



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة وهران 2 محمد بن أحمد
Université d'Oran 2 Mohamed Ben Ahmed

معهد الصيانة والأمن الصناعي
Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle

Département de sécurité industrielle et environnement

MÉMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Hygiène et Sécurité industrielle
Spécialité : sécurité industrielle et environnement

Thème

**Les effets environnementaux du gaz de schiste
comme énergie alternative dans le monde**

Présenté et soutenu publiquement par :

Nom et Prénom :

Ait Boudaoud Yazid et Benaissa Adel Abderahim

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
RAHIEL RACHIDA	MCB	IMSI Université d'Oran 2	Président
ARBI MAACHIA	MCB	IMSI Université d'Oran 2	Encadreur
AOUIMER YAMINA	MAA	IMSI Université d'Oran 2	Examineur

Année 2022/2023

Remerciement

Nos remerciements vont tout premièrement à Dieu « Allah » le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience qu'il nous a donné pour terminer ce travail.

Nous tenons à remercier Mme ARBI notre directrice de mémoire pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à terminer ce travail.

Nous tenons à remercier également nos deux familles, nos professeurs, nos camarades et Tous ceux qui nous ont aidé à terminer ce mémoire.

Dédicace

Nous dédions ce mémoire

A nos parents pour leur soutien indéfectible et leur amour inconditionnel tout au long de notre parcours scolaire et professionnel. Leur confiance en nous a été une source de motivation pour atteindre nos objectifs et réussir cette étape importante de notre vie.

A Mme ARBI pour son soutien et ses conseils tout au long de notre période de réalisation de ce travail. Ses encouragements et son expérience nous ont permis d'atteindre notre objectif.

Et à tous ceux qui aiment le bon travail et ne reculent pas devant les obstacles de la vie.

Résumé

Ce mémoire se concentre sur l'évaluation des risques environnementaux et analyser les impacts associés à l'exploitation de gaz de schiste sur l'environnement, en mettant l'accent sur la pollution de l'eau, la contamination de l'air, la dégradation des sols et les conséquences sur la biodiversité. Dans le cadre de cette recherche, une analyse approfondie a été réalisée en utilisant des données provenant de différentes sources, notamment des études scientifiques, des rapports gouvernementaux et des enquêtes de terrain. Les méthodes d'évaluation des risques environnementaux ont été appliquées pour estimer les probabilités et les impacts potentiels des différentes sources de pollution liées à l'exploitation de gaz de schiste.

Les résultats de cette étude mettent en évidence plusieurs risques environnementaux majeurs associés aux gaz de schiste. Parmi ceux-ci, on note la contamination de l'eau souterraine par les fluides de fracturation, les émissions de gaz à effet de serre provenant de l'extraction et du transport, ainsi que la dégradation des écosystèmes locaux en raison de la fragmentation des terres et de la destruction de l'habitat. Cette recherche contribue à une meilleure compréhension des risques environnementaux liés à l'exploitation de gaz de schiste et souligne la nécessité d'une réglementation stricte et de mesures de prévention pour atténuer ces impacts.

Mots clés : gaz de schiste, fracturation hydraulique, effets environnementaux, fluide de fracturation, pollution, produits chimiques, ressources en eau, atmosphère.

Abstract

This brief focuses on environmental risk assessment and analysis of the impacts associated with shale gas development on the environment, focusing on water pollution, air contamination, soil degradation and the consequences for biodiversity. As part of this research, an in-depth analysis was conducted using data from a variety of sources, including scientific studies, government reports and field investigations. Environmental risk assessment methods were applied to estimate the probabilities and potential impacts of different sources of pollution associated with shale gas development.

The results of this study highlight several major environmental risks associated with shale gas. These include the contamination of groundwater by fracking fluids, greenhouse gas emissions from extraction and transportation, and degradation of local ecosystems due to land fragmentation and habitat destruction. This research contributes to a better understanding of the environmental risks associated with shale gas development and highlights the need for strict regulation and preventive measures to mitigate these impacts.

Keywords: shale gas, hydraulic fracturing, environmental effects, fracturing fluid, pollution, chemicals, water resources, atmosphere.

الملخص

يركز هذا الموجز على تقييم المخاطر البيئية وتحليل الآثار المرتبطة بتطوير الغاز الصخري على البيئة، مع التركيز على تلوث المياه وتلوث الهواء وتدهور التربة وعواقب ذلك على التنوع البيولوجي. كجزء من هذا البحث، تم إجراء تحليل متعمق باستخدام بيانات من مجموعة متنوعة من المصادر، بما في ذلك الدراسات العلمية والتقارير الحكومية والتحقيقات الميدانية. وطبقت أساليب لتقييم المخاطر البيئية لتقدير الاحتمالات والآثار المحتملة لمختلف مصادر التلوث المرتبطة بتطور الغاز الصخري

تسلط نتائج هذه الدراسة الضوء على العديد من المخاطر البيئية الرئيسية المرتبطة بالغاز الصخري. وتشمل هذه تلوث المياه الجوفية عن طريق تكسير السوائل، وانبعثات غازات الاحتباس الحراري من الاستخراج والنقل، وتدهور النظم البيئية المحلية بسبب تجزئة الأراضي وتدمير الموائل. يساهم هذا البحث في فهم أفضل للمخاطر البيئية المرتبطة بتطوير الغاز الصخري ويسلط الضوء على الحاجة إلى تنظيم صارم وتدابير وقائية للتخفيف من هذه الآثار

الكلمات المفتاحية: الغاز الصخري، والتكسير الهيدروليكي، والتأثيرات البيئية، وسائل التكسير، والتلوث، والمواد الكيميائية، والموارد المائية، والغلاف الجوي

Tables des matières

Remerciement

Dédicace

Résumé

Tables des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Glossaire

Introduction générale.....1

1 Chapitre 01 : Les hydrocarbures non conventionnels et le gaz de schiste dans le monde2

1.1 *Introduction*3

1.2 *Les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels*.....3

1.2.1 Les hydrocarbures conventionnels3

1.2.2 Les hydrocarbures non conventionnels6

1.3 *Le gaz de schiste*9

1.3.1 L'avantage de gaz de schiste11

1.3.2 Les techniques d'extraction de gaz de schiste13

1.4 *Le gaz de schiste dans le monde*.....18

1.4.1 Le gaz de schiste aux Etats-Unis.....18

1.4.2 Le gaz de schiste dans l'argentine.....21

1.4.3 Le gaz de schiste dans la chine22

1.4.4 Le gaz de schiste au canada24

1.4.5 Le gaz de schiste en Algérie26

**2 Chapitre 02 : Les risques environnementaux liés à l'extraction de gaz de schiste
29**

2.1 *Introduction*30

2.2 *Produits chimiques toxiques*.....30

2.3 *Risques liés à l'eau*32

2.3.1 Contamination des eaux souterraine33

2.3.2 Consommation d'eau.....34

2.3.3 Les eaux usées.....35

2.4 *L'impact sur le territoire*.....36

2.5 *Risque de pollution atmosphériques*37

2.5.1	Sources d'émissions de polluants dans l'air associées à la fracturation hydraulique	38
2.5.2	Types de polluants atmosphériques associés à la fracturation hydraulique	39
2.5.3	Les émissions de gaz à effet de serre	40
2.5.4	Analyse des émissions du développement du gaz de schiste	41
2.6	<i>Risque sismique</i>	44
2.6.1	Échelles sismiques.....	45
2.6.2	Cas de sismicité induite et déclenché suspecté	46
2.7	<i>Risque sur la santé</i>	48
2.7.1	La santé au travail	49
2.7.2	Risques pour la santé liés aux déchets.....	49
2.7.3	Risques pour la santé liés à la pollution de l'air	50
2.7.4	Impacts psychosociaux	51
2.8	<i>Bruit</i>	52
2.9	<i>Pollution lumineuse</i>	53
2.10	<i>Conclusions</i>	53

3 Chapitre 03 : Les mesures de prévention et de gestion des risques environnementaux associés à la fracturation hydraulique.....54

3.1	<i>Introduction</i>	55
3.2	<i>Protection des eaux souterraines</i>	55
3.3	<i>Traitement des eaux usées</i>	56
3.3.1	Injection en puits profonds	57
3.3.2	Bio-remédiation	58
3.3.3	Les retenues de surface.....	59
3.3.4	Traitement thermique	59
3.3.5	Traitement et réutilisation.....	60
3.3.6	Initiatives des entreprises.....	60
3.4	<i>Réduire la pollution atmosphérique</i>	61
3.5	<i>Protection du sol</i>	62
3.6	<i>Préventions contre les séismes résultant de la fracturation hydraulique</i>	63
3.6.1	Injection sûres.....	63
3.6.2	Plan sismique	64
3.7	<i>Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique</i>	65
3.7.1	La fracturation par des procédés physiques permettant d'éviter l'emploi de quantités importantes de fluides	65
3.7.2	La fracturation à partir de gaz liquéfiés ou gélifiés.....	67
3.7.3	La fracturation au propane.....	68
3.7.4	Avantages et inconvénients des autres techniques alternatives à la fracturation hydraulique	71

3.8	<i>Le danger de la domination de gaz de schiste comme énergie alternative au pétrole et les risques économique</i>	72
3.8.1	Volatilité des prix	72
3.8.2	Concurrence avec les énergies renouvelables	73
3.8.3	Externalités environnementales et sociales	73
3.8.4	Dépendance continue aux combustibles fossiles	73
3.8.5	Risques liés à l'investissement	73
3.9	<i>Conclusion</i>	73
	Conclusion générale	74
	Références	75

Liste des figures

Figure 1.1. Charbon [135].....	3
Figure 1.2. Le pétrole [136].....	4
Figure 1.3. Localisation de gaz nature [137].....	5
Figure 1.4. Le sable bitumineux [138].....	7
Figure 1.5. Une pièce de L’huile de schiste [139].....	9
Figure 1.6. La zone extraction de gaz naturel et gaz de schiste [140].....	16
Figure 1.7. Production de gaz de schiste aux États-Unis en 2021, par État [141].....	19
Figure 1.8. La production de gaz de schiste à vaca muerta, Argentine [142].....	22
Figure 1.9. Potentiel de ressources géologiques en gaz de schiste des provinces chinoises (billions de mètres cubes) [143].....	24
Figure 1.10. Bassins de gaz naturel et de pétrole en Algérie [144].....	28
Figure 2.1. Les composants de fluide de fracturation [145].....	32
Figure 2.2. La contamination des eaux souterraines par la fracturation hydraulique. [146]	34
Figure 2.3. Les eaux usées de la fracturation hydraulique [147].....	36
Figure 2.4. Les plateformes de rayonnage et les routes, vues ici du ciel, peuvent transformer un paysage rural en un réseau d’infrastructures industrielles.[148].....	37
Figure 2.5. Fuite de gaz dans un puits d’extraction à Marcellus Shale [149]......	39
Figure 2.6. Pourcentages des gaz à effet de serre entre 1990 et 2010 [150].....	41
Figure 2.7. Le tremblement de terre magnitude 5,7 – près de Prague (états unis) qui s’est produit en 2011, déclenché par l’injection des eaux usées de fracturation dans des formations géologiques profondes [151].....	44
Figure 2.8. Evolution du nombre de séismes (magnitude cumulés) en fonction des zones géographiques considérées aux États-Unis [152].....	48
Figure 2.9. Risque sur la santé [153].....	52
Figure 3.1. Zones de coffrage et programmes de ciment [154].....	56
Figure 3.2. Injection en puit profond [155].....	57
Figure 3.3. Le principe de la bioremédiation [156].....	58
Figure 3.4. Exemple d’un bassin qui contient les eaux usées de la fracturation hydraulique [157].....	59
Figure 3.5. Applications des chocs électriques dans un puits de pétrole [158].....	66
Figure 3.6. Système de la fracturation pneumatique [159].....	67

Figure 3.7. Schéma de la procédure de fracturation au propane [134]69

Liste des tableaux

Tableau 1.1. Classement des réserves de gaz de schiste [160].....	11
Tableau 1.2. Les composants de fluide de fracturation [161]	17
Tableau 2.1. Quelques additifs connus employés pour la fracturation hydraulique du shale de Marcellus [162]	31
Tableau 2.2. Distance entre les formations de gaz de roche mère et les eaux souterraines pour les principaux gisements des Etats-Unis (mètres) [163].....	33
Tableau 2.3. Intensité hydrique pour l'extraction et le traitement de différentes sources d'énergie (litres par MMBtu) [164]	35
Tableau 2.4. Sources d'émissions de polluants dans l'air associées à la fracturation hydraulique [162].....	40
Tableau 2.5. Calcul des coefficients d'émission pour différentes techniques de gestion du gaz pouvant être mises en œuvre dans le cadre d'opération de reflux des puits de gaz de roche mère, en assumant des potentiels de réchauffement globaux de 100 ans et 20 ans [165]	43
Tableau 3.1. Avantages et inconvénients des principales techniques alternatives à la fracturation hydraulique	72

Liste des abréviations

ACPP : l'Association canadienne des producteurs pétroliers

AEA : American Economic Association

AIE : l'Agence internationale de l'énergie

ANCRE : Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie

APE : Agence de protection de l'environnement

API : American Petroleum Institute

BAPE : Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

BP : British Petroleum (entreprise)

BPC : Billion de pieds cubes

COV : Composé organique volatil

EIA : Energy Information Administration

EIS : Evaluation d'impact sur la santé

ENI : Ente nazionale idrocarburi (société italienne d'hydrocarbures)

EPA : Environmental Protection Agency

IFP : Institut français du pétrole

IHS : Information Handling Services

GES : Gaz à effet de serre

GNL : gaz naturel liquéfié

GPL : gaz de pétrole liquéfié

HNC : hydrocarbures non conventionnels

MDDEP : Ministère du développement durable, de l'Environnement et des Parcs

MIT : Massachusetts Institute of Technology

MRN : Matière radioactive nucléaire

MRNF : Ministère des Ressources naturelles et des Forêts (Québec)

NOAA : National Oceanic and Atmospheric Administration

NOX : Les oxydes d'azote

OMS : Organisation mondiale de la santé

PGA : Peak ground acceleration

PGV : Peak ground velocity

PH : Potential of hydrogen

PIB : Produit intérieur brut aux prix du marché

PM 2.5 : Particules dont le diamètre est de 2.5 micron (μm)

SOX : Les Dioxyde de soufre

TDS : Total dissolved solids

YPF : Yacimientos Petrolíferos Fiscales (gisement pétrolifère d'État)

Glossaire

Clean air act : se réfère, dans le monde anglophone, à une loi en matière de diminution du smog et de pollution de l'air en général.

Echelle de mercalli : est une échelle de mesure de l'intensité d'un séisme, qui se fonde sur l'observation des effets et des conséquences du séisme en un lieu donné.

Forage : est l'action de creuser un trou dans la Terre.

Fluid de fracturation : fluide injectés sous haute pression dans une formation géologique, dans l'objectif de décolmater un puits, ou de fracturer et microfracturer des roches dures

Heptafluoropropane : est un gaz inhibiteur de seconde génération destiné à empêcher la réaction de combustion.

Nappe phréatique : est une nappe d'eau que l'on rencontre à faible profondeur. Elle alimente traditionnellement les puits et les sources en eau potable.

Produis chimiques floculants : sont des produits chimiques qui lient les fines particules de la phase dispersée dans les agrégats, provoquant la précipitation des sédiments hors des colloïdes.

Proppant : sont des produits solides qui sont injectés dans les fractures et microfracturations provoquées dans la roche mère lors de opérations de fracturation hydraulique

Roche mère : est la couche minérale superficielle de la croûte terrestre, dont l'altération contribue à la constitution des sols.

Torchage : Opération consistant à brûler à la torche un gaz combustible excédentaire associé au pétrole, et qui se dégage dans l'atmosphère.

Zones sus-jacentes : Se dit d'une couche de terrain qui s'étend au-dessus d'une autre.

Introduction générale

Au cours de l'année précédente, la demande de gaz a considérablement augmenté dans le monde, en particulier en Europe, ce qui a tourné l'attention vers les ressources en gaz non conventionnelles (gaz de schiste) en raison de son potentiel élevé en tant que carburant de substitution. Cette source d'énergie fossile non conventionnelle est extraite de formations géologiques profondes à l'aide de la technologie de fracturation hydraulique qui permettent de libérer le gaz emprisonné dans la roche.

Cette technologie consiste à creuser un puits d'environ 1 500 mètres de profondeur en général dans le sol, puis à y injecter un liquide sous très haute pression, mais il existe des risques environnementaux associés à l'utilisation de cette technologie ce qui a poussé certains pays à abandonner l'extraction de ses ressources ou attendre un peu plus du temps.

La question que nous allons répondre dans cette recherche est, quelles sont les conséquences de l'exploitation de ce gaz sur les différents aspects environnementaux et quelles sont les impacts potentiels.

Cette étude sur les effets environnementaux du gaz de schiste a été menée à l'aide d'une méthodologie basée sur une recherche bibliographique et une analyse des données en utilisant des sources fiables telles que des revues académiques, des rapports gouvernementaux et des articles pertinents, les informations actuellement disponibles sur les émissions de gaz à effet de serre, la qualité de l'eau, les effets sur les écosystèmes et d'autres effets sur l'environnement ont été rassemblées.

Les résultats ont été synthétisés pour présenter les principaux effets environnementaux. Enfin, des précautions ont été mentionnées pour réduire les effets négatifs identifiés.

Dans ce mémoire nous allons répondre à la problématique posée à travers trois chapitres, au début nous allons voir quelle est la différence entre les hydrocarbures conventionnelle et non conventionnelle, et donner un aperçu sur le gaz de schiste dans le monde. Ensuite, nous allons définir les risques environnementaux qui pourraient être générés par l'exploitation de ce gaz en donnant les causes et les conséquences. Enfin, nous allons citer les mesures qui peuvent être prises pour prévenir les impacts environnementaux de l'exploitation de gaz de schiste et les technologies futures alternatives.

1 Chapitre 01 : Les hydrocarbures non conventionnels et le gaz de schiste dans le monde

1.1 Introduction

L'énergie non renouvelable est une énergie dérivée de ressources naturelles qui s'épuisent lorsqu'elle est utilisée, car elle a des quantités limitées de source, elle s'est formée dans la terre il y a des millions d'années et elle a un stock spécifique qui finira par être consommé, et elle ne peut pas être renouvelé dans un court laps de temps.

1.2 Les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels

1.2.1 Les hydrocarbures conventionnels

Ce type de combustible s'est formé dans les temps géologiques anciens, en particulier au Carbonifère, il y a plus de 200 millions d'années. On pense qu'il a été formé à partir des restes d'organismes végétaux et animaux grands et microscopiques, qui ont été enfouis sous les couches de la croûte terrestre et fossilisés. Pendant des millions d'années, la pression et la chaleur ont contribué à le transformer en charbon, en pétrole et en gaz naturel, et il est stocké dans des roches réservoirs.

1.2.1.1 Le charbon



Figure 1.1. Charbon [135]

Le charbon est une roche sédimentaire combustible, riche en carbone, de couleur noire ou marron foncé, formée à partir de la dégradation partielle de la matière organique des végétaux. Il est exploité dans des mines, appelées charbonnages.

Couvrant 28,1 % des besoins énergétiques mondiaux en 2015, le charbon est la seconde ressource énergétique de l'humanité, derrière le pétrole (29,5 %) et devant le gaz naturel (23,7 %), et la première source d'électricité avec 36 % de la production d'électricité en 2021

Les gisements de charbon sont issus d'un processus de « carbonification » ou « houillification » qui prend environ 300 à 500 millions d'années pour transformer un végétal

(feuilles, branches, arbres, etc.) mort en anthracite (le charbon ayant le plus grand pourcentage de carbone) avec quelques conditions géographiques nécessaires sont :

Une très grande quantité de débris végétaux doit s'accumuler dans une couche d'eau peu profonde et faible en dioxygène (environnement de type tourbière), ce qui permet à une partie de la matière organique d'échapper à l'action des décomposeurs. Au cours de plusieurs millions d'années, l'accumulation et la sédimentation de ces débris végétaux provoquent une modification graduelle des conditions de température, de pression et d'oxydoréduction dans la couche de charbon qui conduit, par carbonisation, à la formation de composés de plus en plus riches en carbone.

Son extraction a rendu possible la révolution industrielle aux 18 et 19 siècles. Sa combustion engendre 44,0 % des émissions de CO₂ dues à l'énergie en 2019, contre 33,7 % pour le pétrole et 21,6 % pour le gaz naturel.

En 2022, la consommation mondiale de charbon dépasse les 8 milliards de tonnes, soit une tonne de charbon/an/habitant compte tenu de la population mondiale actuelle [73] [86].

1.2.1.2 Le pétrole



Figure 1.2. *Le pétrole* [136]

Le pétrole est une huile minérale d'origine naturelle composée d'une multitude de composés organiques, essentiellement des hydrocarbures, piégée dans des formations géologiques particulières. Le pétrole dans son gisement est fréquemment associé à des fractions légères qui se séparent spontanément du liquide à la pression atmosphérique, ainsi que diverses impuretés comme le dioxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène, l'eau de formation et des traces métalliques.

Le pétrole résulte de la dégradation thermique de matières organiques contenues dans certaines roches : les roches-mères.

Ce sont des restes fossilisés de végétaux aquatiques ou terrestres, de bactéries et d'animaux microscopiques s'accumulant au fond des océans, des lacs ou dans les deltas. Appelés "kérogène", ces résidus organiques sont préservés dans des environnements où les eaux sont dépourvues d'oxygène, se mêlant ainsi aux sédiments minéraux pour former la roche-mère.

L'exploitation de cette source d'énergie fossile et d'hydrocarbures est l'un des piliers des économies industrielles, car le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides — fioul, gazole, kérosène, essence, GPL — tandis que le naphta produit par le raffinage est à la base de la pétrochimie, dont sont issus un très grand nombre de matériaux usuels — plastiques, textiles synthétiques, caoutchoucs synthétiques (élastomères), détergents, adhésifs, engrais, cosmétiques, etc. — et que les fractions les plus lourdes conduisent aux bitumes, paraffines et lubrifiants.

