (A) désigne le placement de fluides sous la surface par injection via un puits; et (B) exclut – (i) l'injection souterraine de gaz naturel à des fins de stockage; et (ii) l'injection souterraine de fluides ou d'agents de soutènement (autres que des carburants diesel) dans le cadre d'opérations de fracturation hydraulique liées à des activités de production de pétrole, de gaz ou géothermiques.» (voir Public law 109 - 58, 8 août 2005; Energy Policy Act de 2005, Sous-titre C Production, Section 322, page 102.
- EPA (2009). Discovery of «fracking» chemical in water wells may guide EPA review, Inside EPA, Environmental Protection Agency, 21 août 2009.
- Ernst&Young (2010) The global gas challenge, Ernst&Young, septembre 2010, page 4, URL:
[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/The_global_gas_challenge_2010/\\$FILE/The_%20global_%20gas_%20challenge.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/The_global_gas_challenge_2010/$FILE/The_%20global_%20gas_%20challenge.pdf)
- ExxonMobil (2010) H. Stapelberg. Auf der Suche nach neuem Erdgas in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, Presentation at a hearing on a side event of the German Parliament, organized by Bündnis90/Die Grünen, Berlin, 29 octobre 2010
- Gény (2010). Florence Gény (2010). Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets? The Oxford Institute for Energy Studies, NG 46, décembre 2010.
- Goodman W. R., Maness T. R. (2008). Michigan's Antrim Gas Shale Play—A Two-Decade Template for Successful Devonian Gas Shale Development. Septembre 2008.
- Goodrich (2010) Goodrich Petroleum Corporation Presentation at the IPAA oil and gas investment symposium, New York, New York, 11 avril 2010, URL:
<http://www.goodrichpetroleum.com/presentations/April2010.pdf>
- Grieser B., Shelley B. Johnson B.J., Fielder E.O., Heinze J.R., et Werline J.R. (2006). Data Analysis of Barnett Shale Completions: SPE Paper 100674
- Hackl (2011). Communication personnelle avec l'employé responsable au sein d'une grande compagnie européenne de réassurance. Mars 2011.
- Harden (2007). Northern Trinity/Woodbine GAM Assessment of Groundwater Use in the Northern Trinity Aquifer Due to Urban Growth and Barnett Shale Development, préparé pour le Texas Water Development Board, Austin Texas, numéro de contrat TWDB: 0604830613, URL:
http://rio.twdb.state.tx.us/RWPG/rpgm_rpts/0604830613_BarnetShale.pdf
- Hejny H., Hebestreit C. (2006). EU Legislation and Good Practice Guides of Relevance for the EU Extractive Industry. Décembre 2006. URL:
http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taieux/presentations/Paper_%20Hejny_%20TAIEX_%202006_%20Tallinn.pdf [6.6.2011]
- Howarth B., Santoro R., Ingraffea T. (2011) Developing Natural Gas in the Marcellus and other Shale Formations is likely to Aggravate Global Warming. Mars 2011
- Ineson, R. (INGAA Foundation) Changing Geography of North American Natural Gas, avril 2008, page 6]