Les principaux importateurs de pétrole sont la Chine, l'Europe, l'Inde et le Japon ; les principaux exportateurs sont l'Arabie saoudite, la Russie, l'Irak, le Canada, les Émirats arabes unis et le Koweït ; les États-Unis exportent un tonnage de produits pétroliers presque équivalent au tonnage de leurs importations de brut.

L'exploitation pétrolière a des conséquences négatives importantes sur le plan environnemental et social. L'extraction, le raffinage et la combustion des carburants pétroliers libèrent de grandes quantités de gaz à effet de serre, ce qui fait du pétrole l'un des principaux responsables du changement climatique. L'exploitation du pétrole dans son ensemble a des conséquences sociales directes, telle que guerres ou des actions politiques, marées noires, pollution des sites d'exploitation, etc. ; et indirectes : migrations liées au changement climatique, déclin de la biodiversité, etc. Ses produits dérivés sont également source de pollution [74].

1.2.1.3 Le gaz naturel

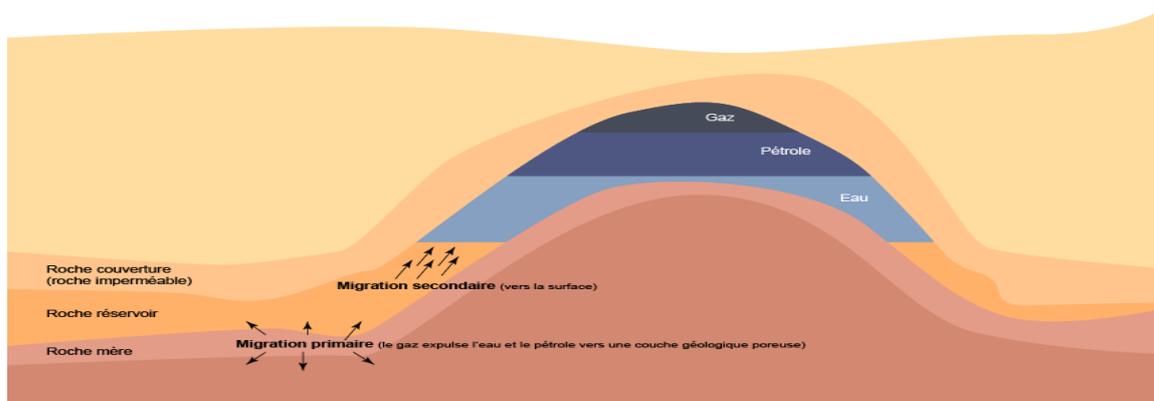


Figure 1.3. Localisation de gaz naturel [137]

Le gaz naturel, ou gaz fossile, est un mélange gazeux d'hydrocarbures constitué principalement de méthane, mais comprenant généralement une certaine quantité d'autres alcanes supérieurs, et parfois un faible pourcentage de dioxyde de carbone, d'azote, de sulfure d'hydrogène ou d'hélium. Naturellement présent dans certaines roches poreuses, il est extrait par forage et est utilisé comme combustible fossile ou par la carbochimie

En 2018, le gaz naturel était la troisième source d'énergie primaire utilisée dans le monde, représentant 23 % de la consommation, après le pétrole (31 %) et le charbon (27 %) ; sa part progresse rapidement (16,1 % en 1973), de même que sa production mondiale (+228 % en 47 ans, de 1973 à 2020, dopée par l'exploitation des gaz non conventionnels) [4].

Le secteur pétrolier et gazier engendre en outre plus de 20 % des émissions mondiales de méthane, gaz dont le potentiel de réchauffement global est 25 fois plus élevé que celui du CO₂.

Le gaz est utilisé dans l'industrie, les usages domestiques puis la production d'électricité.

Les deux principaux producteurs de gaz naturel sont, en 2021, les États-Unis (23,1 % du total mondial) et la Russie (17,4 %), suivis par l'Iran, la Chine, le Qatar, le Canada et l'Australie. Les principaux consommateurs sont les États-Unis (20,5 %), la Russie (11,8 %), la Chine (9,4 %) et l'Iran (6,0 %) [19].

1.2.2 Les hydrocarbures non conventionnels

Les hydrocarbures non conventionnels sont des sources d'énergie fossile qui se trouvent dans des formations géologiques complexes et qui nécessitent des technologies spéciales pour leur extraction. Contrairement aux hydrocarbures conventionnels tels que le pétrole brut, le gaz naturel et le charbon, qui se trouvent dans des réservoirs poreux et perméables, les hydrocarbures non conventionnels se trouvent dans des formations géologiques plus complexes et souvent plus profondes.

Les types d'hydrocarbures non conventionnels les plus courants sont le gaz de schiste, l'huile de schiste, le gaz de houille, les sables bitumineux et les hydrates de gaz. Le gaz et l'huile de schiste se trouvent dans des roches sédimentaires riches en matière organique, tandis que le gaz de houille se trouve dans des couches de charbon. Les sables bitumineux sont des dépôts de sable mélangé à de la bitume, une forme épaisse de pétrole brut, tandis que les hydrates de gaz se trouvent dans les fonds marins et les sols gelés.

L'extraction de ces hydrocarbures non conventionnels nécessite souvent des techniques d'extraction avancées telles que la fracturation hydraulique et l'exploitation minière à ciel ouvert. Ces techniques peuvent être controversées en raison de leur impact environnemental potentiel, notamment en termes de pollution de l'eau et de l'air, de l'utilisation de vastes quantités d'eau et de la production de déchets.

1.2.2.1 Le gaz de houille

Le gaz de houille est un gaz manufacturé, produit lors de la transformation de la houille en coke et par gazéification du charbon. Le gaz de houille fut utilisé comme gaz d'éclairage jusqu'à la fin du 19^{ème} siècle, époque à laquelle il fut détrôné par l'électricité, et plus généralement comme gaz de ville, jusque dans les années 1960, époque où il fut progressivement remplacé par le gaz naturel.

Le gaz de houille est un gaz naturel extrait des gisements de charbon, également connu sous le nom de gaz de charbon. Il est principalement composé de méthane, mais peut également contenir des quantités variables de dioxyde de carbone, d'azote, de monoxyde de carbone, d'hydrogène et d'autres gaz.

Le gaz de houille se forme lorsqu'une matière organique présente dans les couches de charbon se décompose lentement sous l'effet de la pression et de la chaleur. Le gaz ainsi produit migre vers des couches poreuses et perméables, où il peut être extrait. Le gaz de houille est souvent associé à des réserves de charbon et est extrait en même temps que le charbon.

L'extraction du gaz de houille peut se faire de différentes manières, notamment par forage horizontal ou vertical, par fracturation hydraulique ou par épuisement naturel. Les techniques d'extraction varient en fonction de la profondeur et de la qualité du gisement.

Le gaz de houille peut être utilisé comme source d'énergie, comme alternative au gaz naturel conventionnel. Il est également utilisé pour la production d'électricité et de chaleur, ainsi que pour la production de produits chimiques.

Cependant, l'extraction du gaz de houille peut présenter des risques environnementaux, tels que la contamination des eaux souterraines et de l'air, ainsi que la libération de gaz à effet de serre, ce qui en fait un sujet de débat et de controverse [40].

1.2.2.2 Le sable bitumineux



Figure 1.4. Le sable bitumineux [138]

Un sable bitumineux (ou bitumeux) est un mélange de bitume brut, qui est une forme semi-solide de pétrole brut, de sable, d'argile minérale et d'eau. En d'autres mots, c'est un sable enrobé d'une couche d'eau sur laquelle se dépose la pellicule de bitume. Plus la pellicule de bitume est épaisse, meilleurs sont les sables bitumineux en termes de quantité de pétrole extractible. Après extraction et transformation des sables bitumineux, on obtient le bitume, qui est un mélange d'hydrocarbures sous forme solide, ou liquide dense, épais et visqueux. Les gisements de sable bitumineux représentent une importante source de pétrole brut de synthèse, ou pétrole non conventionnel.

Les principales réserves se situent en Alberta (Canada) et dans le bassin du fleuve de l'Orénoque, au Venezuela. De plus petits gisements de sables bitumineux existent dans d'autres endroits du monde.

L'impact environnemental de l'extraction du bitume et de sa transformation en pétrole est très important : déforestation, rejets de produits toxiques, émissions de gaz à effet de serre (GES). L'extraction d'un baril de pétrole des sables bitumineux de l'Alberta émet plus de 190 kg de GES, 3 fois plus que la production d'un baril de pétrole classique. De nombreuses associations de défense de l'environnement font campagne contre l'exploitation des sables bitumineux et des banques refusent de la financer [104].

1.2.2.3 Hydrates de gaz

Les hydrates de gaz, également connus sous le nom de clathrates de gaz, sont des structures cristallines composées de molécules d'eau et de gaz, principalement du méthane. Ils se forment à des températures et à des pressions élevées, comme celles qui se trouvent dans les fonds marins et dans les régions arctiques.

Les hydrates de gaz sont considérés comme une importante source potentielle d'énergie fossile non conventionnelle. On estime que les réserves mondiales d'hydrates de gaz pourraient représenter jusqu'à deux fois les réserves actuelles de gaz naturel. Cependant, l'extraction des hydrates de gaz est difficile et coûteuse en raison des conditions extrêmes dans lesquelles ils se forment. Les méthodes actuelles d'extraction des hydrates de gaz comprennent la production de chaleur, la réduction de la pression ou l'utilisation de fluides pour extraire le gaz.

Les hydrates de gaz peuvent également avoir des impacts environnementaux, tels que le relargage de gaz à effet de serre lors de leur extraction et leur utilisation. En outre, leur extraction peut perturber les écosystèmes marins.

Les hydrates de gaz sont donc une source d'énergie prometteuse, mais qui nécessite des études approfondies pour évaluer les avantages et les inconvénients environnementaux, économiques et technologiques liés à leur exploitation [31].

1.2.2.4 L'huile de schiste



Figure 1.5. Une pièce de L'huile de schiste [139]

L'huile de schiste est un type d'huile non conventionnelle qui est piégée dans des formations de roche sédimentaire appelées schiste. L'extraction de l'huile de schiste implique l'utilisation de techniques d'extraction non conventionnelles telles que la fracturation hydraulique et le forage horizontal.

Le processus d'extraction de l'huile de schiste commence par le forage d'un puits vertical jusqu'à la couche de schiste contenant l'huile. Ensuite, un forage horizontal est effectué pour atteindre une plus grande surface de la formation rocheuse contenant l'huile. Ensuite, un fluide sous pression est injecté dans le schiste pour le fracturer et libérer l'huile. Le fluide de fracturation est généralement constitué d'eau, de sable et de produits chimiques.

L'huile de schiste est ensuite extraite du puits à la surface et traitée avant d'être utilisée comme carburant ou comme matière première dans la production de produits pétrochimiques.

Bien que l'huile de schiste puisse offrir une source d'énergie alternative et réduire la dépendance aux combustibles fossiles importés, elle présente également des préoccupations environnementales en raison de l'utilisation de produits chimiques dans le processus d'extraction, de la pollution de l'eau et de l'air, ainsi que de la consommation d'eau importante. De plus, l'exploitation de l'huile de schiste peut également entraîner des effets sur les terres et les communautés environnantes, tels que la perturbation des habitats naturels et la détérioration de la qualité de l'air et de l'eau [77].

1.3 Le gaz de schiste

Le gaz de schiste est composé principalement de méthane (entre 50 % et 90 %), un gaz combustible qui peut être utilisé pour produire de l'énergie. En plus du méthane, le gaz de schiste peut contenir des quantités variables d'autres composés gazeux tels que l'éthane,

le propane, le butane et l'hélium, ainsi que des traces de dioxyde de carbone, d'azote, d'oxygène et d'autres gaz inertes.

En plus des gaz, le gaz de schiste peut également contenir des quantités variables d'eau, de sable et de produits chimiques ajoutés lors du processus de fracturation hydraulique. Les produits chimiques ajoutés peuvent comprendre des agents de fracturation, des biocides pour empêcher la croissance bactérienne, des agents de contrôle du pH, des lubrifiants et des tensioactifs. Les types et les quantités de produits chimiques utilisés varient en fonction des conditions locales et des techniques de fracturation utilisées.

La composition chimique du gaz de schiste peut varier considérablement en fonction des caractéristiques géologiques de chaque gisement et des méthodes d'exploration et de production utilisées. Il est important de comprendre la composition chimique du gaz de schiste pour évaluer son potentiel énergétique et pour prendre en compte les impacts environnementaux potentiels associés à son extraction et à son utilisation.

Le gaz de schiste est un gaz naturel contenu dans des roches marneuses ou argileuses riches en matières organiques. Contrairement au gaz naturel conventionnel qui est retenu dans une roche perméable permettant une exploitation facile, le gaz de schiste est piégé dans les porosités d'une roche rendue imperméable par l'argile qu'elle contient. L'extraction du gaz de schiste, particulièrement difficile, nécessite le recours systématique aux techniques combinées du forage dirigé et de la fracturation hydraulique à grands volumes particulièrement coûteuses. Les roches-réservoirs contenant du gaz de schiste peuvent aussi contenir de l'huile de schiste (pétrole non conventionnel), mais dans des proportions beaucoup plus faibles.

Il est considéré comme une alternative aux énergies fossiles traditionnelles car il est plus propre que le charbon et le pétrole en termes d'émissions de gaz à effet de serre et de pollution atmosphérique. De plus, il est souvent considéré comme une source d'énergie domestique, car il est disponible dans de nombreux pays, réduisant ainsi la dépendance aux importations de gaz naturel.

Le gaz de schiste est contenu dans des roches marneuses ou argileuses, enfouies généralement entre 1 500 et 3 000 mètres de profondeur. On trouve des puits sur tous les continents de la planète, mais les plus grosses réserves de production ont été identifiées en Chine, en Argentine, en Algérie, aux États-Unis et au Canada.

L'exploitation à grande échelle du gaz de schiste a démarré au cours des années 2000 lorsque le prix des hydrocarbures de roche-mère s'est établi durablement au-dessus d'un seuil élevé en relation avec la stagnation de la production du pétrole et du gaz conventionnel et la croissance de la consommation énergétique mondiale. Ces prix ainsi que les avancées dans le domaine des techniques d'extraction ont permis de financer les investissements très importants nécessaires pour permettre la mise en production de nombreux puits [7].

1.3.1 L'avantage de gaz de schiste

Bien que le gaz de schiste soit déjà connu, les résultats négatifs ou positifs de sa production ne sont pas encore certains. Le gaz de schiste est une ressource énergétique fossile. Il porte tous les effets négatifs d'un combustible fossile, mais il offre également certaines opportunités.

Les principaux avantages de la production de gaz de schiste :

A- L'abondance

L'abondance de gaz de schiste varie selon les régions, mais il est généralement considéré comme une ressource abondante dans de nombreux pays.

Voici un classement des meilleurs pays avec les plus grandes réserves de gaz de schiste techniquement récupérables en 2021, selon l'US Energy Information Administration

pays	billions de mètres cubes
chine	31.6
Argentine	14.8
Algérie	5.7
États-Unis	4.4
Canada	4.0
Mexique	1.4
Afrique du sud	0.4
Australie	0.4
Russie	0.3
Indonésie	0.2

Tableau 1.1. Classement des réserves de gaz de schiste [160]

B- La réduction de dépendance aux combustibles fossiles importés

La possibilité de réduire la dépendance des pays aux combustibles fossiles importés, tels que le pétrole et le gaz naturel liquéfié (GNL). L'exploitation des gisements de gaz de schiste permet de produire localement du gaz naturel, ce qui peut réduire les coûts d'importation et renforcer la sécurité énergétique des pays.

Dans certains pays, l'exploitation du gaz de schiste a déjà entraîné une réduction des importations de gaz naturel. Par exemple, aux États-Unis, la production de gaz de schiste a augmenté de façon spectaculaire ces dernières années, et le pays est devenu un exportateur net de gaz naturel. En Europe, certains pays, comme la Pologne, ont également commencé à explorer leur potentiel de gaz de schiste pour réduire leur dépendance aux importations de gaz naturel russe [60].

En réduisant la dépendance aux importations de combustibles fossiles, l'exploitation du gaz de schiste peut également contribuer à renforcer la sécurité énergétique des pays et à réduire leur exposition aux fluctuations des prix du pétrole et du gaz sur les marchés mondiaux.

C- La réduction d'émissions de gaz d'effet de serre par rapport au charbon

Le gaz de schiste peut également contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport à d'autres combustibles fossiles, tels que le charbon. En effet, la combustion de gaz naturel émet moins de dioxyde de carbone (CO₂) que la combustion de charbon ou de pétrole. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), le remplacement du charbon par du gaz naturel peut réduire les émissions de CO₂ de l'ordre de 50 %.

De plus, le gaz de schiste peut également être utilisé pour produire de l'électricité de manière plus efficace que les combustibles fossiles traditionnels. Les centrales électriques alimentées au gaz naturel ont un rendement énergétique plus élevé que les centrales alimentées au charbon, ce qui signifie qu'elles peuvent produire plus d'électricité avec moins de combustible, réduisant ainsi les émissions de gaz à effet de serre.

D- Flexibilité

Les centrales électriques alimentées au gaz de schiste peuvent être démarrées et arrêtées plus rapidement que les centrales électriques à charbon, ce qui les rend plus adaptées pour répondre à la demande variable en électricité [78].

E- Meilleure qualité de l'air

À kilowatts-heures produits égaux, le gaz naturel produit moins de CO₂ que le charbon ou le pétrole. On peut citer les chiffres suivants : la production d'un mégajoule d'énergie (1 MJ \approx 0,3 kWh) obtenu en brûlant du méthane produit 55g de CO₂. La même quantité d'énergie obtenue en brûlant du pétrole produit 70g de CO₂ ; et 110g en brûlant du charbon. Quitte à utiliser des combustibles fossiles, autant utiliser du gaz que d'autres combustibles, c'est moins mauvais pour le climat. Et même si on développe beaucoup les énergies renouvelables, type solaire ou éolien, celles-ci ne sont pas permanentes (nuit, jours sans vent...). Le gaz est la plus souple des énergies : une turbine à gaz peut prendre le relais d'un champ d'éoliennes en quelques minutes. Il faut quelques heures à une centrale à charbon, encore plus pour une centrale nucléaire. Et, si on est optimiste, on peut aussi penser que ce gaz naturel peut assurer la transition énergétique nécessairement assez longue avant l'avènement technologique et économique des énergies renouvelables [121].

F- Création d'emploi

L'exploitation du gaz de schiste peut également avoir des effets positifs sur l'emploi dans les régions où elle est pratiquée. La production de gaz de schiste nécessite une main-d'œuvre qualifiée et non qualifiée pour l'exploration, le forage, la construction de pipelines

et d'infrastructures de traitement, ainsi que pour la maintenance et la surveillance des sites de production.

Dans certains cas, l'exploitation du gaz de schiste peut également stimuler la création d'emplois dans des industries connexes, telles que la fabrication d'équipements et de matériaux nécessaires à l'exploitation du gaz de schiste [121].

G- L'amélioration de la sécurité énergétique

L'exploitation du gaz de schiste peut également contribuer à améliorer la sécurité énergétique d'un pays ou d'une région. En réduisant la dépendance aux importations de gaz naturel et de pétrole provenant d'autres pays, l'exploitation du gaz de schiste peut offrir une source d'énergie domestique plus fiable et plus stable.

En outre, l'exploitation du gaz de schiste peut aider à diversifier les sources d'énergie d'un pays ou d'une région, ce qui peut réduire les risques liés à une dépendance excessive à une source d'énergie unique. Par exemple, l'utilisation du gaz de schiste comme source d'énergie complémentaire aux énergies renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne peut aider à réduire les fluctuations dans l'approvisionnement énergétique [121].

Enfin, l'exploitation du gaz de schiste peut contribuer à renforcer la résilience énergétique en cas de crises ou d'incidents majeurs, tels que des conflits géopolitiques, des interruptions de l'approvisionnement énergétique ou des catastrophes naturelles. En disposant d'une source d'énergie domestique plus abondante et plus diversifiée, les pays ou les régions peuvent être mieux préparés à faire face à ces situations d'urgence [14].

1.3.2 Les techniques d'extraction de gaz de schiste

L'extraction du gaz de schiste implique généralement l'utilisation de deux techniques principales : la fracturation hydraulique et le forage horizontal.

1.3.2.1 Le forage horizontal

1.3.2.1.1 Définition

Le forage horizontal de gaz de schiste est une technique utilisée pour extraire le gaz naturel piégé dans les couches de schiste profondes. Contrairement au forage vertical traditionnel, qui ne permet d'extraire le gaz que dans une zone limitée autour du puits, le forage horizontal implique la création d'un forage vertical initial, suivi d'un virage horizontal à 90 degrés pour pénétrer la formation de schiste cible. Cette technique permet d'augmenter considérablement la surface de contact entre le puits et la roche de schiste, ce qui permet d'extraire plus efficacement le gaz. En outre, le forage horizontal permet d'exploiter plusieurs zones de schiste à partir d'un seul puits, ce qui réduit le nombre de puits nécessaires pour exploiter une zone de gaz de schiste donnée.

1.3.2.1.2 La procédure

Le forage horizontal est une technique avancée utilisée pour extraire du gaz de schiste à partir de formations de roche profondes. Voici les étapes de la procédure de forage horizontal typique :

A-Préparation du site

Avant de commencer le forage, le site doit être préparé pour assurer la sécurité et la stabilité du forage. Cela implique souvent l'installation d'un revêtement de surface, la construction de digues pour contenir les déversements éventuels de liquides de forage et l'installation de dispositifs de sécurité tels que des extincteurs d'incendie et des systèmes de ventilation.

B-Forage vertical

Une fois que le site est prêt, le forage peut commencer avec une plateforme de forage qui se compose d'une grande tour sur laquelle est installé un treuil pour descendre et remonter les outils de forage. Dans cette première phase, on forera un puits vertical jusqu'à atteindre la couche de schiste cible.

C-Forage horizontal

Lorsque le puits vertical atteint la profondeur souhaitée, les foreurs commencent à diriger la mèche de forage horizontalement à travers la couche de schiste. Cette phase nécessite un équipement de forage spécialisé, y compris des têtes de forage orientables, pour maintenir la direction souhaitée du forage horizontal.

D-Complétion du puits

Une fois le forage horizontal terminé, le puits est équipé d'un revêtement de protection en acier et d'un système de tubage en acier ou en plastique. Ce tubage est utilisé pour isoler le puits et le protéger contre les fuites de gaz ou de liquide de forage. Des ouvertures sont également créées dans le tubage pour permettre au gaz de schiste de s'écouler vers la surface.

E-Stimulations de fracturation hydraulique

Pour libérer le gaz de schiste piégé dans la roche, une technique appelée stimulation de fracturation hydraulique est souvent utilisée. Cette technique consiste à injecter de grandes quantités d'eau sous pression, mélangées à des additifs chimiques et à des sables de fracturation, dans le puits. Cette pression ouvre des fissures dans la roche, permettant au gaz de s'échapper et de remonter vers la surface.

F-Production de gaz

Une fois la fracturation hydraulique terminée, le gaz de schiste commence à remonter à la surface à travers le puits. Il est ensuite recueilli et traité avant d'être acheminé vers les usines de traitement pour être transformé en gaz naturel utilisable.

Il est important de noter que le processus de forage horizontal peut prendre plusieurs mois, voire plusieurs années, en fonction de la complexité de la formation de schiste et de la profondeur du puits. En outre, la technique de fracturation hydraulique est controversée en raison de ses impacts potentiels sur l'environnement et la santé humaine, et est soumise à une réglementation stricte dans de nombreux pays [57].

1.3.2.2 La fracturation hydraulique (ou fracking)

1.3.2.2.1 Définition

La fracturation hydraulique est une technique de fracturation des formations géologiques à faible perméabilité par l'injection d'un fluide à haute pression, ce liquide appelé liquide de fracturation est un mélange d'eau, de sable et de substances chimiques. Elle permet entre autres d'extraire des hydrocarbures dits non conventionnels, peu poreuses et peu perméables (ex : gaz de schiste, gaz de réservoir compact, etc.).

Bien que connue par les professionnels du secteur pétrolier depuis plus de 60 ans, cette technique fait l'objet d'une médiatisation récente. Elle est controversée en raison des impacts environnementaux auxquels elle a été associée aux États-Unis. La fracturation hydraulique est utilisée chaque année dans des dizaines de milliers de forages d'hydrocarbures dans le monde.

1.3.2.2.2 La procédure de la fraction hydraulique

A-Perforation du puits

Un puits est foré dans la roche jusqu'à la formation de schiste qui contient du gaz. La perforation est réalisée avec un foret rotatif équipé d'outils de coupe en acier. Une fois que le puits est creusé, un tube de revêtement en acier est inséré pour renforcer les parois du puits et empêcher l'eau et les produits chimiques de s'infiltrer dans les couches géologiques environnantes.

B- Injection de fluide

Un fluide de fracturation est préparé, composé d'eau, de sable et de produits chimiques. Le fluide est pompé dans le puits à haute pression, créant des fissures dans la roche de schiste.

C- Maintien de la pression

Le fluide de fracturation est maintenu sous pression pendant une période de temps donnée, généralement plusieurs heures, afin de permettre la propagation des fissures dans la roche. Cette étape est cruciale pour libérer le gaz de schiste.

D-Récupération du fluide

Une fois que la pression est relâchée, une partie du fluide de fracturation remonte à la surface avec le gaz de schiste. Ce fluide est collecté et stocké dans des réservoirs spécialement conçus pour éviter les fuites dans l'environnement.

E-Traitement et réutilisation du fluide

Le fluide de fracturation récupéré est ensuite traité pour éliminer les produits chimiques et les contaminants. Une fois traité, le fluide peut être réutilisé pour la fracturation hydraulique d'autres puits.

F-Production de gaz

Une fois que le fluide a été récupéré et traité, le gaz de schiste est prêt à être collecté et transporté vers les consommateurs finaux.

Il est important de noter que le processus de fracturation hydraulique est complexe et nécessite une expertise technique pour être réalisé en toute sécurité. Il est également crucial de suivre des protocoles de sécurité rigoureux pour minimiser les risques de fuites de produits chimiques ou de contamination de l'eau souterraine [30].

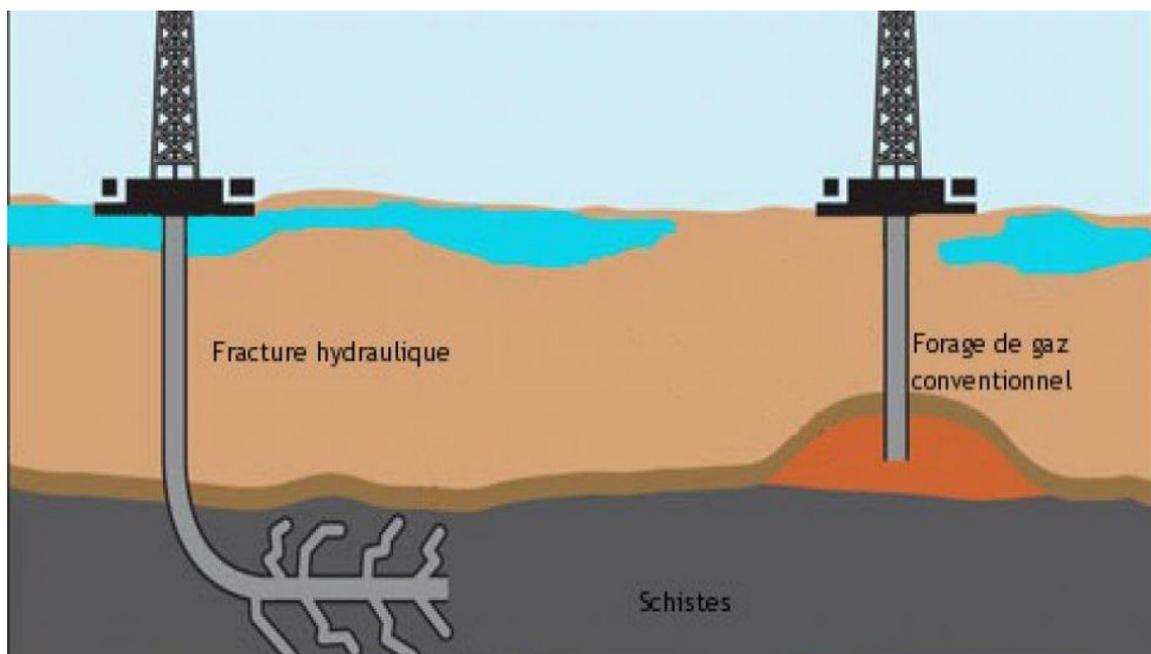


Figure 1.6. La zone extraction de gaz naturel et gaz de schiste [140]

1.3.2.2.3 Composition et rôle du fluide de fracturation

Le fluide de fracturation est composé de près de 95% d'eau, de 4,5% de sable et d'approximativement 0,5% d'additifs chimiques. Cette composition peut varier d'un industriel à un autre.

L'eau est le fluide vecteur de la pression permettant de briser la roche et de transporter le sable. L'eau douce est privilégiée pour dissoudre les sels contenus dans la roche-réservoir et faciliter l'accès aux hydrocarbures.

Le sable est utilisé comme « agent de soutènement » (*proppant* en anglais) : il s'insère dans les fissures ouvertes et a pour effet d'empêcher la roche de se refermer. La couche géologique devient alors poreuse, ce qui facilite l'écoulement des gaz et huiles jusque-là emprisonnés dans la roche peu poreuse, y compris lorsque l'injection d'eau sous pression est interrompue. Le sable peut être remplacé par d'autres agents de soutènement tels que des billes de verres, de métal, de céramique ou de résine.

Additif	Composition	But	Usage commun	Pourcentage
Eau	Eau	Créer des fractures et y injecter le sable	L'eau est la molécule la plus abondante à la surface de la Terre	94,69%
Sable	Sable	Permettre aux fractures de rester ouvertes	Le sable sert à la filtration de l'eau potable	5,17%
Acide dilué	Acide chlorhydrique	Dissoudre les ciments minéraux dans les fractures	Piscines et nettoyeurs ménagers	0,03%
Réducteur de friction	Polyacrylamide	Réduire la friction	Traitement de l'eau et des sols	0,05%
Agent antimicrobien	Glutaraldehyde, éthanol et méthanol	Éliminer les bactéries	Traitement de l'eau, désinfectant, stérilisation médicale	0,05%
Inhibiteur de dépôt	Ethylene glycol, alcool et hydroxyde de sodium	Empêcher les dépôts dans les tuyaux	Traitement de l'eau, nettoyeurs ménagers, agent de dégivrage	0,01%

Tableau 1.2. Les composants de fluide de fracturation [161]

La quantité et la nature des produits chimiques varient d'un réservoir à un autre selon les caractéristiques du milieu à fracturer (profondeur, température, perméabilité, porosité, etc.). Ces produits sont principalement de 4 types :

- des biocides ou désinfectants pour éliminer l'activité bactérienne de la couche rocheuse ou de l'eau injectée en profondeur ;
- des réducteurs de friction pour faciliter la circulation de l'eau et diminuer la consommation de fluide et d'énergie induite ;
- des gélifiants ou épaississants pour accroître la viscosité de l'eau, garder le sable en suspension et le transporter jusque dans les fissures les plus éloignées ;
- des produits permettant de casser « l'effet gélifiant » des produits précédents, avec un effet décalé dans le temps afin que le retrait du fluide vers la surface (une fois le pompage terminé) cesse d'entraîner le sable ayant vocation à rester dans les fissures de la roche.

Ces additifs sont très dilués et certains d'entre eux sont d'usage courant. La composition du fluide de fracturation est parfois restée inconnue dans le passé, sous couvert du secret industriel, ce qui a renforcé les inquiétudes du grand public. En 2010, le Sénat américain et l'association américaine pour la protection de l'environnement (EPA) ont demandé aux 9 grands opérateurs utilisant la fracturation hydraulique de publier la liste des produits chimiques utilisés dans leur « cocktail » de fracturation. La législation américaine impose désormais aux compagnies de communiquer la liste des additifs utilisés [30].

1.3.2.3 La différence entre le forage horizontal et la fraction hydraulique

La fracturation hydraulique et le forage horizontal sont deux techniques d'extraction du gaz de schiste qui sont souvent utilisées conjointement.

La fracturation hydraulique consiste à injecter sous pression de l'eau, du sable et des produits chimiques dans la roche contenant le gaz de schiste, ce qui permet de fissurer la roche et de libérer le gaz piégé à l'intérieur.

Le forage horizontal, quant à lui, consiste à forer un puits vertical jusqu'à la roche contenant le gaz de schiste, puis à faire tourner la foreuse pour forer horizontalement à travers la roche pendant plusieurs kilomètres. Ce type de forage permet d'augmenter la surface de contact entre la roche et le puits, ce qui permet d'extraire plus de gaz.

Ainsi, la fracturation hydraulique est une technique de stimulation de la roche tandis que le forage horizontal est une technique de forage qui permet d'accroître la surface de contact entre la roche et le puits de forage. Les deux techniques sont souvent utilisées ensemble pour augmenter la production de gaz de schiste [79]

1.4 Le gaz de schiste dans le monde

1.4.1 Le gaz de schiste aux Etats-Unis

Le gaz de schiste a transformé le paysage énergétique aux États-Unis au cours de la dernière décennie. Il a non seulement fourni au pays une source d'énergie domestique fiable

et abondante, mais a également contribué à la création d'emplois, à la croissance économique et à la réduction des émissions de carbone.

Selon l' « Energy Information Administration » (EIA), la production de gaz de schiste aux États-Unis est passée de 0,39 billion de pieds cubes (bpc) en 2000 à 27,99 bpc en 2021, représentant plus de la moitié de la production de gaz naturel du pays. L'augmentation de la production a été rendue possible par les progrès des technologies de fracturation hydraulique et de forage horizontal, qui ont permis l'extraction de gaz à partir de formations rocheuses de schiste qui étaient auparavant inaccessibles.

Les avantages économiques du développement du gaz de schiste ont été importants, avec la création de milliers d'emplois dans l'industrie et les secteurs connexes, comme la construction et le transport. Selon un rapport d' « IHS Markit », l'industrie du gaz de schiste a soutenu 2,5 millions d'emplois et contribué 347 milliards de dollars au PIB américain en 2015. En outre, la disponibilité accrue de gaz naturel à faible coût a entraîné une résurgence de l'industrie manufacturière américaine, en particulier dans des produits chimiques, les plastiques et les engrais, qui utilisent le gaz naturel comme matière première [79].

Le gaz de schiste a également eu un impact positif sur l'environnement en remplaçant le charbon comme principale source de production d'électricité. Selon l'EIA, la production d'électricité au gaz naturel a dépassé la production au charbon pour la première fois en 2016 et a continué de la dépasser en 2020. Ce changement a entraîné une réduction des émissions de gaz à effet de serre, avec le dioxyde de carbone lié à l'énergie aux États-Unis. Les émissions tombant à leur plus bas niveau depuis 1983 en 2020 [41].

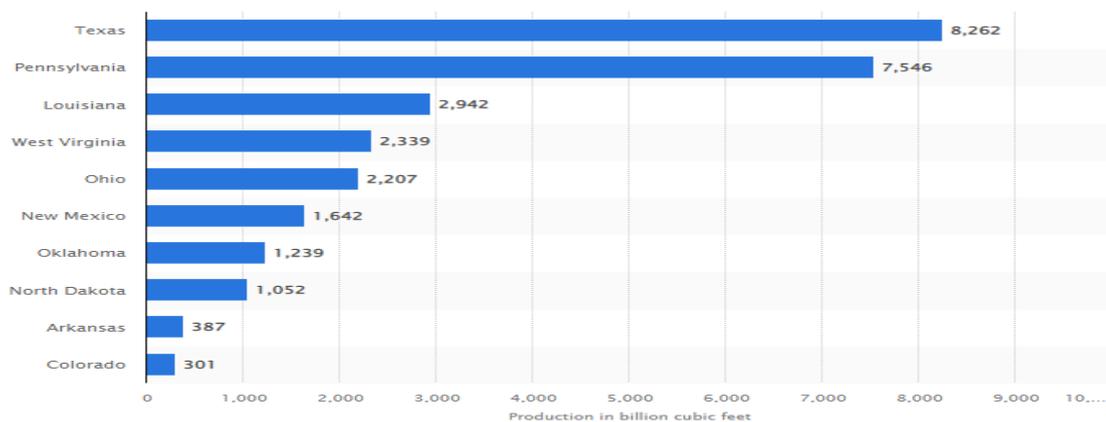


Figure 1.7. Production de gaz de schiste aux États-Unis en 2021, par État [141]

1.4.1.1 Histoire de gaz de schiste aux États-Unis

La révolution du schiste est en fait l'aboutissement du travail d'un visionnaire engagé, George Mitchell. Les géologues savaient que les formations de schiste à travers les États-Unis contenaient des hydrocarbures. En fait, ils sont connus pour être la roche mère (origine)

du pétrole et du gaz naturel qui se sont accumulés dans les zones géologiques pétrolifères et gazières conventionnelles. La vision de Mitchell était qu'il pouvait comprendre la technologie nécessaire pour produire commercialement le gaz naturel, et il a commencé à forer des puits de gaz naturel de schiste dans la formation de Barnett autour de Dallas en 1984. Après de nombreuses années et de nombreuses tentatives, Mitchell a réussi à appliquer efficacement l'hydraulique fracturation aux formations de schiste. La véritable percée dans la production de gaz de schiste est venue avec l'application à la fois du forage horizontal et de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes, ce qui a entraîné un développement à plus grande échelle du gaz de schiste à partir de 2005 environ.

Alors que l'application réussie de la technologie a nécessité de nombreuses années, la croissance de la production et des ressources s'est produite très rapidement. L'EIA prévoit que de 2010 à 2035, la production de gaz naturel à partir de formations de schiste passera de 23 % à 49 % de l'approvisionnement en gaz des États-Unis. Le terme « changeur de jeu » est souvent utilisé et est très approprié pour ce développement [42].

1.4.1.2 Les obstacles pour la production de gaz de schiste aux États-Unis

Les plaintes concernant l'exposition à l'uranium et le manque d'infrastructures hydrauliques sont apparues comme des préoccupations environnementales.

La libération de méthane qui contribue au réchauffement climatique est préoccupante.

Plusieurs sources de gaz de schiste, dont les schistes d'Utica, les schistes de Marcellus et les schistes de Woodford, ont été identifiées par une équipe de chercheurs publiant dans Energy Policy comme des "bombes de carbone" ou un projet de combustibles fossiles qui entraînerait plus d'une gigatonne de dioxyde de carbone. Les émissions si elles sont entièrement extraites et brûlées.

Un autre obstacle à la production de gaz de schiste aux États-Unis est la disponibilité des ressources en eau pour la fracturation hydraulique. Le processus de fracturation nécessite de grandes quantités d'eau, ce qui peut mettre à rude épreuve les réserves d'eau locales, en particulier dans les régions arides. Cela peut entraîner des conflits avec d'autres utilisateurs de l'eau, y compris les agriculteurs, les municipalités et les groupes environnementaux.

De plus, l'élimination des eaux usées provenant des opérations de gaz de schiste peut également créer des défis. Certaines méthodes d'évacuation des eaux usées, telles que les puits d'injection, ont été associées à une activité sismique induite, qui peut présenter des risques pour la sécurité publique et les infrastructures. On s'inquiète également du potentiel de contamination des eaux de surface et souterraines par l'élimination des eaux usées.

Pour relever ces défis, certains producteurs de gaz de schiste ont mis en place des programmes de recyclage et de réutilisation des eaux usées, et certains États ont mis en place des réglementations sur l'utilisation et l'élimination de l'eau. Cependant, ces efforts peuvent être coûteux et peuvent ne pas être suffisants pour relever tous les défis liés à l'eau associés à la production de gaz de schiste [69].

1.4.2 Le gaz de schiste dans l'argentine

L'Argentine possède les deuxièmes plus grandes réserves de gaz de schiste au monde. L'histoire du développement du gaz de schiste en Argentine remonte au début des années 2010 lorsque YPF, la société pétrolière et gazière publique du pays, a découvert d'importantes réserves de gaz de schiste dans la formation de Vaca Muerta dans le bassin de Neuquén. YPF a estimé que la formation Vaca Muerta contenait environ 16 milliards de barils d'équivalent pétrole, y compris des quantités importantes de gaz de schiste [82].

Suite à la découverte, le gouvernement argentin a lancé un programme visant à attirer des investissements étrangers pour développer les ressources de gaz de schiste du pays. En 2013, le gouvernement a introduit une série d'incitations, notamment des allègements fiscaux et des subventions, pour encourager l'exploration et le développement du gaz de schiste [36].

En conséquence, plusieurs sociétés pétrolières et gazières internationales, dont Chevron, ExxonMobil et Total, ont commencé à investir dans l'exploration et le développement du gaz de schiste en Argentine. En 2015, l'Argentine était devenue l'un des principaux producteurs de gaz de schiste au monde, avec une production dépassant 5 milliards de pieds cubes par jour [43].

La formation de schiste Vaca Muerta est située dans les provinces de Neuquén, Mendoza et Río Negro, et seule une fraction a été développée pour la production de pétrole et de gaz.

La formation Vaca Muerta, communément appelée Vaca Muerta (vache morte en espagnol), est une formation géologique du Jurassique supérieur au Crétacé inférieur située dans le bassin de Neuquén, dans le nord de la Patagonie, en Argentine. Il est bien connu comme roche hôte pour d'importants gisements d'huile de schiste et de gaz de schiste [44].

La formation couvre une superficie totale de 30 000 kilomètres carrés. Le schiste se trouve à une profondeur d'environ 2 900 m, où il s'est avéré productif de pétrole et de gaz.

La grande découverte de pétrole dans la Formation a été faite en 2010 par l'ancien Repsol-YPF. Les réserves prouvées totales sont d'environ 927 millions de barils (147,4 x 106 m³) et, en 2014, la production d'YPF à elle seule était de près de 45 000 barils par jour (7 200 m³/j). En février 2012, Repsol YPF SA a relevé son estimation des réserves de pétrole à 22,5 milliards de barils (3,58×10⁹ m³). Les États Unis. L'EIA estime le total des hydrocarbures récupérables de cette formation Vaca Muerta à 16,2 milliards de barils (2,58 × 10⁹ m³) de pétrole et 308 billions de pieds cubes (8,7 × 10¹² m³) de gaz naturel, plus que même l'environnement riche en hydrocarbures du bassin de Neuquén. La formation jurassique de Los Molles tient. En 2017, il y avait près de 500 fosses fracturées, l'un des sites les plus fracturés à l'extérieur de l'Amérique du Nord.

Cependant, le développement des ressources de gaz de schiste en Argentine a été confronté à certains défis, notamment l'incertitude réglementaire, les limitations des infrastructures et l'opposition locale à la fracturation hydraulique. Ces dernières années, le

gouvernement argentin a pris des mesures pour relever certains de ces défis, notamment en mettant en œuvre de nouvelles réglementations et en investissant dans les infrastructures.

Dans l'ensemble, le développement des ressources de gaz de schiste en Argentine a le potentiel de transformer le secteur énergétique et l'économie du pays. Selon un rapport de l'Energy Information Administration des États-Unis, les ressources en gaz de schiste de l'Argentine pourraient aider le pays à devenir un exportateur net de gaz naturel d'ici le milieu des années 2020 [13].