- Kim Y.J., Lee H.E., Kang S.-A., Shin J.K., Jung S.Y., Lee Y.J. (2011). Uranium Minerals in black shale, South Korea, Extrait d'une présentation prévue pour la Conférence Goldschmidt 2011, Prague, 14-19 août, URL: <http://www.goldschmidt2011.org/abstracts/originalPDFs/4030.pdf>
- Kohl (2009). The Paris oil shale basin – Hype or Substance?, K. Kohl, Energy and Capital, 23rd novembre 2009, URL: <http://www.energyandcapital.com/articles/paris-basin-oil-shale/1014>
- Korn (2010). Andreas Korn, Prospects for unconventional gas in Europe, Andreas Korn, eon-Ruhrgas, 5 février 2010, URL: http://www.eon.com/de/downloads/ir/20100205_Unconventional_gas_in_Europe.pdf
- Kullmann U. (ministère fédéral de l'économie et de la technologie) (2006). European legislation concerning the extractive industries. URL: [http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taieux/presentations/European %20legislation %202006.pdf](http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taieux/presentations/European%20legislation%202006.pdf) [6.6.2011]
- Kummetz D., Neun Lecks – null Information (Neuf fuites, zéro information), taz, 10 janvier 2011, URL: <http://www.taz.de/1/nord/artikel/1/neun-lecks-null-information/>
- Laherrère (2011) Laherrère J.H. 2011 «Combustibles fossiles: données, fiabilité et perspectives», École Normale Supérieure CERES-04-02 Choix énergétiques, Paris 7 avril. URL: http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_ENS_avril2011.pdf
- Leteurtois J.-P., J.-L. Durville, D. Pillet, J.-C. Gazeau (2011). Les hydrocarbures de roche mère en France, Rapport provisoire, Conseil général de l'énergie et des technologies, CGEIT n° 2011-04-G, Conseil général de l'environnement et du développement durable, CGEDD n° 007318-01
- Lobbins C. (2009). Notice of violation letter from Craib Lobbins, PA DEP Regional Manager, to Thomas Liberatore, Cabot Oil & Gas Corporation, Vice President, 7 février 2009.
- Louisiana Department of Natural Resources (LDNR). Number of Haynesville Shale Wells by Month. Juin 2011.
- Lustgarten A. (2008). Buried Secrets: Is Natural Gas Drilling Endangering U.S. Water Supplies? Pro Publica, 13 novembre 2008.
- Michaels, C., Simpson, J. L., Wegner, W. (2010). Fractured Communities: Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling. Septembre 2010.
- NDR (2011). Grundwasser von Söhlingen vergiftet? Actualités sur Norddeutscher Rundfunk, 10 janvier 2011, 18h25, URL: <http://www.ndr.de/regional/niedersachsen/heide/erdgas109.html>
- New York City Department of Environmental Protection (NYCDEP). (2009). Rapid Impact Assessment report: Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed. Septembre 2009
- NGE 2011: Natural Gas for Europe, URL: <http://naturalgasforeurope.com/shale-gas-regulatory-framework-work-progress.htm> [6.6.2011]
- Nonnenmacher P. (2011). Bohrungen für Schiefergas liessen die Erde beben, Basler Zeitung, 17 juin 2011.
- Nordquist (1953). «Mississippian stratigraphy of northern Montana», Nordquist, J.W., Billings Geological Society, 4th Annual Field Conference Guidebook, p. 68–82, 1953

- NYC Riverkeeper, Inc. (2010). Fractured Communities – Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling. p. 13. Septembre 2010. URL: <http://www.riverkeeper.org/wp-content/uploads/2010/09/Fractured-Communities-FINAL-September-2010.pdf> [16.6.2011]
- ODNR (2008). Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio. Ohio Department of Natural Resources, Division of Mineral Resources Management, 1er septembre 2008.
- OGP International Association of Oil & Gas Producers (2008). Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil and gas industry. Septembre 2008.
- Ohio Department of Natural Resources (ODNR), Division of Mineral Resources Management. (2008). Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio. Septembre 2008.
- Osborn St. G., Vengosh A., Warner N. R., Jackson R. B. (2011). Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. Avril 2011
- PA DEP (2009). Proposed Settlement of Civil Penalty Claim, Permit Nos. 37-125-23165-00, Pennsylvania Department of Environmental Protection, 23 septembre 2009, URL: http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural_gas/range_resources_consent_assessment090923.pdf
- PA DEP (2010). Department of Environmental Protection fines Atlas \$85000 for Violations at 13 Well sites, 7 janvier 2010, URL: <http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pétrole/community/newsroom/14287?id=2612&typeid=1>
- Papoulias F. (Commission européenne, DG Environnement) (2006). The new Mining Waste Directive towards more Sustainable Mining. Novembre 2006. URL: <http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taix/presentations/Mining%20waste%20dir%20-%20Tallinn%2030-11-06.pdf> [6.6.2011]
- Patel 2011. French Minister Says «Scientific» Fracking Needs Strict Control, Tara Patel, Bloomberg News, 1er juin 2011, voir <http://www.bloomberg.com/news/2011-06-01/french-minister-says-scientific-fracking-needs-strict-control.html>
- Penn State, College of Agricultural Science. (2010). Accelerating Activity in the Marcellus Shale: An Update on Wells Drilled and Permitted. Mai 2010. URL: <http://extension.psu.edu/naturalgas/news/2010/05/accelerating-activity>
- Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC). (2011). Evolving Water Use Regulations British Columbia Shale Gas. 7th Annual Spring Water Forum, mai 2011
- Pickels, M. (2010). Moon's Atlas Energy Resources fined \$85K for environmental violations, 9 janvier 2010, URL: http://www.pittsburghlive.com/x/dailycourier/s_661458.html#ixzz1Q1X8kCXz
- PLTA (2010). Marcellus Shale Drillers in Pennsylvania Amass 1614 Violations since 2008, Pennsylvania Land Trust Association (PLTA), 1er septembre 2010, URL: <http://conserveland.org/violationsrpt>
- Quicksilver. (2005). The Barnett Shale: A 25 Year «Overnight» Success. Mai 2005
- Raestadt (2004). Nils Raestadt. Paris Basin – The geological foundation for petroleum, culture and wine, GeoExpoPro juin 2004, p. 44-48, URL: http://www.geoexpo.com/sfiles/7/04/6/file/paris_basin01_04.pdf