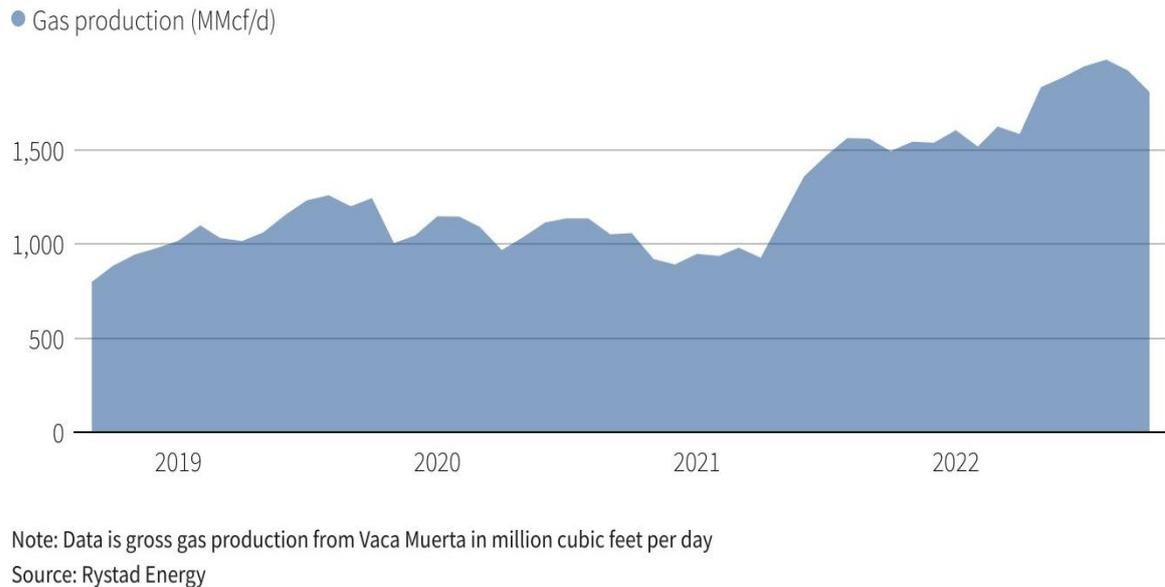


Figure 1.8. La production de gaz de schiste à vaca muerta, Argentine [142]

1.4.3 Le gaz de schiste dans la chine

Le gaz de schiste est devenu une source d'énergie de plus en plus importante en Chine. Selon l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis, la Chine possède les plus grandes réserves de gaz de schiste techniquement récupérables au monde, estimées à 1 115 billions de pieds cubes.

La majorité des réserves de gaz de schiste de la Chine sont situées dans le bassin du Sichuan, qui se trouve dans le sud-ouest de la Chine. D'autres réserves importantes de gaz de schiste sont situées dans le bassin du Tarim au nord-ouest et dans le bassin d'Ordos au centre de la Chine.

L'exploration et le développement des ressources de gaz de schiste en Chine ont commencé au début des années 2000, mais ce n'est qu'en 2009 que le gouvernement chinois a lancé un plan de développement du gaz de schiste. Ce plan visait à accélérer l'exploration et le développement des ressources de gaz de schiste dans le pays et comprenait des incitations financières pour les entreprises qui investissaient dans l'exploration et la

production de gaz de schiste, ainsi que la mise en place de projets pilote pour tester de nouvelles techniques et technologies de forage.

Selon un article de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), le premier puits d'exploration de gaz de schiste chinois a été foré dans le bassin du Sichuan en 2009. Le puits a produit une quantité importante de gaz de schiste, ce qui a été considéré comme une percée majeure dans le développement du gaz de schiste en Chine. Depuis lors, un certain nombre d'autres puits de gaz de schiste ont été forés avec succès en Chine, en particulier dans le bassin du Sichuan et le bassin du Tarim dans le nord-ouest de la Chine [6].

En 2012, la Chine a annoncé un objectif de production de 6,5 milliards de mètres cubes de gaz de schiste par an d'ici 2015. Bien que le pays n'ait pas atteint cet objectif, il a continué à investir dans le développement du gaz de schiste au cours des années qui ont suivi. En 2020, la Chine disposait de 1115 billions de pieds cubes de ressources de gaz de schiste techniquement récupérables, ce qui en faisait le pays possédant les plus grandes réserves de gaz de schiste au monde [59].

1.4.3.1 Les enjeux majeurs du gaz de schiste en Chine

L'industrie chinoise du gaz de schiste est confrontée à plusieurs défis, qui ont ralenti son développement. Voici quelques-uns des principaux défis :

- **Complexité géologique** : De nombreuses réserves de gaz de schiste de la Chine sont situées dans des zones géologiquement complexes, telles que le bassin du Sichuan, où les formations rocheuses sont fortement faillées et plissées. Cela rend le forage et la production plus difficiles que dans d'autres pays. Selon un rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), "la complexité de la géologie du schiste chinois est parmi les plus élevées au monde" [130].
- **Pénurie d'eau** : La production de gaz de schiste nécessite de grandes quantités d'eau pour le forage, la fracturation hydraulique et le traitement. Cependant, de nombreuses réserves de gaz de schiste de la Chine sont situées dans des régions pauvres en eau, telles que le bassin du Tarim au Xinjiang et la région autonome Hui du Ningxia. Selon l'AIE, "la disponibilité de l'eau est un problème crucial pour le développement du gaz de schiste en Chine" [75].
- **Manque d'infrastructures** : l'industrie chinoise du gaz de schiste en est encore aux premiers stades de son développement, et il y a un manque d'infrastructures pour soutenir sa croissance. Cela comprend les pipelines, les installations de traitement et les infrastructures de transport. Selon l'AIE, "le manque d'infrastructures, en particulier de pipelines, est l'un des principaux goulots d'étranglement pour la croissance du secteur du gaz de schiste en Chine" [45].
- **Obstacles réglementaires** : Le gouvernement chinois a imposé des réglementations strictes sur l'exploration et la production de gaz de schiste afin de protéger l'environnement et d'assurer la sécurité. Cependant, ces réglementations peuvent créer des retards et augmenter les coûts pour les entreprises opérant dans l'industrie. Selon l'Energy Information Administration des États-Unis, "les barrières

réglementaires et les longs processus d'approbation continuent de ralentir le développement des ressources de gaz de schiste en Chine" [76].

- Expertise technique : Le développement des réserves de gaz de schiste nécessite des connaissances spécialisées et une expertise technique. La Chine a investi dans le développement de cette expertise, mais elle reste à la traîne par rapport aux autres pays en termes d'expérience et de capacité technologique. Selon l'AIE, "il y a une pénurie de personnel qualifié et un manque d'expertise technique dans le secteur du gaz de schiste en Chine" [46].



Figure 1.9. Potentiel de ressources géologiques en gaz de schiste des provinces chinoises (billions de mètres cubes) [143]

1.4.4 Le gaz de schiste au Canada

Le gaz de schiste est une composante importante du bouquet énergétique du Canada, et le pays possède d'importantes réserves de gaz de schiste. Le gaz de schiste est du gaz naturel qui est extrait des formations rocheuses de schiste par fracturation hydraulique, ou « fracturation » [23].

Selon l'Association canadienne des producteurs pétroliers, le Canada possède environ 1 300 billions de pieds cubes de ressources en gaz naturel, dont une grande partie est du gaz de schiste. Les plus grandes réserves de gaz de schiste au Canada se trouvent respectivement dans les formations de Montney et de Duvernay en Colombie-Britannique et en Alberta.

Le développement des ressources de gaz de schiste au Canada a entraîné d'importants avantages économiques, notamment la création d'emplois, l'augmentation des recettes fiscales et l'investissement dans les collectivités locales. Cependant, l'industrie a également été confrontée à des défis, notamment des préoccupations environnementales et l'opposition de certaines communautés locales [21].

1.4.4.1 Historique du gaz de schiste au Canada

Le développement du gaz de schiste au Canada a commencé au début des années 2000, et l'industrie s'est considérablement développée depuis. Voici un bref historique du gaz de schiste au Canada :

- 2002 : Le premier puits de gaz de schiste au Canada est foré dans le nord-est de la Colombie-Britannique par Canadian Natural Resources Limited. Le puits est foré dans la formation de schiste de Muskwa et produit du gaz naturel à l'aide de la technologie de fracturation hydraulique.
- 2004 : La première production commerciale de gaz de schiste au Canada commence dans le nord-est de la Colombie-Britannique, Canadian Natural Resources Limited produisant du gaz naturel à partir de la formation de schiste de Muskwa.
- 2006 : On découvre que la formation de schiste de Montney en Colombie-Britannique contient d'importantes ressources de gaz de schiste. On estime que la formation de Montney contient jusqu'à 449 billions de pieds cubes de gaz naturel.
- 2009 : L'Alberta Energy Resources Conservation Board publie de nouveaux règlements sur la fracturation hydraulique dans la province, qui obligent les entreprises à divulguer les produits chimiques utilisés dans le processus de fracturation et à effectuer des analyses des eaux souterraines avant et après le forage.
- 2011 : On découvre que la formation de schiste de Duvernay en Alberta contient d'importantes ressources de gaz de schiste. On estime que la formation Duvernay contient jusqu'à 443 billions de pieds cubes de gaz naturel.
- 2012 : Le gouvernement canadien approuve l'acquisition de Progress Energy par Petronas, une importante société pétrolière et gazière malaisienne, ce qui représente un investissement important dans l'industrie canadienne du gaz de schiste. L'entente est évaluée à 5,2 milliards de dollars et donne à Petronas l'accès à d'importantes réserves de gaz de schiste dans le nord-est de la Colombie-Britannique.
- 2013 : Le gouvernement canadien annonce de nouveaux règlements pour la fracturation hydraulique sur les terres fédérales. La réglementation oblige les entreprises à divulguer les produits chimiques utilisés dans le processus de fracturation et à effectuer des évaluations environnementales avant et après le forage.
- 2018 : Le Canada devient le quatrième producteur de gaz naturel au monde, le gaz de schiste représentant une part importante de sa production. Le pays produit environ 5,5 billions de pieds cubes de gaz naturel par an.

Aujourd'hui, l'industrie canadienne du gaz de schiste est une composante importante de son bouquet énergétique, et on s'attend à ce qu'elle continue de jouer un rôle important dans la satisfaction des besoins énergétiques du pays à l'avenir [108].

1.4.4.2 Les enjeux majeurs du gaz de schiste au Canada

- Préoccupations environnementales : Le processus de fracturation hydraulique, ou « fracturation », qui est utilisé pour extraire le gaz de schiste, a soulevé des inquiétudes concernant la contamination potentielle des eaux souterraines et la pollution de l'air. De plus, la production et la consommation de gaz naturel contribuent aux émissions de gaz à effet de serre, qui contribuent au changement climatique. Par conséquent, il y a eu un important débat public sur les risques environnementaux associés à l'exploitation du gaz de schiste au Canada.
- Opposition des communautés locales : Certaines communautés au Canada se sont opposées au développement des ressources de gaz de schiste, invoquant des préoccupations concernant les impacts environnementaux potentiels et les effets sur leurs communautés. Cette opposition a entraîné des retards et des annulations de certains projets de gaz de schiste au Canada, notamment au Québec et au Nouveau-Brunswick.
- Défis liés à l'infrastructure : Le développement des ressources de gaz de schiste au Canada a entraîné le besoin de nouvelles infrastructures, y compris des pipelines et des installations de traitement, dont la construction peut être longue et coûteuse. Cette infrastructure est nécessaire pour transporter le gaz naturel des puits de gaz de schiste vers le marché, mais s'est heurtée à l'opposition de certaines communautés et groupes environnementaux.
- Défis réglementaires : L'industrie du gaz de schiste au Canada est assujettie à un cadre réglementaire complexe, qui peut créer de l'incertitude et des retards pour les entreprises opérant dans l'industrie. Ce cadre réglementaire comprend des règlements fédéraux, provinciaux et municipaux, ainsi que des consultations avec les communautés autochtones.
- Concurrence d'autres sources d'énergie : L'industrie du gaz de schiste au Canada fait face à la concurrence d'autres sources d'énergie, y compris des sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie éolienne et solaire. Cette concurrence a entraîné une baisse des prix du gaz naturel au Canada, ce qui peut rendre les projets de gaz de schiste moins viables économiquement [35].

1.4.5 Le gaz de schiste en Algérie

Le gaz de schiste est un concept relativement nouveau en Algérie, mais le pays a le potentiel pour devenir un acteur important sur le marché mondial du gaz de schiste. On estime que l'Algérie possède d'importantes réserves de gaz de schiste, en particulier dans le bassin d'Ahnet et le bassin d'Illizi dans la partie sud du pays.

1.4.5.1 Historique du gaz de schiste en Algérie

L'Algérie a commencé à explorer ses réserves de gaz de schiste au début des années 2010, suite au succès du développement du gaz de schiste aux États-Unis. En 2011, la société pétrolière et gazière publique algérienne, SONATRACH, a signé un protocole d'accord avec

le producteur américain de gaz de schiste, Chesapeake Energy, pour explorer le potentiel du gaz de schiste en Algérie [123].

En 2012, l'Algérie a lancé son premier projet pilote d'exploration de gaz de schiste dans le bassin d'Ahnet, en partenariat avec des sociétés pétrolières et gazières internationales dont BP et Statoil. Le projet pilote impliquait le forage de plusieurs puits d'exploration pour évaluer la viabilité commerciale de l'extraction du gaz de schiste en Algérie [3].

En 2014, l'Algérie a lancé un plan quinquennal d'exploration et de développement de ses ressources en gaz de schiste, dans le but d'augmenter sa capacité de production de gaz naturel et de réduire sa dépendance au gaz naturel importé. Le plan comprenait le forage de puits d'exploration supplémentaires et la mise en œuvre de nouvelles technologies pour améliorer l'efficacité et la rentabilité de l'extraction du gaz de schiste [109].

Cependant, les progrès dans le développement des ressources de gaz de schiste de l'Algérie ont été lents. En 2015, SONATRACH a annoncé qu'elle retardait le développement du gaz de schiste en Algérie en raison des bas prix du pétrole et des difficultés techniques d'extraction du gaz de schiste dans le pays.

Malgré ces défis, l'Algérie reste déterminée à développer ses ressources en gaz de schiste. En 2018, SONATRACH a signé un accord avec le producteur américain de gaz de schiste, ExxonMobil, pour explorer le potentiel du gaz de schiste dans le pays [110].

1.4.5.2 Les enjeux majeurs du gaz de schiste en Algérie

Le développement des ressources de gaz de schiste de l'Algérie a été confronté à plusieurs défis, notamment :

- Défis techniques : La géologie des formations de schiste en Algérie est complexe, avec différentes formations rocheuses et une porosité variable, ce qui rend difficile l'extraction efficace du gaz de schiste. Le manque d'infrastructures et d'expertise dans l'extraction du gaz de schiste est également un défi.
- Défis environnementaux : Le développement du gaz de schiste nécessite de grandes quantités d'eau, qui est une ressource rare en Algérie. L'utilisation de la fracturation hydraulique, ou fracturation hydraulique, a également soulevé des inquiétudes concernant la contamination potentielle de l'eau et l'activité sismique [102].

Outre ces défis, il existe également des facteurs politiques et sociaux qui pourraient impacter le développement du gaz de schiste en Algérie. Le pays a connu une instabilité politique et des troubles sociaux ces dernières années, ce qui pourrait créer de l'incertitude pour les investisseurs et affecter la mise en œuvre des politiques gouvernementales [93].

En conclusion, le développement du gaz de schiste en Algérie est confronté à plusieurs défis, notamment des facteurs techniques, environnementaux et économiques, ainsi qu'une instabilité politique et sociale. Ces défis devront être relevés pour que l'Algérie réalise pleinement le potentiel de ses ressources en gaz de schiste [129] [22].

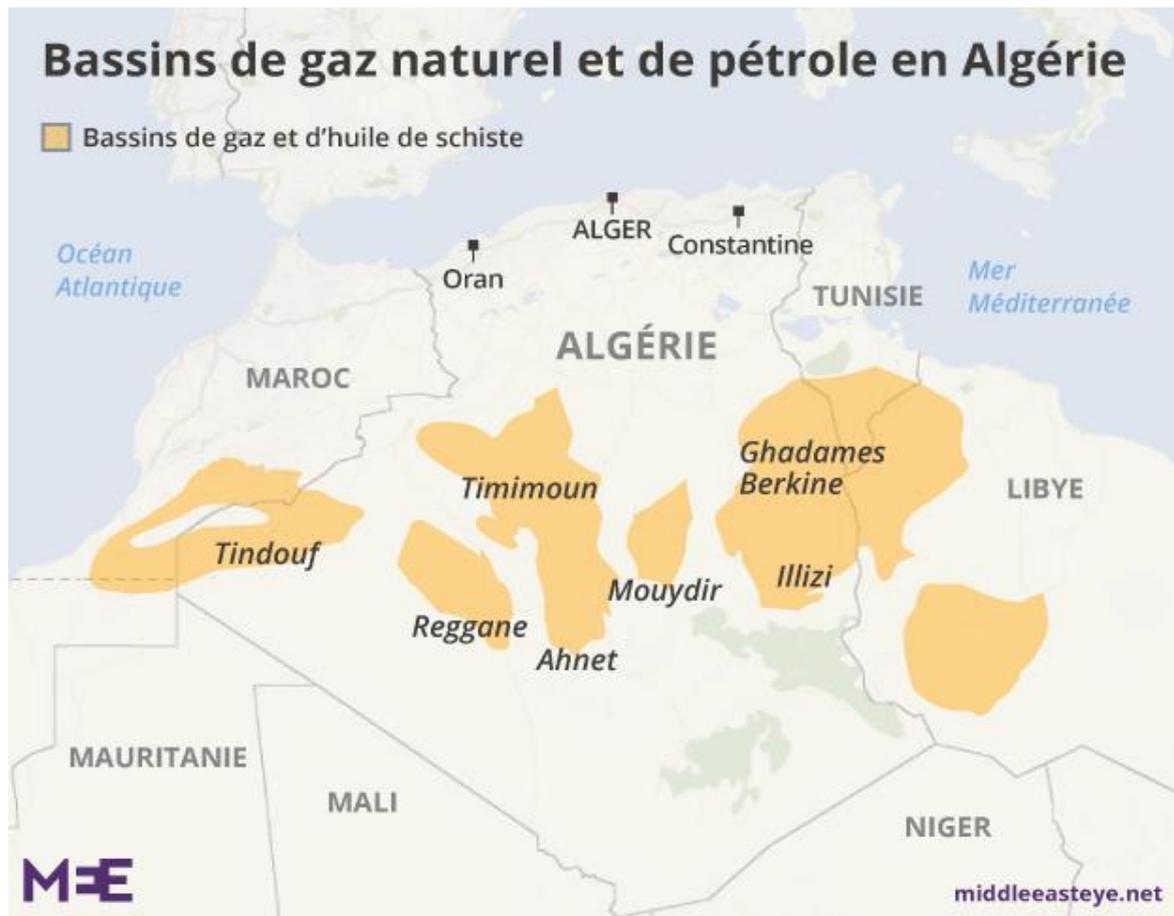


Figure 1.10. Bassins de gaz naturel et de pétrole en Algérie [144]

2 Chapitre 02 : Les risques environnementaux liés à l'extraction de gaz de schiste

2.1 Introduction

Les risques liés à la génération de gaz de schiste, qui doivent être bien maîtrisés, comprennent à la fois le risque sismique et la contamination des sols et de la végétation. Les techniciens qui travaillent dans les industries de l'extraction pétrolière et gazière sont quotidiennement exposés à ces risques traditionnels depuis plus d'un siècle. Cependant, ces risques prennent une dimension particulièrement sensible à l'approche des zones peuplées de gaz non conventionnel [62].

La perte de contrôle des fluides de fracturation (en profondeur sur la longueur des conduites ou en surface où ils sont stockés), du gaz lui-même, des autres constituants du sous-sol (organiques ou minéraux) et éventuellement des produits chimiques utilisés peuvent tous conduire à la contamination d'approvisionnement en eau potable. Pour éviter cette contamination, les conduites en acier qui transportent les fluides et les gaz sont cimentées sur les premières centaines de mètres des puits, là où les pincements phréatiques peuvent être franchis par forage vertical. La technologie géophysique permet de suivre la progression des fractures dans la partie de fracturation horizontale et de détecter le potentiel de défaillances.

En outre, l'extraction de gaz de schiste peut provoquer des séismes et endommager les infrastructures. La construction de puits et de pipelines peut également entraîner la fragmentation et la destruction d'habitats naturels, ainsi que la perturbation des écosystèmes.

Enfin, l'utilisation du gaz de schiste comme source d'énergie peut également contribuer au changement climatique. Bien que le gaz de schiste émette moins de dioxyde de carbone que le charbon lorsqu'il est brûlé, l'extraction, le transport et la production de gaz de schiste émettent des quantités importantes de méthane, un gaz à effet de serre beaucoup plus puissant que le dioxyde de carbone.

2.2 Produits chimiques toxiques

Plus de 200 composés chimiques sont utilisés dans la fracturation hydraulique. Ces produits chimiques sont généralement très toxiques et peuvent nuire à l'humain et aux autres organismes vivants même à de faibles concentrations et en petites quantités. Une grande partie des produits utilisés lors de la fracturation hydraulique, soit entre 20 et 70%, reste dans le sol. Ces fluides se déplacent si lentement qu'il est prévu qu'ils resteront à des concentrations élevées pendant plusieurs centaines d'années. Une partie des fluides nécessaires à la fracturation remonte à la surface et est généralement entreposée dans un bassin de rétention pour permettre son évaporation. Malheureusement, cette évaporation de produits chimiques toxiques et volatils génère une pollution de l'air. De plus, les risques de débordements et de fuites de ces fosses peuvent entraîner une contamination des sols et de l'eau [10].

En plus des produits toxiques, allergènes, mutagènes et cancérigènes contenus dans les fluides pour la fracturation, les processus de fracturation hydraulique libèrent des substances radioactives de source naturelle. Ces substances remontent à la surface avec les fluides utilisées, pouvant contaminer les eaux de surface et les sols. Ces substances sont considérées comme une sérieuse menace pour les humains et l'ensemble de la biodiversité [10].

Nom de l'additif	Kg additif / Millions de litres d'eau	Effets sur la santé
Dazomet	31,6	Irritation des yeux et de la peau
Glutaraldéhyde	64,1	Toxique, irritant et corrosif pour les yeux, la peau, les voies respiratoires et digestives, pas d'effet cancérigène sous 0.2 ppm
Ethylène Glycol	503,9	Suite à une ingestion : Troubles digestifs, atteinte rénale, dépression du système nerveux central, tachycardie, hypotension, défaillance cardiaque, hypoventilation, mort possible, problèmes neurologiques chroniques, effet cancérigène soupçonné
Acide Borique	88,2	Toxique, irritant, effet tératogène soupçonné chez l'humain
2,2-Dibromo-3-Nitrilopropionamide	28,4	Toxique
Alcool propargylique	80,1	Toxique

Tableau 2.1. Quelques additifs connus employés pour la fracturation hydraulique du shale de Marcellus [162]

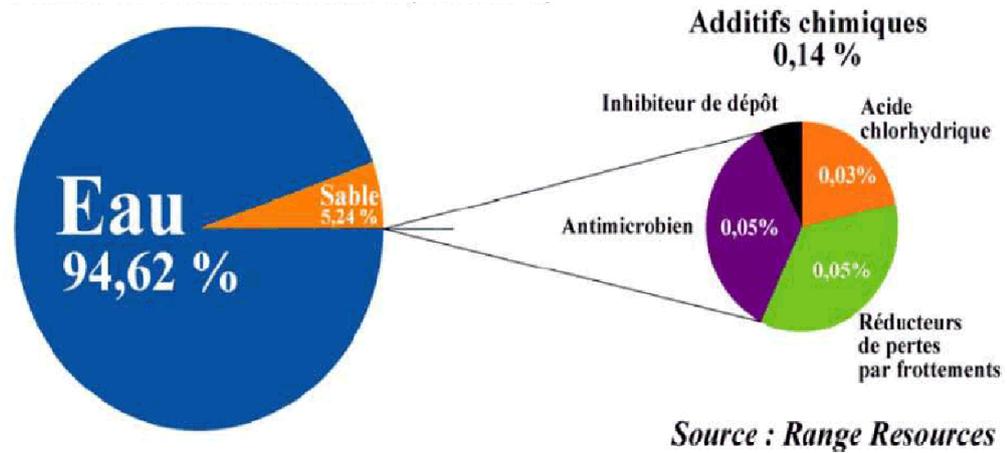


Figure 2.1. Les composants de fluide de fracturation [145]

2.3 Risques liés à l'eau

Les opérations de forage et de fracturation hydraulique nécessitent parfois une quantité importante d'eau, ce qui peut entraîner des conflits d'utilisation de l'eau. Les chiffres fréquemment cités au sujet des besoins en eau sont de l'ordre de quelques millions de mètres cubes par puits. Ces valeurs, si elles sont importantes en surface, sont néanmoins faibles par rapport à l'énorme consommation d'eau impliquée dans la création d'hydrocarbures par raffinage [62].

Les sources d'eau utilisées pour l'exploitation des gaz de schiste aux États-Unis sont les eaux de surfaces (rivières, lacs) et les eaux des nappes phréatiques [64]. Il existe peu de données collectées sur ces sources et sur l'impact de cette exploitation du fait de la multiplicité des agences de gestion de l'eau et des particularismes locaux. Une estimation de la part de consommation d'eau utilisée dans la production de gaz de schiste pour l'État de Pennsylvanie, grand producteur de ces gaz, est de 0,19 % sur une consommation annuelle totale de 14 milliards de m³ [62].

La gestion de la ressource en eau est néanmoins préoccupante. Elle nécessite la mise en place d'une réglementation adaptée aux particularités locales et d'une recherche de source d'eau alternative, comme les eaux salées ou les eaux déjà utilisées dans d'autres utilisations industrielles ou urbaines. Le traitement et le recyclage de l'eau de retour de fracturation est aussi de plus en plus pratiqué, ce qui permet sa réutilisation, soit dans l'exploitation, soit pour d'autres usages [62].

2.3.1 Contamination des eaux souterraine

Les additifs utilisés dans les fluides de fracturation hydraulique sont généralement composés de produits chimiques dangereux. Bien que ceux-ci représentent la part la plus faible du mélange, ils peuvent néanmoins en constituer la composante la plus dommageable pour l'environnement. Cette question a concentré l'intérêt du public, car toute contamination potentielle des aquifères par des produits chimiques est susceptible d'avoir des impacts dramatiques sur l'eau potable, notamment [132].

Selon de nombreuses sources, le risque de contamination des aquifères par les opérations de fracturation hydraulique serait minime au regard du nombre d'opérations réalisées. La raison en serait que la fracturation hydraulique a généralement lieu à plusieurs kilomètres de profondeur, alors que les aquifères se situent, en principe, plus près de la surface (entre 100 et 500m). De plus, les fractures générées par la stimulation de la roche mère s'étendent, en principe, sur une distance n'excédant pas quelques centaines de mètres [132].

Bassin	Profondeur jusqu'à la formation	Profondeur de l'aquifère
Barnett	1981-2590	366
Fayetteville	305-2 134	152
Haynesville	3 200-4 115	122
Marcellus	1 220-2 590	259
woodford	1 220-2 590	122

Tableau 2.2. Distance entre les formations de gaz de roche mère et les eaux souterraines pour les principaux gisements des Etats-Unis (mètres) [163]

Trois types de polluants peuvent être considérés :

- Les additifs chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique
- Les hydrocarbures de roche-mère
- Les substances présentes dans la roche-mère [10]

La contamination peut se produire à plusieurs étapes :

- Fuites des tuyaux ou des eaux usées entreposées.
- Fuites provenant d'accident dus à une cimentation inadéquate dans les puits.
- Fuites provenant d'un accident lors de la fracturation dans les puits.
- Fuites à travers la structure géologique (failles naturelles ou artificielles) [10].

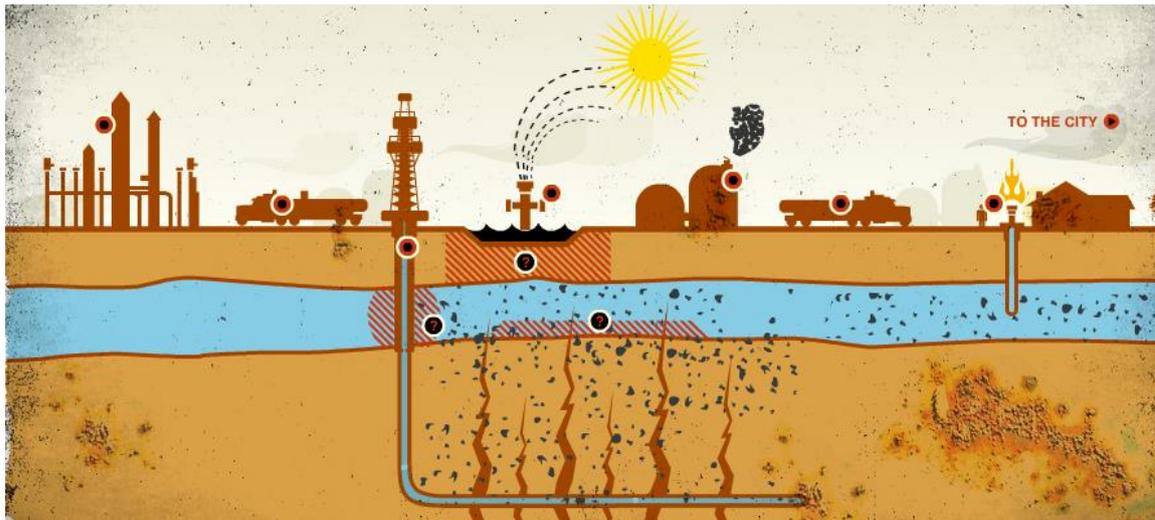


Figure 2.2. La contamination des eaux souterraines par la fracturation hydraulique. [146]

2.3.2 Consommation d'eau

Chaque puits de gaz de schiste nécessite entre 10.000 et 15.000 m³ d'eau (10 millions à 15 millions de litres), ce qui équivaut à la quantité de quatre piscines olympiques (chaque forage de puits implique une moyenne de 10 fracs). Le forage consomme environ un tiers de la consommation totale d'eau d'un puits, le reste étant consacré exclusivement à la fracturation hydraulique [25].

Une question clé est de savoir d'où vient l'eau ; si elle est prélevée dans un environnement naturel, il faut veiller à ne pas perturber son équilibre. Il peut y avoir des désaccords sur le caractère arbitraire de son utilisation, par exemple, entre les agriculteurs d'un champ et d'autres agriculteurs ou d'autres entreprises de consommation. Les exploitants essaient d'utiliser les réserves d'eau non potable des aquifères salins pour éviter ces conflits d'utilisation [25].

Seulement environ un tiers du fluide remonte à la surface après la fracturation hydraulique, en moyenne (les taux d'augmentation de l'eau peuvent varier de 10 % à 80 %). Cette eau doit être nettoyée afin qu'elle puisse être utilisée à d'autres fins. 13. Les métaux lourds, les éléments radioactifs et les autres minéraux présents dans le gisement qui sont lessivés par l'eau de fracturation doivent être traités avec une attention particulière [25].

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

Tableau 2.3. Intensité hydrique pour l'extraction et le traitement de différentes sources d'énergie (litres par MMBtu) [164]

2.3.3 Les eaux usées

L'eau de reflux qui retourne à la surface lors des opérations de fracturation hydraulique contient non seulement les additifs chimiques qui ont été mélangés dans la fracturation fluide mais aussi de l'eau de formation qui peut être riche en solides dissous. Comme ceux-ci les solides dissous sont principalement des sels, une fuite ou un déversement d'eau de reflux peut augmenter la salinité du milieu récepteur. Les solides dissous en reflux l'eau peut également contenir des MRN (matière radioactive naturelle) et d'autres composants naturels tels que des traces métaux (p. ex., arsenic, baryum) qui peuvent contaminer l'eau et s'accumuler sur l'équipement, ce qui peut présenter un risque pour la santé des travailleurs.

Le TDS (Total Dissolved Solids) peut aller de saumâtre (<10 000 milligrammes par litre) à salin (>100 000 milligrammes par litre), créant un risque pour la potabilité de l'eau douce en cas de contamination. Le fluide d'hydro fracturation peut également nuire à la végétation ou la tuer [1]. Alors que les débits et la composition chimique des eaux de reflux varient considérablement d'une région à l'autre et l'essentiel est produit au cours des premiers jours après une opération de fracturation, la plupart des puits de gaz conventionnels et non conventionnels continuera généralement à produire de petites quantités d'eau de formation fonctionnement [51].

L'eau de reflux est généralement stockée dans des étangs ou des réservoirs de surface revêtus avant d'être soit traités sur site ou hors site dans une station d'épuration spécialisée, réutilisés pour fracturer un autre puits, ou réinjecté dans une formation saline profonde. Des étangs doublés, même lorsqu'ils sont construits avec des doublures doubles, sont rarement exempts de défauts et on peut s'attendre à ce qu'ils fuient avec le temps. De même, la perméabilité des bassins argileux peut être augmentée par la salinité de l'eau de reflux stockée [58]. Dans le Wyoming aux états unis, des fuites des bassins de rétention associés

au développement du méthane de houille a conduit à l'établissement d'une réglementation qui régit à la fois l'emplacement de ces étangs et la surveillance des eaux souterraines à proximité (Wyoming Department of Qualité de l'environnement, 2008).

De plus, les étangs de surface peuvent déborder en raison de précipitations importante (par exemple, lors de fortes pluies torrentielles). En Colombie-Britannique, seule la fracture de l'eau lisse les retours de liquide peuvent être stockés dans des réservoirs à ciel ouvert ou des bassins doublés ; tous les autres sont retournés les fluides de fracturation doivent être stockés dans des réservoirs fermés. En Alberta, l'eau produite (p. ex. reflux) peut être stockée dans des réservoirs ou étangs revêtus [2].



Figure 2.3. Les eaux usées de la fracturation hydraulique [147]

2.4 L'impact sur le territoire

Le développement des ressources énergétiques et l'un des principaux moteurs du changement des terres et changements dans les écosystèmes terrestres [99]. Le développement du pétrole et du gaz conventionnels, par exemple, nécessite une infrastructure substantielle. Les lignes sismiques, les plates-formes de puits, les camps de travail, la gestion des déchets, les stations de compression ou de pompage, les usines de traitement, les lignes de collecte et les conduites de transmission sont tous des exemples d'infrastructure. Cette infrastructure nécessite le défrichage des terres, l'extraction de gravier et la construction de routes et de ponts, souvent pour atteindre des endroits isolés.

L'exploitation du gaz de schiste implique la même combinaison d'activités de construction et d'activités industrielles que l'exploitation du gaz conventionnel, mais à une intensité plus élevée parce que :

- La ressource couvre une vaste zone géographique

- La production décline rapidement, nécessitant le forage d'un grand nombre de puits pour maintenir la stabilité de la production
- Les puits de gaz de schiste individuels doivent être espacés plus étroitement pour drainer efficacement le réservoir en raison de la roche.

De la première enquête au produit final, le développement peut prendre plusieurs décennies. Les efforts de remise en état des terres doivent être achevés. Alors que la vitesse d'activité s'accroîtra tout au long des étapes de forage et de complétion, puis chutera considérablement pendant la production, Les effets de la terre seront visibles et ressentis pendant longtemps [24].

Le type et l'ampleur de ces conséquences varieront en fonction des variations régionales des caractéristiques physiques, de la taille de l'aménagement et de la densité de population, ainsi que de l'échelle, de la complexité et de l'intensité des utilisations existantes des terres [24].



Figure 2.4. *Les plateformes de rayonnage et les routes, vues ici du ciel, peuvent transformer un paysage rural en un réseau d'infrastructures industrielles.[148]*

2.5 Risque de pollution atmosphériques

La production de gaz de schiste peut avoir un impact significatif sur la qualité de l'air et la santé humaine. L'extraction de gaz de schiste implique l'utilisation de techniques telles que la fracturation hydraulique, qui peuvent libérer des gaz à effet de serre, des particules fines, des composés organiques volatils et d'autres polluants atmosphériques dans l'air. Les

études scientifiques ont montré que les émissions de gaz à effet de serre associées à l'extraction de gaz de schiste peuvent être importantes. Les gaz à effet de serre, tels que le dioxyde de carbone et le méthane, sont libérés dans l'air lors de l'extraction, du traitement et du transport du gaz de schiste. Le méthane est un gaz à effet de serre potentiellement plus puissant que le dioxyde de carbone, ce qui signifie qu'il contribue davantage au changement climatique. En plus des gaz à effet de serre, l'extraction de gaz de schiste peut également libérer des polluants atmosphériques tels que des particules fines et des composés organiques volatils, ces polluants peuvent avoir des effets néfastes sur la santé humaine, notamment des problèmes respiratoires, des maladies cardiovasculaires et certains cancers [24].

Les impacts de la pollution atmosphérique liée à l'extraction de gaz de schiste dépendent de nombreux facteurs, notamment les techniques d'extraction utilisées, les conditions environnementales locales et la proximité des communautés humaines. Plusieurs études ont examiné les impacts de la pollution atmosphérique liée à l'extraction de gaz de schiste. Une étude menée par l'Université de Manchester a examiné les niveaux de particules fines dans l'air autour de sites d'extraction de gaz de schiste au Royaume-Uni. Les résultats ont montré des niveaux plus élevés de particules fines dans l'air autour des sites d'extraction de gaz de schiste par rapport aux sites témoins [24].

2.5.1 Sources d'émissions de polluants dans l'air associées à la fracturation hydraulique

Il existe de nombreuses sources de polluants atmosphériques le long de la chaîne de développement du gaz de schiste. La fracturation hydraulique est une seule partie de l'exploitation du gaz de schiste qui se produit pendant une courte période de temps. D'autres activités associées à l'exploitation du gaz de schiste sont également des sources de polluants atmosphériques. Exemple d'autres sources importantes comprennent :

- la préparation du site, y compris la construction de routes et de plates-formes de déblayage.
- forage du puits.
- la circulation des camions pour livrer et enlever les matériaux et les déchets vers et depuis le site.
- les opérations de séparation et de traitement (élimination des gaz acides, élimination de l'eau du gaz naturel et séparation du gaz naturel des autres hydrocarbures).
- les stations de compression qui pressurisent le gaz naturel dans les canalisations de collecte et de transport.
- le torchage qui brûle du gaz non commercial contaminé.
- les émissions fugitives qui s'échappent involontairement des fissures ou des fuites.
- opérations de purge et de ventilation.

La combinaison de toutes ces activités crée de la pollution atmosphérique, et la question qui doit être résolue est de savoir quels sont les effets nets de ces émissions globales de toutes les activités associées au développement et à la production de gaz naturel sur la qualité de l'air [24].



Figure 2.5. Fuite de gaz dans un puits d'extraction à Marcellus Shale [149].

2.5.2 Types de polluants atmosphériques associés à la fracturation hydraulique

Le développement et la production de gaz naturel émettent des polluants définis par le Clean Air Act [52]. Oxydes d'azote (NO_x) et les composés organiques volatils (COV) sont associés au pétrole et au gaz développement ; en présence de la lumière du soleil, ceux-ci peuvent réagir pour former de l'ozone et contribuent aux problèmes atmosphériques régionaux. Transport régional de produits chimiques la modélisation a prédit que l'ozone pourrait être particulièrement préoccupant. Les émissions de dioxyde d'azote et de particules (PM_{2,5}) sont également inquiétantes, mais il s'agit peut-être davantage d'un problème local que régional.

Les polluants atmosphériques dangereux ou les toxiques atmosphériques sont une autre catégorie de polluants qui est émis avec le développement et la production de gaz de schiste. Beaucoup les opérations nécessaires au développement du pétrole et du gaz utilisent des moteurs diesel moteurs, qui émettent des particules diesel. De plus, les moteurs au gaz naturel peuvent être des sources importantes de formaldéhyde, qui est aussi un polluant secondaire. Aromatiques (par exemple, benzène et toluène) et autres Des COV peuvent être libérés lors de la production de gaz de schiste.

Les émissions fugitives libérées lors de l'extraction du gaz de schiste sont également composé de gaz à effet de serre comme le méthane. Carbone noir de la combustion du carburant diesel a un impact sur le climat. Comment les avantage du gaz naturel changent lorsque les émissions qui ont un impact direct sur le changement climatique sont prises en compte est une question à examiner [24].

Type de source	Origine des émissions	Type de polluants
Sources fixes	Les machines (installation du process, transformateurs, condensateurs, compresseurs, etc) Déshydratation du gaz	70 % émissions NOx CO, SO ₂ , COV, BTEX, HAP, H ₂ S, n-hexane, Formaldéhyde
Sources mobiles	Engins pneumatiques (véhicules de transport ex. les camions, foreuses mobile)	NOx, COV 50% des émissions de méthane, PM
Sources fugitives	Emanations fugitives : équipements, mélange de produits chimique, fluides de retour (flowback), bassins de stockage d'eau produite Evénements exceptionnels (incendies, accidents...)	COV, HAP, méthane, BTEX

Tableau 2.4. Sources d'émissions de polluants dans l'air associées à la fracturation hydraulique [162]

2.5.3 Les émissions de gaz à effet de serre

Le gaz de schiste est un combustible fossile, et sa production et son utilisation entraînent des émissions de le dioxyde de carbone et le méthane, deux GES contribuant au changement climatique. L'impact environnemental du gaz de schiste vis-à-vis du climat anthropique le changement n'est pas clair. Une étude récente indique que « les estimations de gaz à effet de serre les émissions de gaz à effet de serre (GES) provenant de la production et de l'utilisation du gaz de schiste sont controversées ». Le British Geological Survey a conclu que « l'empreinte de serre globale du [...] gaz de schiste, y compris les émissions directes et indirectes les émissions de [dioxyde de carbone] et de méthane, n'est pas encore entièrement comprise » (Comité de l'énergie et des changements climatiques, 2011) [24].

La façon dont le développement du gaz de schiste affecte le changement climatique dépend de sa contribution aux émissions mondiales de GES. Remplacer le charbon par du gaz naturel dans la production d'électricité, par exemple, réduit les émissions de dioxyde de carbone par unité de l'énergie produite, en partie à cause des rendements plus élevés généralement atteints dans les centrales à turbine à gaz par rapport aux centrales à chaudière à charbon. Dans le États-Unis, le rendement thermique global moyen de ces derniers est de 33 pour cent pour les centrales actuelles [97], alors que les turbines à gaz naturel peuvent atteindre des rendements supérieurs à 60 % (GE et Siemens revendiquent tous deux de nouvelles turbines efficacité thermique supérieure à 60 %) [61] [114]. Sur un sur la base de

l'équivalence énergétique, le gaz naturel et l'électricité émettent environ 52 % de dioxyde de carbone des centrales électriques au charbon pour la production à cycle unique au gaz naturel et environ 30 % pour la production à cycle combiné.18 Cependant, le gaz naturel les turbines n'émettent pratiquement pas de particules ou de gaz d'oxydes de soufre (SOx), un petit fraction des gaz d'oxydes d'azote (NOx) et beaucoup moins de monoxyde de carbone (CO) par rapport au charbon, et si la fonction de production d'électricité est combinée à une approche de cogénération qui utilise une partie de la chaleur, il est affirmé que près de une efficacité de 80 % est atteinte [39] [115].