- Resnikoff M. (2019). Mémo. Juin 2010. URL: http://www.garyabraham.com/files/gas_drilling/NEWSNY_in_Chemung/RWMA_6-30-10.pdf
- RRC (2011) Voir Texas Railroad Commission (2011)
- Safak S. (2006). Discussion and Evaluation of Mining and Environment Laws of Turkey with regard to EU Legislation. Septembre 2010. URL: <http://www.belgeler.com/blg/lgt/discussion-and-evaluation-of-mining-and-environment-laws-of-turkey-with-regard-to-eu-legislation-turk-maden-ve-cevre-kanunlarinin-avrupa-birligi-mevzuatiyla-karsilastirilmasi-ve-degerlendirilmesi> [6.6.2011]
- Schaefer (2010). Keith Schaefer, The Paris Basin Oil Shale Play, Oil and Gas Investments Bulletin, 30 décembre 2010, voir <http://oilandgas-investments.com/2010/investing/the-paris-basin-oil-shale-play/>
- Schein G.W., Carr P.D., Canan P.A., Richey R. (2004). Ultra Lightweight Proppants: Their Use and Application in the Barnett Shale: SPE Paper 90838 présenté lors de la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 septembre, Houston, Texas.
- Schuetz M (Commission européenne: Responsable des politiques Combustibles fossiles indigènes) (2010). Schiefergas: Game-Changer für den europäischen Gasmarkt? Octobre 2010.
- SDWA (1974). Safe Drinking Water Act, codifié de façon générale sous 42 U.S.C. 300f-300j-25, Public Law 93-523, voir art. 1421(d).
- SGEIS (2009) Supplemental Generic Environmental Impact Statement (SGEIS), préparé par le New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC), Division of Mineral Resources on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program, Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs, Draft September 2009, URL: <http://dec.ny.gov/energy/45912.html>, and Final Report 2010, URL: <http://www.dec.ny.gov/energy/47554.html>
- Stapelberg H. H. (2010). Auf der Suche nach neuem Erdgas in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. Octobre 2010
- Sumi L. (2008). Shale gas: focus on Marcellus shale. Report for the Oil & Gas Accountability Project/ Earthworks. Mai 2008
- Swanson V.E. (1960). Oil yield and uranium content of black shales, USGS Series Numbered No. 356-A, URL: <http://pubs.er.usgs.gov/publication/pp356A>
- Sweeney M. B, McClure S., Chandler S., Reber C., Clark P., Ferraro J-A., Jimenez-Jacobs P., Van Cise-Watta D., Rogers C., Bonnet V., Shotts A., Rittle L., Hess S. (2010). Marcellus Shale Natural Gas Extraction Study - Study Guide II - Marcellus Shale Natural Gas: Environmental Impact. Janvier 2010
- Talisman (2011). Une liste de tous les avis d'infractions reçus par Talisman du PA DEP est disponible à l'adresse: http://www.talismanusa.com/how_we_operate/notices-of-violation/how-were-doing.html
- TCEQ (2010). Health Effects Review of Barnett Shale Formation Area Monitoring Projects including Phase I (August 24-28, 2009), Phase II (October 9-16, 2009), and Phase III (November 16-20, 2009): Volatile Organic Compound (VOCs), Reduced Sulfur Compounds (RSC), Oxides of Nitrogen (NOx), and Infrared(IR) Camera Monitoring, Interoffice Memorandum, Document Number BS0912-FR, Shannon Ethridge, Toxicology Division, Texas Commission on Environmental Quality, 27 janvier 2010.