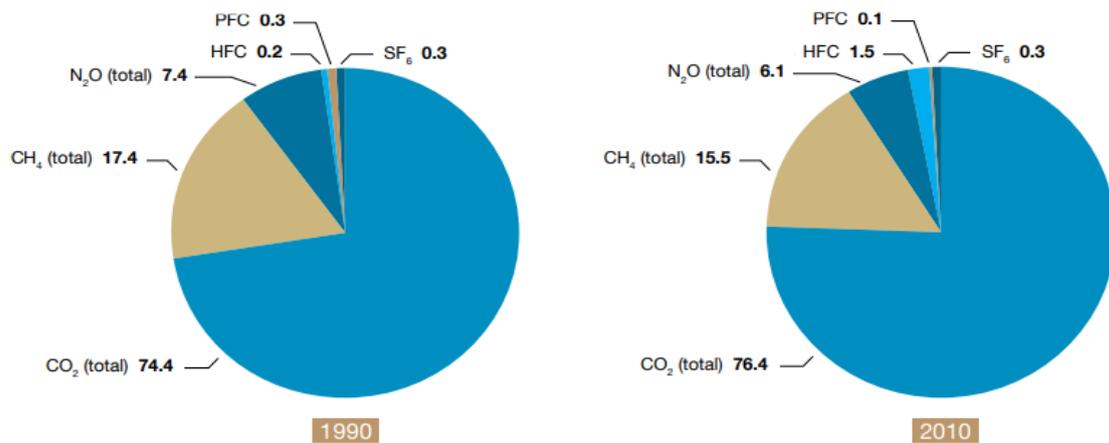


Figure 2.6. Pourcentages des gaz à effet de serre entre 1990 et 2010 [150]

2.5.4 Analyse des émissions du développement du gaz de schiste

2.5.4.1 Émissions de méthane pendant le forage et l'achèvement du puits

Alors que les estimations publiées des émissions de GES associées à la production de gaz de schiste varient considérablement, ils s'accordent généralement à dire que la source d'émissions la plus importante est susceptible de se produire pendant l'achèvement du puits ; c'est-à-dire après que le puits a été foré et avant le début de la production commerciale. Une fois qu'un puits est terminé, les fluides arrivent retour à la surface comprennent initialement des fluides et des gaz de reflux de fracture hydraulique de la formation productrice, ainsi qu'une petite quantité d'agent de soutènement granulaire. Jusqu'à récemment, la pratique courante aux États-Unis consistait à diriger le reflux l'eau dans le stockage et ventiler ou torcher le gaz naturel parce que l'équipement n'était pas conçu pour gérer le mélange abrasif d'eau de reflux, de sable et de gaz. Le la quantité de gaz évacuée ou torchée sur cette période dépend de la production du puits le taux, le montant et la durée du reflux, les pratiques de gestion appliquées, et la nature de l'opération de fracturation hydraulique. La ventilation est susceptible d'être plus répandu dans les premières étapes du développement d'un champ avant une cueillette système de pipeline a été construit, et le torchage est très courant lorsque l'azote ou le dioxyde de carbone sont utilisés comme agent de fracturation, car le mélange de gaz dans l'eau de reflux est généralement de nature non commerciale. Émissions réduites

les achèvements, également connus sous le nom d'achèvements verts, peuvent capturer jusqu'à 90 % des flux de gaz initiaux, ce qui réduit le besoin de torchage [49] [24].

2.5.4.2 Émissions de CO₂ dans certaines zones de gaz de schiste

Une source additionnelle d'émissions de CO₂ particulièrement importante au niveau local est générée par l'augmentation du trafic des véhicules lourds employés dans le transport des équipements de forage et de tous les intrants utilisés pendant la phase de fracturation hydraulique (eau, sable, produits chimiques). L'impact de l'augmentation de la circulation des poids lourds est susceptible de varier d'un site à l'autre, en fonction, entre autres, des spécificités géologiques et de la distance entre le site et les réserves d'eau. souligne qu'en temps normal, les va et vient des camions pendant les phases de construction et de développement d'un puits sont estimés entre 7 000 et 11 000 pour un seul bloc de 10 puits. Au cours des phases de développement qui sont les plus intensives, les estimations montrent qu'il n'y aurait pas moins de 250 trajets de camion par jour sur un même site. Il en résulterait une augmentation de la circulation sur les voies publiques, pouvant générer des ralentissements, des problèmes de sécurité routière, des dommages aux infrastructures, ainsi qu'un risque accru de déversements et d'accidents impliquant des matières dangereuses.

Le risque est considéré comme modéré pour une installation individuelle, mais élevé pour des installations multiples. Toutefois, des mesures temporaires permettant de limiter ces nuisances peuvent être mises en place, telle que l'installation de tuyaux temporaires pour le transport de l'eau, par exemple. Celles-ci peuvent être mises en œuvre afin de limiter l'augmentation du trafic et la pollution associée, ainsi que les dommages aux infrastructures locales. Au cours des phases de forage, de fracturation et d'achèvement, la pollution peut aussi être largement générée par les moteurs diesel qui alimentent les équipements. La plupart de ces sources de pollution peuvent également être présentes dans l'extraction conventionnelle du gaz naturel. Il est toutefois généralement admis que les spécificités relatives à la production de gaz de schiste sont susceptibles de générer davantage d'émissions, que la production conventionnelle [24].

2.5.4.3 Émissions de méthane provenant des fuites pendant la production et le traitement

Il n'y a aucune preuve scientifique que les taux de fuite de méthane du gaz de schiste sont différents de ceux de l'exploitation conventionnelle du gaz naturel aux États-Unis. L'EPA estime que le taux de fuite de méthane des systèmes de gaz naturel aux États-Unis est environ 1,54 % de la production totale de gaz aux États-Unis (pourcentage calculé par le World Resources Institute [20] en utilisant données de l'EPA [53]. Estimations canadiennes, fondées sur les renseignements de la l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), sont considérablement plus faibles à environ 0,4 %. Certaines études régionales, cependant, ont des résultats beaucoup plus élevés. Des chercheurs de l'U.S. National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) et l'Université du Colorado, Boulder, par exemple, ont estimé, sur la base de la surveillance de la qualité de l'air, que l'industrie du gaz

naturel dans le bassin de Denver-Julesburg pourrait perdre environ quatre pour cent de leur production dans l'atmosphère en raison de fuites puits, canalisations de collecte, stations de compression et réservoirs de condensat. Plus de 20 000 puits de pétrole et de gaz ont été forés à Denver–Bassin de Julesburg au cours des quatre dernières décennies, beaucoup dans des formations de sable serrées nécessitant une fracturation hydraulique [126]. La même équipe de recherche a publié des résultats préliminaires résultats d'une étude de terrain dans le bassin d'Uinta en Utah qui indiquent une taux de fuite de méthane de 9 % , et non y compris les pertes de pipeline et de distribution [68]. Il apparaît donc que la nature les émissions de gaz provenant de l'exploration et de la production de gaz non conventionnel peuvent être une fraction importante de la production totale. C'est important parce que le GES net l'impact de la substitution du charbon au gaz est très sensible aux taux de fuite [5] [24].

2.5.4.4 Émissions de méthane provenant de fuites de puits et après abandon

Lorsque la production de gaz à partir d'un puits n'est plus économique, le puits est bouché et abandonné. Le puits est bouché dans le tubage avec du ciment pour isoler différentes zones de production, prévenir les émissions et protéger les eaux souterraines. Néanmoins, du fait de la détérioration progressive des matériaux ou de l'insuffisance construction initiale du puits, de nombreux puits abandonnés fuient soit par le puits de forage (écoulement de l'évent du tubage de surface) ou autour de celui-ci (migration des gaz hors du tubage) [37] [124]. La source de ces fuites n'est souvent pas la formation de production d'origine, mais une formation gazeuse intermédiaire qui n'avait pas été en production parce qu'on ne savait pas qu'il existait ou qu'il n'existait pas une valeur commerciale [95] [24].

	Rejet direct dans l'atmosphère	Torchage	Capture de gaz
Émissions de CH ₄ – kg/1*10 ³ m ³ de gaz naturel	535.7	10.8	53.8
Émissions de CO ₂ – kg/1*10 ³ m ³ de gaz naturel	–	1445.1	–
Ensemble des facteurs d'émission (potentiel de réchauffement global à 100 ans) kg CO ₂ e/1*10 ³ m ³ de gaz naturel	13438	1714	1344
Ensemble des facteurs d'émission (potentiel de réchauffement global à 20 ans) kg CO ₂ e/1*10 ³ m ³ de gaz naturel	38701	2219	3870

Tableau 2.5. Calcul des coefficients d'émission pour différentes techniques de gestion du gaz pouvant être mises en œuvre dans le cadre d'opération de reflux des puits de gaz de roche mère, en assumant des potentiels de réchauffement globaux de 100 ans et 20 ans [165]

2.6 Risque sismique

Pour produire du pétrole et du gaz à partir de formations de schiste, il est nécessaire d'augmenter l'interconnexion de l'espace poreux (perméabilité) du schiste afin que le gaz puisse circuler à travers la masse rocheuse et être extrait par des puits de production. Cela se fait généralement par fracturation hydraulique ("fracturation"). La fracturation provoque intentionnellement de petits tremblements de terre (magnitudes inférieures à 1) pour améliorer la perméabilité, mais elle a également été liée à des tremblements de terre plus importants. Le plus grand tremblement de terre connu pour être induit par la fracturation hydraulique aux États-Unis était un tremblement de terre M4 au Texas. En plus du gaz naturel, les fluides de fracturation et l'eau salée piégés dans la même formation que le gaz sont renvoyés à la surface. Ces eaux usées sont fréquemment rejetées par injection dans des puits profonds. L'injection d'eaux usées et d'eau salée dans le sous-sol peut également provoquer des tremblements de terre suffisamment importants pour être dommageables.

L'élimination des eaux usées est un processus séparé dans lequel les déchets fluides de la production de pétrole et de gaz sont injectés profondément sous terre, bien en dessous des nappes phréatiques ou des aquifères d'eau potable. Le plus grand tremblement de terre connu pour être induit par l'évacuation des eaux usées était un tremblement de terre de M5,8 qui s'est produit près de Pawnee, Oklahoma en 2016 [133].



Figure 2.7. Le tremblement de terre magnitude 5,7 – près de Prague (états unis) qui s'est produit en 2011, déclenché par l'injection des eaux usées de fracturation dans des formations géologiques profondes [151]

2.6.1 Échelles sismiques

Caractériser la force et les effets des événements sismiques (tremblements de terre) est important pour la sismicité naturelle et anthropique. Les échelles sismiques caractérisent la force des tremblements de terre soit par l'intensité des secousses du sol, les dommages invoqués, soit en définissant la magnitude en fonction de paramètres physiques mesurés. Les effets dommageables observables d'un tremblement de terre sont quantifiés à l'aide d'échelles d'intensité telles que l'échelle d'intensité Mercalli modifiée (MMI).

Les échelles de magnitude donnent une mesure de l'énergie libérée par un tremblement de terre à sa source et comprennent la magnitude de l'onde corporelle (M_b), la magnitude de l'onde de surface (M_s) et la magnitude locale (M_L) qui utilisent des formules logarithmiques basées sur l'amplitude des ondes sismiques à une fréquence désignée enregistrée sur un sismographe, corrigée de la distance à la source et de la réponse de l'instrument. La «magnitude de Richter», populaire dans les médias, est un autre exemple d'échelle de magnitude locale, mais elle présente un inconvénient de saturation à des magnitudes élevées, ce qui signifie que de plus grandes plages de taille réelle de tremblement de terre convergent vers une plage étroite de valeurs de magnitude. Par exemple, les tremblements de terre de magnitude (M_L) supérieure à 7 sont difficiles à distinguer à l'aide de l'échelle de magnitude de Richter en raison de la difficulté à mesurer les ondes courtes à haute fréquence [72]. Alternativement, les scientifiques utilisent l'échelle de magnitude de moment (M_w), qui est dérivé du moment sismique, M_0 , une valeur basée sur les propriétés physiques des roches et le glissement de faille.

Le moment sismique est mis à l'échelle avec une formule logarithmique pour donner une magnitude de moment avec des valeurs comparables aux échelles de magnitude locales, mais avec l'avantage que l'échelle M_w ne sature pas. Une estimation précise de la magnitude est d'une importance fondamentale pour la surveillance de la sismicité induite dans les opérations souterraines. La détermination de la magnitude est un processus difficile avec différents catalogues de tremblements de terre à sismicité induite montrant des variations en fonction de l'approche utilisée [38]. Certaines approches émergentes pour des estimations plus précises de la magnitude de la sismicité induite sont présentées dans la section Surveillance et évaluation ci-dessous [133].

Pour calculer le risque et informer les codes du bâtiment, l'aléa sismique doit être déterminé. Une définition générale de l'aléa sismique est la fréquence ou la probabilité que l'amplitude du mouvement du sol dépasse un certain seuil sur un site spécifique [118]. Le mouvement du sol est généralement mesuré à l'aide de PGA (accélération maximale du sol) ou PGV (vitesse maximale du sol). PGA est l'accélération maximale du sol ressentie à un endroit particulier lors d'un tremblement de terre. Les accéléromètres sont utilisés pour enregistrer le PGA aux stations sismiques exprimées en unités de % d'accélération due à la gravité terrestre (g) ou m/s^2 . Le mouvement du sol sismique peut être dans toutes les directions, de sorte que le PGA est souvent divisé en composants verticaux et horizontaux, le PGA horizontal étant généralement plus grand. PGV donne une mesure de la vitesse

maximale du sol à un endroit spécifique. Le PGV est dérivé du pic de la première intégration d'un enregistrement d'accélération et peut être exprimé en cm/s [133].

2.6.2 Cas de sismicité induite et déclenché suspecté

2.6.2.1 Ouest canadien, fracturation hydraulique, 2009–2016

Le Canada est le deuxième plus grand producteur de gaz de schiste au monde après les États-Unis, une grande partie de l'exploitation du schiste étant concentrée dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. De faibles niveaux de sismicité sont attendus lors de la fracturation hydraulique, car des fluides à haute pression brisent les roches provoquant des microséismes. Cependant, dans l'Ouest canadien, 3 % des opérations de fracturation hydraulique ont été accompagnées d'événements sismiques avec un M L supérieur à 3. Ceci était inattendu compte tenu des volumes relativement faibles de fluide de fracturation utilisés [87] [12].

Le plus grand tremblement de terre de ce genre s'est produit à Fox Creek, en Alberta, le 12 janvier 2016, avec M L 4.1. Bien qu'aucun dommage ou blessure n'ait été signalé, les résidents de la ville de Fox Creek ont décrit des images tremblant sur les murs et la sensation d'un gros camion qui passait [90]. L'opération de fracturation hydraulique a été temporairement suspendue pour réduire les risques, mais les régulateurs ont autorisé sa reprise environ trois mois après le tremblement de terre [133].

Les chercheurs qui étudient la sismicité induite observée en Alberta ont corrélié le volume d'injection de fluide avec l'activité sismique tout en trouvant que d'autres facteurs comme la pression et le taux d'injection ont un impact insignifiant sur la sismicité. Un événement M L 4.1 est cependant beaucoup plus élevé que ce qui est prédit par la relation de McGarr [88] qui corréle les tremblements de terre induits par injection de fluide au volume net de fluide injecté [11]. Cela contraste avec les conclusions sur l'importance du taux d'injection pour l'apparition de la sismicité induite dans le centre des États-Unis [133].

2.6.2.2 Lancashire, fracturation hydraulique, 2011

Au Royaume-Uni, en avril et mai 2011, des essais de fracturation hydraulique ont été réalisés dans la région de Bowland Shale sur le site de Preese Hal dans le Lancashire, près de Blackpool. Le 1er avril, un tremblement de terre de M L 2,3 s'est produit, suivi d'un événement de M L 1,7 le 27 mai [28]. La société d'exploration et de production de pétrole et de gaz Cuadrilla a suspendu l'opération et a commandé une série d'études pour enquêter sur la cause des événements sismiques [15]. Le gouvernement britannique a par la suite imposé un moratoire sur d'autres activités et a commandé des rapports indépendants.

Le tremblement de terre du 1er avril, qui s'est produit 10 heures après l'arrêt de l'injection de fluide, aurait été causé par la pénétration de fluide dans une zone de faille précontrainte voisine, auparavant non identifiée, la pression du fluide réduisant la contrainte effective sur la faille, permettant glisser [18]. Une faille suspectée d'être responsable des séismes a ensuite été révélée par une sismique 3D [28]. Le gouvernement britannique a levé le moratoire en

décembre 2012 pour permettre aux activités d'exploration du gaz de schiste de reprendre sous des contrôles plus stricts [34]. En août 2013, Cuadrilla a foré un forage exploratoire à Balcombe, West Sussex, Royaume-Uni. Les protestations contre la fracturation hydraulique pour le développement du gaz de schiste qui ont eu lieu sur le site de forage entre juillet et septembre 2013 ont été largement médiatisées [8] [133].

2.6.2.3 Bassin du Sichuan, fracturation hydraulique, 2017

La Chine est considérée comme ayant les plus grandes réserves de gaz de schiste techniquement récupérables au monde [47]. L'industrie du gaz de schiste en Chine est relativement nouvelle et concentrée dans le bassin du Sichuan, lui-même situé à l'extrémité orientale d'une région sujette aux séismes majeurs marquant la frontière avec le plateau tibétain où une sismicité généralisée s'est produite en raison de la collision entre les plaques tectoniques indienne et eurasienne. Et est l'emplacement du tremblement de terre de 2008 décrit ci-dessus.

Le gaz de schiste chinois se trouve dans des formations profondes et géologiquement complexes, ce qui le rend techniquement plus difficile à extraire qu'ailleurs. Il n'a été souligné que la réglementation sur la protection de l'environnement manque de spécificité pour le développement du gaz de schiste en Chine [131].

Sur le site de gaz de schiste de Shangluo, la fracturation hydraulique des puits précédemment forés horizontalement a commencé en 2014 [83]. La technique de fracturation « zipper », où 2 ou 3 puits sont fracturés côte à côte avec des étages d'injection décalés, a été utilisée à des profondeurs de 2,3 à 3 km. Depuis décembre 2014, la région a connu une augmentation spectaculaire de la sismicité, avec plus de 2 400 événements de magnitude $M_L > 1,0$ et quatre $M_w > 4,0$. Les 13 événements les plus importants ($M_w > 3,5$) se sont produits à des profondeurs allant de 1,8 à 4 km, la plupart de ces événements étant situés dans les parties supérieures de la formation sous-jacente sous la formation de schiste fracturée hydrauliquement.

Le plus grand M_w l'événement 4.7 à une très faible profondeur de 1,8 km a causé de lourds dégâts à un village voisin, avec 23 effondrements et 548 autres maisons gravement endommagées. Cet événement est susceptible d'être le tremblement de terre le plus important et le plus dommageable jamais déclenché par la fracturation hydraulique [83], dépassant le précédent record le plus élevé dans l'Ouest canadien.

Les chercheurs ont observé que les magnitudes des séismes associés aux opérations de fracturation hydraulique dans le bassin du Sichuan sont nettement plus élevées que celles des États-Unis, du Royaume-Uni et du Canada. Cela pourrait être dû à la haute résistance des roches sédimentaires pré-triasiques dures qui permettent de maintenir des niveaux élevés de contrainte dans le réservoir avant la rupture par fracturation fragile lors de la fracturation sismique [133].

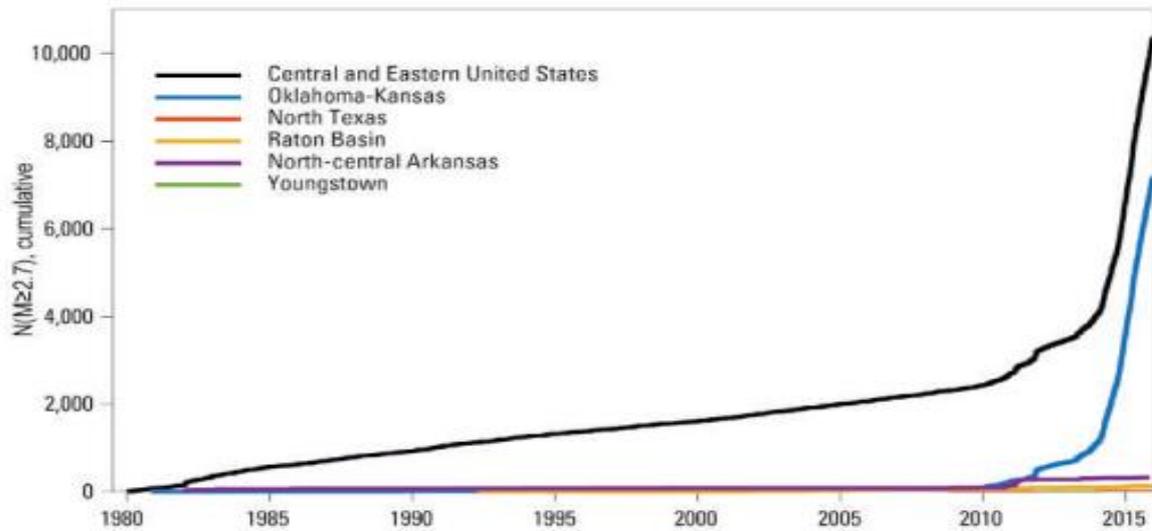


Figure 2.8. Evolution du nombre de séismes (magnitude cumulés) en fonction des zones géographiques considérées aux États-Unis [152]

2.7 Risque sur la santé

Les effets de l'exploitation du gaz de schiste sur la santé humaine n'ont pas été beaucoup d'attention scientifique et gouvernementale bien qu'elle soit souvent citée comme un problème d'intérêt public [64]. Des lacunes importantes existent dans notre compréhension. Là où le développement a eu lieu, le débat public a eu tendance à se concentrer sur les risques physiques de l'exposition à divers produits chimiques [101]. Cependant, des facteurs liés à l'environnement physique, social et économique dans où vivent les gens (p. ex., perturbation de la communauté) peut également nuire à la santé. Les risques pour la santé humaine que pose le développement du gaz de schiste sont à bien des égards similaires à celles de l'industrie pétrolière et gazière conventionnelle (par exemple, les émissions atmosphériques, machinerie lourde) et en fait ceux de nombreux développements de ressources à grande échelle (par exemple, phénomène boomtown). Néanmoins, certains risques — pollution de l'eau des produits chimiques de fracturation hydraulique et des eaux de reflux, par exemple — sont spécifiques au développement du pétrole et du gaz non conventionnels [24].

L'occurrence et l'importance des impacts des développements de gaz de schiste sur la santé humaine physiologique dépendront d'un certain nombre de facteurs locaux, tels que ce qui suit :

- Densité de population/proximité du développement avec les agglomérations : les risques de l'exposition dépendra de la composition de la population (p. caractéristiques, l'état de santé de base). Dans les zones à faible densité, les individus qui dépendent de la récolte d'aliments traditionnels (faune, poisson, produits) peuvent également être affecté négativement.

- Certains groupes, y compris les travailleurs de l'industrie pétrolière et gazière, les enfants, les hypersensibles individus et, dans certaines régions, les peuples autochtones (où ils dépendent de aliments traditionnels) sont plus vulnérables que les autres [17] [101].
- Conditions environnementales ambiantes telles que les sources existantes de pollution de fond.
- La géologie détermine la chimie des fluides de fracturation à utiliser et les substances revenant avec l'eau de reflux (par exemple, NORM, baryum, sel) comme ainsi que la possibilité d'évacuer les eaux de reflux par injection profonde.
- Cadre légal/réglementaire : le développement du gaz de schiste est principalement réglementé au niveau provincial ou étatique. Différentes juridictions imposent des exigences différentes pour protéger la santé humaine, la sécurité publique ou pour réglementer les impacts sociaux.
- Formation et supervision de la main-d'œuvre.
- Fréquence et intensité du développement.

2.7.1 La santé au travail

Le travail sur un site de forage expose les travailleurs à un certain nombre de risques, notamment accidents impliquant des machines lourdes et exposition à des produits chimiques. Au cours des dernières années, toutefois, les travailleurs de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz ont, dans l'ensemble, souffert moins de blessures que les travailleurs des autres industries (gouvernement de l'Alberta, 2011). La fracturation hydraulique peut ajouter de nouveaux risques en exposant à une suite supplémentaire des agents chimiques et physiques sur un chantier [32]. Un risque de plus en plus reconnu pour la santé des travailleurs est l'inhalation de silice, utilisée comme un agent de soutènement dans la fracturation hydraulique qui peut causer la silicose, le cancer du poumon et d'autres maladies [98]. Aux États-Unis, l'Institut nationale de la sécurité et la santé au travail a documenté l'exposition à la silice sur les sites de gaz de schiste à des niveaux supérieurs aux normes d'inhalation autorisées sur le lieu de travail dans près de la moitié des échantillons qu'il a collectés [54], ce qui a conduit à un gouvernement américain officiel alerte de danger sur les expositions à la silice lors de la fracturation hydraulique[103]. Les travailleurs peuvent également être à risque en raison de l'exposition à des matières radioactive (MRN) amenée à la surface par l'eau de reflux ou déblais de forage. Comme les MRN peuvent s'accumuler sur les équipements et les machines, les travailleurs peuvent être exposés par contact avec la peau en plus de l'inhalation par exposition à l'air et à l'eau [66] [24].

2.7.2 Risques pour la santé liés aux déchets

La fracturation hydraulique utilise un grand nombre de produits chimiques, dont certains connus substances dangereuses (par exemple, l'agent moussant 2-butoxyéthanol), et apporte de nombreux composés potentiellement dangereux à la surface, tels que les hydrocarbures, quantités variables de composés BTEX, de saumure et d'autres substances naturelles composants géologiques (p. ex. arsenic, radionucléides). Colborn a évalué les

dangers de 353 produits chimiques que l'industrie du gaz naturel utilise dans ses opérations, un sous-ensemble des 632 substances chimiques dans 944 produits identifiés. De notons que pour plus de 400 des produits identifiés, moins d'un pour cent de la composition chimique totale était disponible, conduisant à un degré substantiel de l'incertitude concernant le risque que ces produits peuvent présenter pour la santé humaine [29].

Les auteurs ont effectué des recherches dans la littérature pour déterminer les impacts potentiels sur la santé des produits chimiques identifiés et a constaté que "75 pour cent peut affecter les organes sensoriels et les systèmes respiratoire et gastro-intestinal ; 40 à 50 % peuvent affecter les systèmes nerveux, immunitaire et cardiovasculaire ainsi que les reins ; 37 % peuvent affecter le système endocrinien ; et 25 pour cent peut causer des cancers et des mutations. Il convient de noter que ces risques peuvent proviennent de l'ingestion ou de l'exposition cutanée directe et ces produits chimiques sont souvent utilisé à de très faibles concentrations [29] [24].

Entre 2005 et 2009, les compagnies pétrolières et gazières aux États-Unis ont utilisé 29 produits chimiques connus pour être cancérigènes, étaient réglementés en vertu la loi américaine sur la sécurité de l'eau potable ou figuraient sur la liste des polluants atmosphériques dangereux (Comité de l'énergie et du commerce, 2011). Cependant, l'EPA des États-Unis n'a pas établir des niveaux de contaminants maximaux pour de nombreux composés fréquemment utilisés dans les opérations de fracturation [16]. Tous ne sont pas non plus produits utilisés sur tous les sites. De plus, beaucoup sont relativement inoffensifs ou utilisés à de faibles concentrations, bien que la plupart soient solubles ou volatils. L'un des problèmes la plus grande préoccupation toxicologique est celle de l'impact potentiel de mélanges de produits chimiques [64] [24].

Les voies d'exposition comprennent la contamination de l'eau par des déversements, des fuites ou communication souterraine involontaire entre la zone de production et Aquifères peu profonds et à l'air en raison de l'évaporation des réservoirs de condensat et le stockage de reflux. Une telle contamination pourrait affecter directement les individus (p. ex., lorsque l'eau de puits est contaminée) ou indirectement par la nourriture chaîne (Fraser Basin Council, 2012).

Le méthane est également un contaminant préoccupant pour l'eau potable, mais ni Santé Canada ni l'U.S. EPA n'inclut actuellement le méthane dissous dans ses lignes directrices ou règlements sur l'eau potable [49]. Bien que le méthane ne soit généralement pas considéré comme un danger pour la santé lorsqu'il est ingéré, à des concentrations élevées, il peut provoquer une asphyxie s'il est inhalé dans espaces confinés (comme la plupart des gaz) [120]. Il présente également des risques d'incendie et d'explosion à des concentrations élevées [24].

2.7.3 Risques pour la santé liés à la pollution de l'air

L'industrie pétrolière et gazière est également une source de contaminants atmosphériques. Il est important de noter qu'un effet spécifique sur la santé et son étendue dépendront d'une variété de facteurs tels que le type et la durée de l'exposition à un

contaminant ainsi que l'état de santé et le mode de vie de la personne exposée [26]. La toxicité potentielle d'un contaminant ne reflète pas nécessairement l'effet sur la santé.

Une évaluation d'impact sur la santé (EIS) d'un développement de gaz de schiste au Colorado a conclu que la qualité de l'air était plus susceptible d'être affectée pendant la plate-forme du puits la construction, l'achèvement des puits et la circulation des camions [128]. Les émissions fugitives des équipements de production sont une autre possibilité à long terme source de contamination de l'air s'il n'est pas contrôlé.

L'exposition aux polluants atmosphériques associés à l'exploitation du gaz de schiste peut entraîner une légère augmentation du risque de cancer et d'autres maladies telles que les maladies neurologiques et respiratoires pour les personnes vivant à proximité d'un puits. Le primaire contributeur au risque cumulatif de cancer était le benzène, alors que d'autres Les COV tels que les triméthylbenzènes, les xylènes et les hydrocarbures aliphatiques étaient les principaux contributeurs à l'indice de risque subchronique non cancéreux [89]. Alors que les émissions de benzène résultant des activités dans le schiste de Barnett au Texas n'ont pas dépassé les normes d'exposition à court terme, ils pourraient poser un risque pour la santé humaine si leurs niveaux étaient représentatifs de la température ambiante à long terme [55]. Cependant, les niveaux globaux de benzène ont chuté en la région de schiste de Barnett Shale au cours d'une période récente d'intense activité de forage et sont surveillés pour détecter les émissions aberrantes [70]. Plusieurs cancérigènes humains reconnus et suspectés ont été mesurés dans plusieurs emplacements dans la ville de DISH, Texas, après le début des activités de puits de gaz [125]. Dans les enquêtes de santé de cette région et de Karnes County, Texas, réalisé par le groupe environnemental Earthworks, le plus les symptômes de santé couramment signalés étaient des problèmes de sinus ; irritation de la gorge ; allergies ; fatigue ; irrigation oculaire et nasale ; douleur articulaire ; douleurs musculaires ; difficulté à respirer ; et déficience visuelle [117] [127].

2.7.4 Impacts psychosociaux

Les impacts sur le bien-être psychologique sont importants à considérer en raison de leur effet sur la santé humaine (à savoir, les environnements sociaux et les capacités d'adaptation en tant que deux déterminants de la santé). Des études menées aux États-Unis suggèrent que les individus qui croient avoir été touchés par le développement du gaz de schiste présentent diverses symptômes, y compris fatigue accrue, irritation du nez et de la gorge, sinus problèmes, irritation des yeux, essoufflement, douleurs articulaires, maux de tête sévères et troubles du sommeil [116]. La santé publique peut aussi être négativement touchée par l'impact cumulatif des facteurs de stress sociaux, y compris socio-économiques changements sociaux (par exemple, augmentation de la criminalité) et changement dans la nature des communautés [81] [24].

Manque de transparence, messages contradictoires et perception que l'industrie ou les autorités ne disent pas la vérité peut créer ou augmenter les inquiétudes concernant sa qualité de vie ou son bien-être, et contribuent à des sentiments d'anxiété impacts potentiels sur la santé, l'environnement ou la communauté (Conseil du bassin du Fraser, 2012).

Incertitude quant à savoir si les changements dans la qualité de vie seront temporaires ou non, peut nourrir l'anxiété face à l'avenir [133]. Un public particulier préoccupé par le développement du gaz de schiste a été le secret sur le produit chimique et des agents physiques qui sont ajoutés aux fluides hydrauliques ou sont amenés à surface [17] (Comité de l'énergie et du commerce, 2011).

En plus des impacts directs, les activités de développement du gaz de schiste peuvent exercer des effets indirects répercussions sur la santé humaine. Pour certains peuples autochtones, par exemple, la perte invisible, telles que la baisse de la productivité biologique due à la destruction de l'habitat, peut avoir un effet en cascade sur les pratiques culturelles et l'identité ; l'impact peut être plus important sur la santé et la résilience que celui des impacts plus visibles [122]. Changements dans la santé de l'écosystème (p. ex. arrivée d'espèces envahissantes) ou à l'infrastructure de santé publique (par exemple, pénurie de personnel médical en raison d'une population en plein essor) peuvent également affecter indirectement la santé d'une communauté [24].

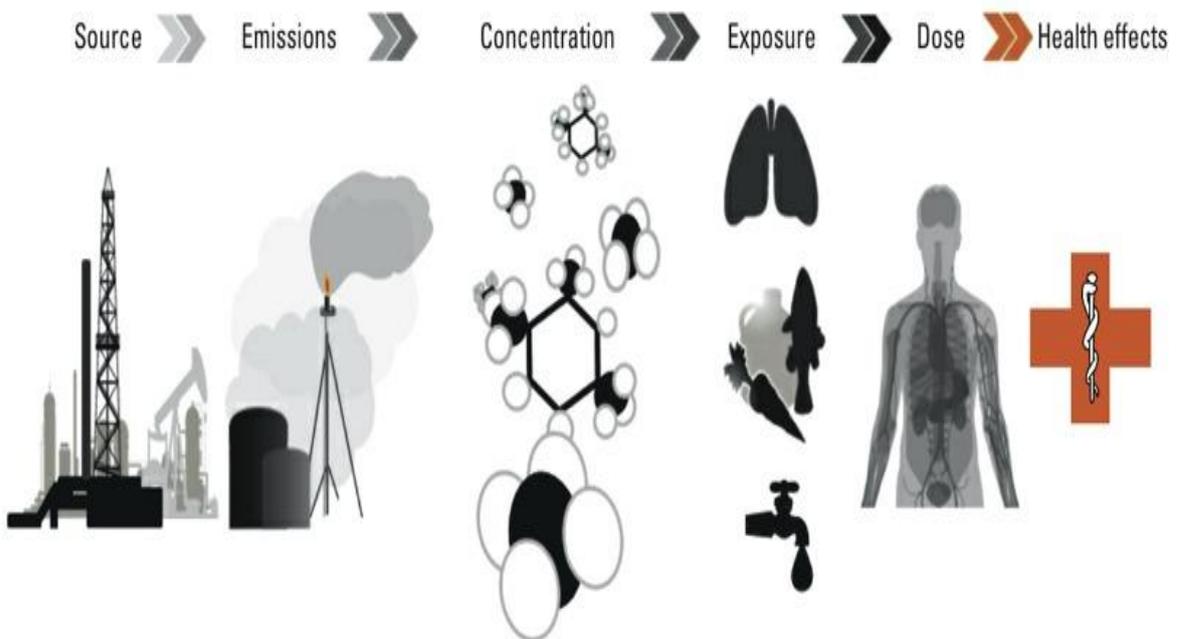


Figure 2.9. Risque sur la santé [153]

2.8 Bruit

La circulation de camions lors des différentes étapes d'implantation de l'industrie de même que l'activation des équipements de forage et d'exploration seront sources de bruit qui ne peuvent qu'incommoder la population avoisinante. En effet, ce bruit dit « communautaire » peut affecter la santé de cette dernière.

Impacts auditifs :

- Perturbation du sommeil suivi d'une diminution de la performance au travail secondaire à une plus grande fatigue et des problèmes de mémoire et de concentration mentale.
- Source de stress qui entraîne une modification du rythme cardiaque et de la tension artérielle et des risques possibles d'accroissement de maladies cardiaques.

De plus, les connaissances scientifiques en devenir laissent poindre à l'horizon des perturbations des systèmes endocrinien et immunologique accompagnés d'une consommation accrue de médicaments et de risques intensifiés d'accidents domestiques.

Selon l'information recueillie par le MDDEP auprès du MRNF et rapportée dans le document de travail déposé au BAPE, la seule activité de forage – sans tenir en compte du bruit des camions – peut produire 64 décibels à 90 mètres, 58 décibels à 180 mètres, et 52 décibels à 375 mètres, ce qui dépasse le niveau de 50 décibels considérés sécuritaire par l'OMS (Organisation mondiale de la santé) [24].

2.9 Pollution lumineuse

Les sites d'exploitation généreront à coup sûr un éclairage nocturne soit lors d'activités, soit par mesure de sécurité, soit par la combustion des torchères. Cette situation peut causer un dérèglement du rythme naturel de la production d'hormone, et une diminution de la production de mélatonine dont les effets sont bien connus sur le sommeil. Des chercheurs de l'Université de Toronto avancent que cette lumière artificielle pourrait être une cause surajoutée de cancer.

Enfin, un article récent du journaliste Louis Gilles Francoeur du *Devoir* à propos d'une enquête menée par la Pennsylvania Land Trust Association révèle que 1435 infractions à l'environnement ont été commises par l'industrie des gaz de schiste dans l'état de Pennsylvanie de janvier 2008 au 25 juillet 2010 ; ces divulgations sont loin de nous rassurer sur la sécurité entourant les opérations de cette industrie [24].

2.10 Conclusions

En conclusion, le gaz de schiste est une source d'énergie qui comporte des risques environnementaux significatifs. La fracturation hydraulique, utilisée pour extraire le gaz, peut causer des pollutions de l'eau souterraine et de surface, des dommages aux infrastructures, des perturbations des écosystèmes, et contribuer au changement climatique

Ainsi, il est crucial de prendre en compte ces risques dans les politiques énergétiques et environnementales, et de chercher des alternatives plus durables et respectueuses de l'environnement pour répondre aux besoins en énergie de notre société. La transition vers des énergies renouvelables telles que l'énergie solaire, éolienne, hydraulique et géothermique peut réduire notre dépendance aux combustibles fossiles et contribuer à la lutte contre le changement climatique tout en préservant l'environnement pour les générations futures.

3 Chapitre 03 : Les mesures de prévention et de gestion des risques environnementaux associés à la fracturation hydraulique

3.1 Introduction

Dans le chapitre précédent nous avons appris à connaître les risques environnementaux associés à l'extraction de gaz de schiste en utilisant la fracturation hydraulique où nous avons défini les impacts potentiels résultant de l'utilisation de cette technique sur l'atmosphère, les ressources en eau, le sol et la santé humaine.

Dans ce chapitre nous allons définir les stratégies de gestion des risques utilisées par les différentes parties prenantes pour encadrer l'utilisation de cette technique, nous aborderons les perspectives d'avenir pour la fracturation hydraulique, en tenant compte de l'évolution des technologies et des politiques énergétiques à l'échelle mondiale.

3.2 Protection des eaux souterraines

Les programmes de réglementation du pétrole et du gaz des États soulignent l'importance de la protection des eaux souterraines. Les exigences de construction de puits comprennent l'installation de plusieurs couches de tubage protecteur en acier et de ciment pour protéger les aquifères d'eau douce et isoler la zone de production des formations sus-jacentes. Le tubage conducteur sert de base à la construction du puits et empêche l'affaissement des sols de surface, tandis que le tubage de surface est installé pour sceller les zones potentiellement porteuses d'eau douce. Cet isolement est nécessaire pour protéger les aquifères des boues de forage et des formations sus-jacentes. Des tubages intermédiaires sont utilisés pour isoler les zones ne contenant pas d'eau douce du puits de forage producteur [119].

Les opérateurs effectuent des vérifications pour s'assurer de l'isolation souhaitée de chaque zone, telles que des bûches de ciment acoustique et des tests de pression. Les agences nationales de réglementation du pétrole et du gaz spécifient souvent la profondeur requise des tubages. L'agence nationale du pétrole et du gaz institue des tubages de protection et des exigences de cimentation pour protéger les ressources en eaux souterraines, avec jusqu'à cinq couches de barrières entre le tube de production et une formation aquifère [119].

L'analyse des protections redondantes fournies par les tubages et les ciments a été présentée pour l'American Petroleum Institute (API) [91] dans les années 1980. Cette recherche a abouti au développement d'une méthode de calcul de la probabilité que les fluides injectés dans les puits d'injection de classe il puisse avoir un impact sur source souterraine d'eau potable. L'analyse de probabilité de risque a fourni une limite supérieure pour la probabilité que les fluides de fracturation atteignent une source souterraine d'eau potable. L'étude de l'API a révélé que l'eau d'injection s'échappant du puits de forage et atteignant une source souterraine d'eau potable correspond à sept changements en un million d'années de puits où les tubages de surface recouvrent les aquifères d'eau potable [92]. Cela ne tient pas compte des différences entre l'exploitation d'un puits de gaz de schiste et l'exploitation d'un puits d'injection, qui réduit la pression dans la zone de production et est exposé à des volumes moindres d'eau potentiellement corrosive circulant dans le tubage de production. Le rapport de l'API a conclu que la probabilité que des fluides, y compris des

fluides de fracture hydraulique, atteignent une source souterraine d'eau potable à partir d'un puits de gaz indiquerait une probabilité encore plus faible [119].

En outre il existe des barrières naturelles dans les strates rocheuses qui agissent comme des joints retenant le gaz dans la formation cible. Sans ces joints, le gaz et le pétrole migreraient naturellement vers la surface de la terre. De plus, les strates d'étanchéité agissent comme des barrières à la migration verticale des fluides vers le haut vers les zones d'eaux souterraines utilisables. La plupart des puits de gaz de schiste devraient être forés à des profondeurs supérieures à 3 000 pieds sous la surface du sol. Pour que tout fluide présent dans la zone de production atteigne les eaux souterraines traitables, il doit migrer à travers ces zones sus-jacentes [119].

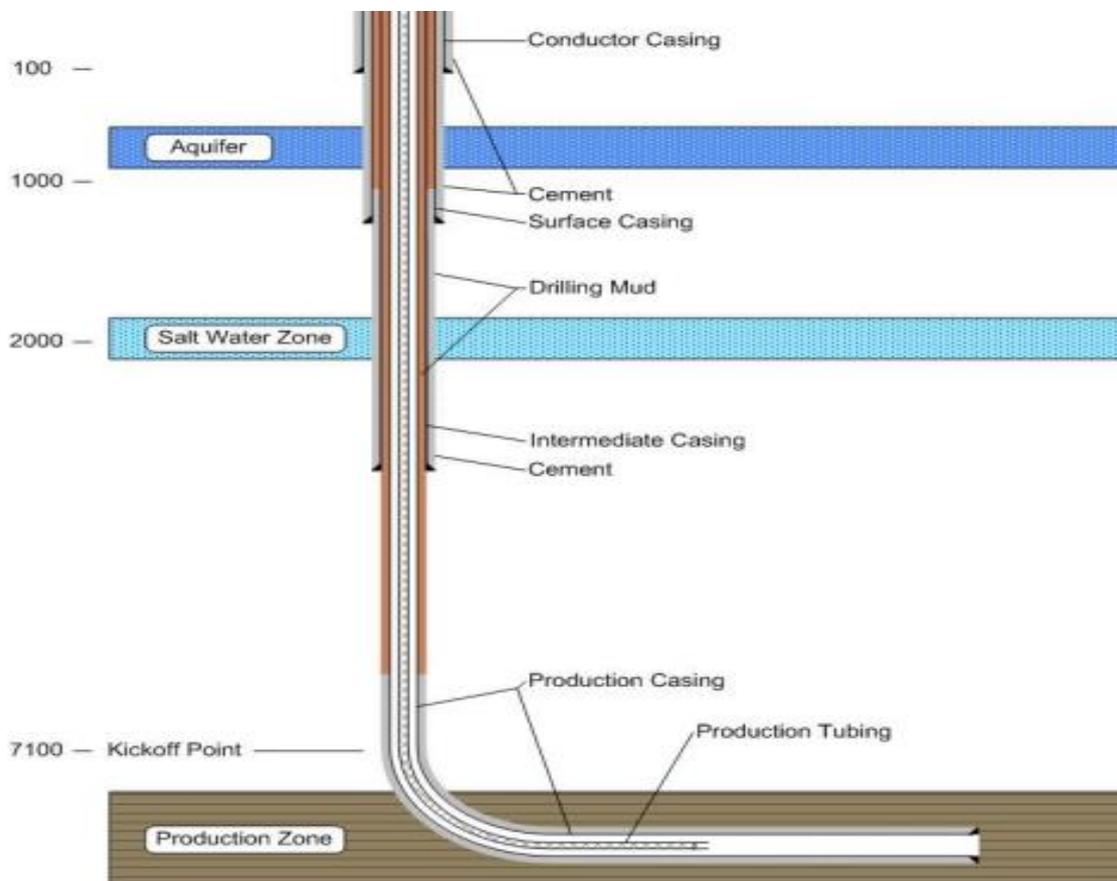


Figure 3.1. Zones de coffrage et programmes de ciment [154]

3.3 Traitement des eaux usées

La gestion des fluides de fracturation reste un problème sérieux pour les entreprises, car l'élimination appropriée de ces fluides est un processus coûteux pour les sociétés énergétiques et une préoccupation publique en matière de pollution de l'environnement, nous verrons quelles options existent pour traiter ces fluides :

3.3.1 Injection en puits profonds

L'injection dans des puits profonds est une forme de gestion des déchets qui stocke les déchets liquides dangereux dans des puits situés profondément sous la surface de la terre. Il a commencé dans les années 1930 par l'industrie pétrolière et est devenu plus populaire dans les années 1940. En 1974, la Loi sur la salubrité de l'eau potable a été adoptée, ce qui a donné à l'APE le pouvoir de réglementer tous les déchets que les entreprises souhaitent éliminer en utilisant des méthodes d'injection souterraines [33].