- Teßmer D. (2011). Stellungnahme Landtag NRW 15/621 zum Thema: «Unkonventionelle Erdgasvorkommen: Grundwasser schützen – Sorgen der Bürger ernst nehmen – Bergrecht ändern». Rapport sur le cadre juridique de l'exploitation du gaz de schiste. Mai 2011.
- Texas Rail Road Commission (RRC). (2011). URL: <http://www.rrc.state.tx.us/>
- Thonhäuser (2010): G. Thonhäuser. Présentation au Global Shale Gas Forum, Berlin, 6-8 septembre 2010, cité dans «The Drilling Champion of Shale gas», Natural Gas for Europe, URL: <http://naturalgasforeurope.com/?p=2342>
- Thyne G. (2008). Review of Phase II Hydrogeology Study, Prepared for Garfield County, 20 décembre 2008, URL: http://cogcc.state.co.us/Library/Presentations/Glenwood_Spgs_HearingJuly_2009/GlenwoodMasterPage.html
- Tiess G. (2011). Legal Basics of Mineral Policy in Europe – an overview of 40 countries. Springer, Wien, New York.
- Total (2011). The main sources of unconventional gas, présentation Internet de Total. URL: <http://www.total.com/en/our-energies/natural-gas-/exploration-and-production/our-skills-and-expertise/unconventional-gas/specific-fields-201900.html> [15.06.2011]
- United States Environmental Protection Agency (EPA), Office of Research and Development. (2011). Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. Février 2011.
- US EIA, (2011). World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the US, US- Energy Information Administration, April 2011. URL: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/?src=email>
- UWS Umweltmanagement GmbH. Toutes les législations pertinentes au niveau allemand comme au niveau européen concernant la protection de l'environnement, la sécurité au travail, les émissions, etc. URL: http://www.umwelt-online.de/recht/wasser/ueber_eu.htm [6.6.2011]
- Waxman H., Markey E., DeGette D. (United States House of Representatives Committee on Energy and Commerce) (2011). Chemicals Used in Hydraulic Fracturing. Avril 2011. URL: <http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic%20Fracturing%20Report%204.18.11.pdf> [6.6.2011]
- Weber L. (2006). Minerals Policy in Austria in the Framework of EU Legislation. Présentation lors d'une réunion TAIEX, Tallinn, 2006. URL: http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taix/presentations/Taix_tallinn_weber.pdf [6.6.2011]
- WEC (2010). 2010 Survey of Energy Resources, World Energy Council, Londres, 2010, URL: www.worldenergy.org
- WEO (2011). World Energy Outlook 2011, special report: Are we entering a golden age of gas?, Agence internationale de l'énergie, Paris, juin 2011, URL: http://www.worldenergyoutlook.org/golden_age_gas.asp
- Witter R., Stinson K., Sackett H., Putter S. Kinney G. Teitelbaum D., Newman L. (2008). Potential Exposure-Related Human Health Effects of Oil and Gas Development: A White Paper, University of Colorado Denver, Colorado School of Public Health, Denver, Colorado, et Colorado State University, Department of Psychology, Fort Collins, Colorado, 15 septembre 2008.

- Wolf (2009). Town of Dish, Texas, Ambient Air Monitoring Analysis, Final Report, prepared by Wolf Eagle Environmental, 15 septembre 2009, URL: www.wolfeagleenvironmental.com
- Wood R., Gilbert P., Sharmina M., Anderson K. (2011). Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. Janvier 2011
- Zeeb H., Shannoun F. (2009). WHO handbook on indoor radon: a public health perspective. Organisation mondiale de la santé (OMS) 2009

ANNEXE: COEFFICIENTS DE CONVERSION

Tableau: Unités usuelles aux États-Unis

Unité	Équivalent SI
1 pouce (in)	2,54 cm
1 pied (ft)	0,3048 m
1 yard (yd)	0,9144 m
1 mile (mi)	1,609344 km
1 pied carré (sq ft) ou (ft ²)	0,09290341 m ²
1 acre	4046,873 m ²
1 pied cube (cu ft) ou (ft ³)	28,31685 L
1 yard cube (cu yd) ou (yd ³)	0,7645549 m ³
1 acre-pied (acre ft)	1233,482 m ³
1 gallon américain (gal)	3,785412 L
1 baril de pétrole (bbl)	158,9873 L
1 boisseau (bu)	35,23907 L
1 livre (lb)	453,59237 g
1 tonne (américaine)	907,18474 kg
Fahrenheit (F)	$(5/9) * (F - 32)^\circ C$
1 British thermal unit (BTU) ou (Btu)	1055,056 J

Source: http://en.wikipedia.org/wiki/US_units_of_measurement

DIRECTION GENERALE DES POLITIQUES INTERNES

DÉPARTEMENT THÉMATIQUE POLITIQUES ÉCONOMIQUES ET SCIENTIFIQUES **A**

Rôle

Les départements thématiques sont des unités de recherche qui fournissent des conseils spécialisés aux commissions, délégations interparlementaires et autres organes parlementaires.

Domaines

- Affaires économiques et monétaires
- Emploi et affaires sociales
- Environnement, santé publique et sécurité alimentaire
- Industrie, recherche et énergie
- Marché intérieur et protection des consommateurs

Documents

Visitez le site web du Parlement européen: <http://www.europarl.europa.eu/studies>

SOURCE PHOTO: iStock International Inc.



ISBN