L'injection en puits profond est la méthode d'évacuation des eaux usées la plus populaire en raison de son faible coût et de l'absence de traitement. Il est réglementé en vertu du Programme de contrôle souterrain de la loi sur la salubrité de l'eau potable pour prévenir la contamination des aquifères [33].

Bien que ce procédé soit largement utilisé dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel, il existe encore des problèmes qui pourraient potentiellement menacer l'approvisionnement en eau potable. L'APE a identifié quatre de ces problèmes, dont le premier est un rejet accidentel dans le sol ou l'eau de surface. L'APE s'inquiète également des fluides de fracturation hydraulique qui contiennent des produits chimiques nocifs finiront par s'infiltrer dans les aquifères d'eau potable ou que le fluide de formation sera égaré et rejeté dans un aquifère. La dernière chose qui préoccupe l'APE est la possibilité que le fluide d'hydrofracturation se déplace dans un aquifère en cas de mouvement du schiste ou d'autres formations qui l'entourent. En raison de ces préoccupations, il y a des coûts impliqués dans l'injection de puits profonds, comme un traitement de l'eau avant qu'elle ne soit injectée et prendre les précautions nécessaires pour éviter une erreur évitable. Cependant, du fait qu'il s'agit d'une méthode relativement peu coûteuse d'évacuation des eaux usées par hydrofracturation, c'est la méthode préférée par la plupart des entreprises [33].

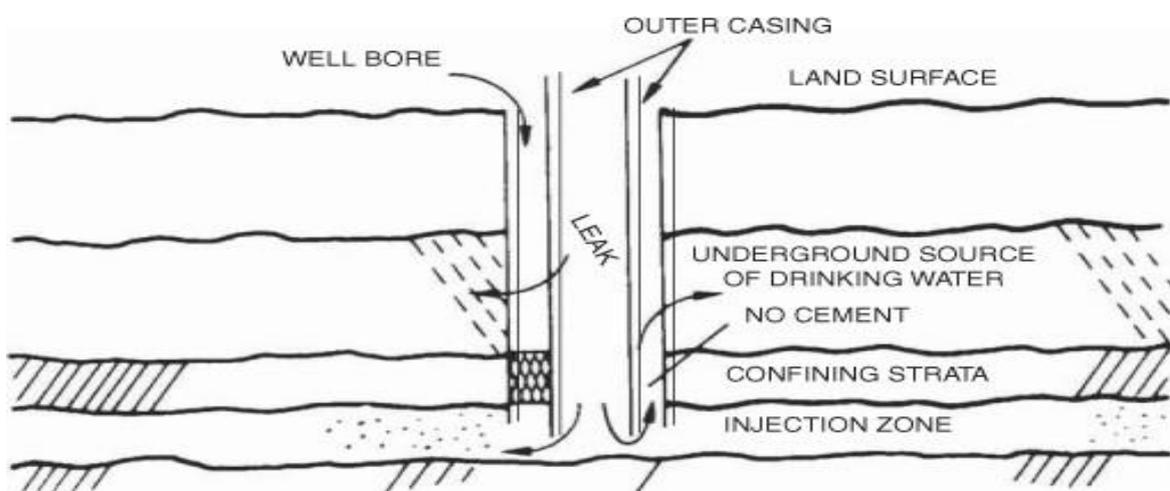


Figure 3.2. Injection en puit profond [155]

3.3.2 Bio-remédiation

La bio-remédiation est un processus qui utilise des micro-organismes (bactéries et champignons) pour décomposer les déchets bio-contaminés par des hydrocarbures en résidus non toxiques. Il est conçu pour imiter le processus de décomposition naturel, mais en contrôlant des facteurs tels que l'oxygène, la température, l'humidité et les paramètres nutritifs, le processus peut être accéléré pour que la station d'épuration des eaux usées fonctionne plus rapidement et plus efficacement [33].

La bio-remédiation utilise des bioréacteurs pour traiter les eaux usées, de la même manière que le traitement des terres et le compostage. Cependant, il se déroule dans un système de confinement ouvert ou fermé ou un bassin de retenue, permettant aux opérateurs de contrôler les facteurs qui peuvent accélérer la décomposition. Ces récipients de confinement contiennent de l'eau douce et des micro-organismes nécessaires au traitement biologique, et lorsqu'une cargaison d'eaux usées est reçue, le traitement peut commencer [33].

Le processus de bio-remédiation consiste à ajouter des nutriments et une source d'air aux récipients de confinement. Cela augmente le contact entre les micro-organismes et les déchets et maintient la concentration en oxygène dissous dans l'eau. Lorsque l'air est coupé, le mélange s'arrête et les microbes se déposent au fond du réservoir. Cependant, certaines installations n'ont pas eu beaucoup de succès avec leurs microbes mangeant les déchets, elles se sont donc tournées vers l'utilisation de produits agricoles de déchets végétaux et animaux [33].

La bio-remédiation est un procédé de traitement des eaux usées respectueux de l'environnement, générant peu d'émissions de gaz à effet de serre et nécessitant peu de transport des déchets vers les installations de traitement, , mais elle présente des inconvénients tels que le coût initial élevé de construction de l'installation et le temps nécessaire pour traiter suffisamment les eaux usées pour les rejeter dans l'environnement.

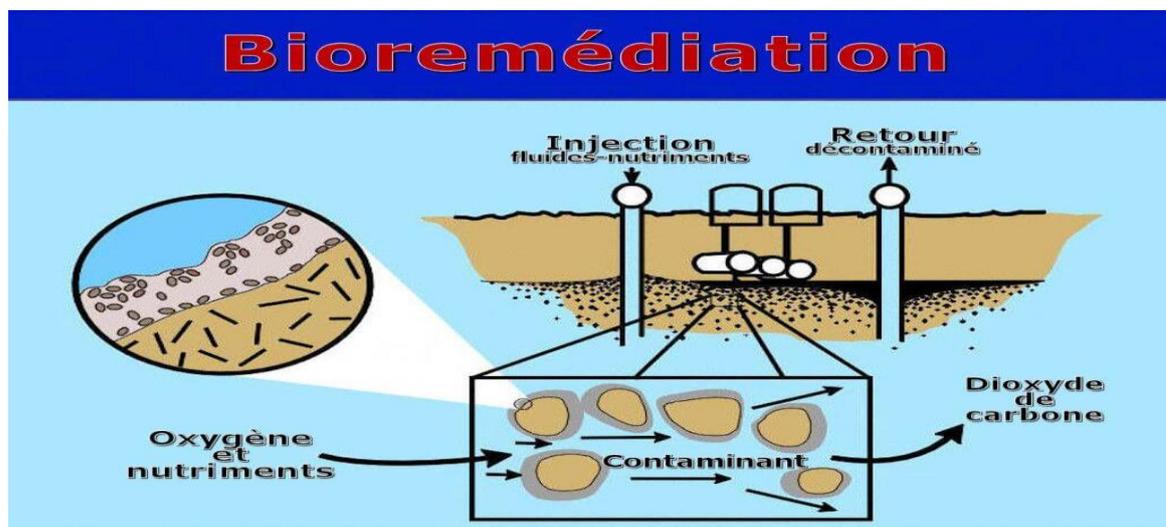


Figure 3.3. Le principe de la bio-remédiation [156]

3.3.3 Les retenues de surface

Les retenues de surface sont une solution temporaire pour traiter les eaux usées de fracturation hydraulique. Ils stockent l'eau douce et le fluide de reflux pour la dilution et la réutilisation. Cependant, le laisser dans un bassin de retenue n'est pas une option de traitement et l'eau ne passera pas les réglementations pour être rejetée dans l'environnement. C'est une solution temporaire au problème des eaux usées, mais elles présentent également d'autres inconvénients. La première est qu'ils occupent beaucoup d'espace sur le site de forage et qu'ils peuvent attirer la faune. De plus, ils peuvent être difficiles à couvrir ou empêcher les animaux de les atteindre, et ils peuvent être relâchés dans l'environnement s'il y a une tempête dans la région ou si le revêtement à l'intérieur de la retenue se brise. Enfin, ils ont le potentiel d'être une source importante de pollution de l'air [33].



Figure 3.4. Exemple d'un bassin qui contient les eaux usées de la fracturation hydraulique [157]

3.3.4 Traitement thermique

Le traitement thermique est un processus utilisé pour récupérer les contaminants organiques volatils et semi-volatils des eaux usées de la fracturation hydraulique. Il peut être utilisé seul ou dans le cadre d'un groupe de méthodes de traitement des eaux usées, telles que l'extraction assistée par la vapeur, le chauffage par résistance électrique et le chauffage par conduction thermique. Toutes ces méthodes sont utilisées pour assainir les contaminants des zones sources [33].

Le processus de prétraitement consiste à mélanger les eaux usées avec des produits chimiques flocculants pour coaguler et flocculer tous les solides. Les solides sont ensuite

éliminés en faisant passer les eaux usées à travers un séparateur à plaques inclinées et acheminées vers un filtre-presse. Le total des solides dissous est ensuite éliminé en pompant le liquide restant dans l'évaporateur Aqua-Pure et stocké dans un réservoir sur site. Aqua-Pure est un système efficace qui traite l'eau produite et l'eau de reflux de la fracturation hydraulique, mais il est toujours moins coûteux pour les entreprises d'éliminer cette eau hors site et d'acheter de l'eau nouvelle pour chaque nouveau travail de fracturation hydraulique. Malgré cela, Aqua-Pure continue de développer sa technologie afin que son système fonctionne plus efficacement et puisse être vendu à moindre coût. La société espère qu'à l'avenir, cela pourrait changer si la fracturation hydraulique commence à menacer la quantité d'eau potable disponible et si des réglementations plus strictes sont imposées à l'industrie [33].

3.3.5 Traitement et réutilisation

Une autre façon de traiter les eaux usées de fracturation hydraulique consiste à recycler l'eau qui revient à la surface. L'eau de fracturation hydraulique peut être réutilisée si elle est traitée, mais le niveau de traitement peut être inférieur au niveau requis par les entreprises qui choisissent d'éliminer leurs eaux usées ou de les rejeter dans l'environnement. En réutilisant l'eau de fracturation hydraulique, la demande en eau potable peut être réduite. Bien que l'eau qui est réutilisée devra éventuellement être traitée et éliminée correctement, la réutilisation de l'eau sur place réduit le besoin immédiat d'un traitement et d'une élimination appropriés [23].

3.3.6 Initiatives des entreprises

Un certain nombre d'entreprises ont développé des technologies uniques pour aider traiter les eaux usées de l'hydro-fracturation. Bon nombre de ces technologies ne sont pas utilisées sur un à grande échelle car ils ne constituent pas une solution économique efficace pour traiter les eaux usées. Cependant, les entreprises continuent d'utiliser et d'améliorer ces systèmes pour les rendre plus efficace. De plus, à mesure que la demande en eau douce potable augmente, ces technologies deviendront plus économiques et donc plus largement utilisées [33].

Halliburton (entreprise parapétrolière devenue une grande multinationale) utilise la technologie CleanWave pour déstabiliser et coaguler les particules microscopiques en suspension dans ses eaux usées. Cela se fait en faisant passer les eaux usées à travers des cellules d'électrocoagulation, en libérant des ions chargés positivement et en produisant des bulles de gaz pour amener le matériau coagulé à la surface. Cela réduit la demande en eau potable fraîche et réduit le coût d'élimination des eaux usées [33].

Le Clarion Altela Environmental Services, est une nouvelle installation de recyclage des eaux usées par hydro fracturation Il a été construit conjointement par ACI Energy et Altela, qui est une société de dessalement de l'eau. L'installation de traitement utilisera la technologie AltelaRain, qui est conçue pour traiter l'eau produite à un niveau de qualité supérieur aux normes nationales et fédérales. L'eau traitée peut ensuite être réutilisée pour

de futurs travaux de fracturation. Les avantages de ce système sont qu'il nécessite peu de capital, a un faible coût d'exploitation, produit une eau de haute qualité et est pratique pour les clients [33].

Siemens Water Technologies construit une installation de traitement des eaux usées à l'aide d'un système de récupération hydraulique. Ce système est conçu pour traiter les eaux de retour de fracturation hydraulique au gaz naturel en utilisant la précipitation continue et la déshydratation des boues. L'usine devait initialement être achevée et mise en ligne d'ici avril 2011, mais n'a pas pu respecter le délai et l'usine n'a pas encore été mise en ligne [33].

3.4 Réduire la pollution atmosphérique

La meilleure stratégie pour réduire la pollution de l'air est de l'éviter en premier lieu. Le contrôle de la pollution peut prendre diverses formes, notamment la mise à jour des équipements, l'amélioration des méthodes d'exploitation, la réduction des déchets grâce à la synergie des sous-produits, l'amélioration des techniques de gestion et l'installation de contrôles des émissions. Contrôles. Plusieurs initiatives gouvernementales ont été mises en place pour aborder les techniques d'évitement, de réduction et d'atténuation pour les opérations d'exploration et de production. Certaines règles sont obligatoires, comme détaillé dans la section Cadre réglementaire, tandis que d'autres sont facultatives [119].

Le programme Natural Gas STAR, une coopération volontaire entre l'APE et l'industrie du gaz naturel fondée en 1995 pour identifier des stratégies rentables pour s'assurer que l'industrie du gaz naturel fait tout ce qui est nécessaire pour réduire les pertes d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre. Les principaux objectifs du programme sont de favoriser le transfert de connaissances tout en réduisant les émissions de CH₄. Le programme fournit des informations sur une variété de stratégies qui non seulement réduisent les émissions de CH₄, mais cherchent également à garder plus de gaz naturel disponible pour les producteurs à vendre [119].

Certaines des technologies les plus efficaces et les plus économiques promues par ce programme comprennent :

- Pour réduire les pertes fugitives de produit, identifiez les équipements pneumatiques à haut saignement (transducteurs, vannes, contrôleurs, etc.) et remplacez-les par des équipements à faible saignement. Les dispositifs pneumatiques traditionnels régulent les opérations en surveillant les changements de pression et en libérant de petites quantités de fluide. Dans le processus, le gaz naturel est utilisé. De nouveaux gadgets qui accomplissent les mêmes opérations tout en émettant beaucoup moins de gaz sont maintenant disponibles [119].
- Utilisation de caméras infrarouges sur le terrain pour localiser visuellement toute fuite fugitive d'hydrocarbures afin qu'elle puisse être corrigée rapidement afin de minimiser les pertes d'énergie possibles. Ces caméras sont ajustées aux longueurs d'onde réfléchies par les gaz d'hydrocarbures, ce qui permet de voir ces gaz

généralement invisibles. Apparaissent vraiment comme de la "fumée" dans la vue de la caméra, aidant les entreprises à découvrir et à corriger rapidement les failles.

- Installation de séparateurs de réservoir flash dans les cas où des déshydrateurs sont nécessaires. Cela peut collecter 90 à 99% du méthane qui serait autrement brûlé ou rejeté dans l'environnement [96] [119].
- Complétions de puits écologiques et performances des reconditionnements. Au lieu de ventiler ou de torcher le gaz, ces opérations de gaz de schiste utilisent souvent des équipements portables pour traiter et envoyer le gaz naturel généré dans des réservoirs ou directement dans le pipeline. Les complétions écologiques récupèrent en moyenne 53 % du gaz naturel qui autrement serait brûlé ou évacué. Ce gaz capté est maintenant conservé et vendu sur le marché [48] [119].

Le partenariat Methane to Markets a été formé en 2004 pour faire progresser la récupération et l'utilisation du méthane comme source d'énergie propre. Il y a 400 membres du programme à travers le monde représentant le secteur pétrolier et gazier. Les résultats collectifs de ces programmes volontaires ont été substantiels, les émissions totales de méthane aux États-Unis en 2005 étant inférieures de plus de 11 % à celles de 1990. L'EPA s'attend à ce que ces émissions continuent de baisser en raison de la participation accrue de l'industrie et de l'engagement des entreprises participantes à identifier et à mettre en œuvre les coûts - technologies et pratiques efficaces [119].

L'utilisation du gaz naturel au lieu du diesel pour alimenter les plates-formes de forage, l'utilisation d'installations de traitement centralisées, la réduction des débits de pompage de glycol sur les unités de déshydratation, l'installation de systèmes de lavage de plongeurs dans les têtes de puits de gaz de schiste et l'optimisation de la taille des compresseurs et des pompes ont été identifiées pour réduire les émissions atmosphériques dans les champs de gaz de schiste. Ces technologies et pratiques peuvent être utilisées pour réduire les émissions atmosphériques dans les gisements de gaz de schiste [119].

3.5 Protection du sol

L'extraction de gaz de schiste peut avoir des effets sur la qualité du sol, tels que la contamination par des produits chimiques, la perte de fertilité et la perturbation physique du sol. Voici quelques mesures qui peuvent aider à protéger le sol contre les effets de l'extraction de gaz de schiste :

- Utilisation de pratiques agricoles durables : Les entreprises peuvent travailler avec les agriculteurs pour mettre en place des pratiques agricoles durables, telles que la rotation des cultures, la gestion des nutriments et la conservation des sols, pour aider à maintenir la fertilité du sol.
- Réduction de l'utilisation des produits chimiques : Les entreprises peuvent minimiser l'utilisation de produits chimiques dans le processus d'extraction de gaz de schiste pour réduire la contamination du sol.

- Récupération et gestion efficace des déchets : Les déchets produits lors de l'extraction de gaz de schiste, tels que les boues de forage, doivent être gérés de manière appropriée pour minimiser les risques de contamination du sol.
- Réhabilitation des sites d'extraction : Les entreprises peuvent mettre en œuvre des programmes de réhabilitation des sites d'extraction pour restaurer les sols affectés par l'extraction de gaz de schiste.
- Surveillance continue de la qualité du sol : Les entreprises peuvent mettre en place des programmes de surveillance de la qualité du sol pour identifier les impacts potentiels de l'extraction de gaz de schiste sur le sol et prendre des mesures pour les atténuer.

Il est important de noter que la meilleure façon de protéger le sol contre les effets de l'extraction de gaz de schiste est de réduire la dépendance aux combustibles fossiles en général et de se tourner vers des sources d'énergie renouvelable. Cependant, en mettant en œuvre ces mesures, il est possible de réduire considérablement l'impact de l'extraction de gaz de schiste sur la qualité du sol [119].

3.6 Préventions contre les séismes résultant de la fracturation hydraulique

Lorsque les humains pompent de grandes quantités de liquide dans le sol, cela peut déclencher des tremblements de terre potentiellement dommageables, selon la géologie sous-jacente. C'est le cas dans certaines régions productrices de pétrole et de gaz, où les eaux usées sont souvent mélangées avec du pétrole et injectées dans le sol pour être éliminées. Ce processus a déclenché plusieurs grands événements sismiques ces dernières années [27].

Aujourd'hui, des chercheurs du MIT (Massachusetts Institute of Technology), en collaboration avec une équipe interdisciplinaire de scientifiques de l'industrie et du milieu universitaire, développent une méthode pour contrer une telle activité sismique d'origine humaine, et la technologie pourrait être utilisée pour générer de l'énergie dans les champs pétrolifères actifs. Les tremblements de terre qui se produisent peuvent être réduits avec succès [27].

Leurs découvertes, publiées aujourd'hui dans *Nature*, pourraient aider à atténuer les tremblements de terre causés par l'industrie pétrolière et gazière. Cela se fait non seulement en injectant des eaux usées dérivées du pétrole, mais aussi par fracturation hydraulique. L'approche de l'équipe pourrait également aider à prévenir les tremblements de terre causés par d'autres activités humaines, telles que la reconstitution des réservoirs et des aquifères et la séquestration du dioxyde de carbone dans les formations géologiques profondes [27].

3.6.1 Injections sûres

Les tremblements de terre naturels et artificiels se produisent le long de failles géologiques ou de fissures entre deux roches de la croûte. Pendant la période de stabilisation, les roches de part et d'autre de la faille sont maintenues en place par la pression exercée par les roches environnantes. Cependant, l'injection soudaine à grande vitesse de grandes

quantités de fluide peut perturber l'équilibre des contraintes du fluide dans la faille. Dans certains cas, cette injection soudaine peut lubrifier des failles, faire glisser des roches et déclencher des tremblements de terre [27].

La cause la plus courante d'une telle injection de liquide est l'élimination des eaux usées liées au pétrole par l'industrie pétrolière et gazière. Les opérateurs sur site prélèvent cette eau à travers des puits d'injection qui pompent en continu l'eau vers le sol à haute pression [27].

Ces dernières années, un problème similaire s'est posé dans le sud de l'Italie, où des puits d'injection sur des champs pétrolifères exploités par Eni (une société italienne d'hydrocarbures) ont déclenché des microséismes dans une zone où de grands tremblements de terre naturels s'étaient déjà produits. L'entreprise, à la recherche de moyens de résoudre le problème [27].

3.6.2 Plan sismique

L'équipe a utilisé des informations détaillées recueillies par les compagnies pétrolières au fil des ans sur le champ de Val d'Agri, une région du sud de l'Italie située dans un bassin tectonique. Les données comprenaient des informations sur les enregistrements sismiques de la région, les structures rocheuses et de failles et les conditions du sous-sol correspondant à différents taux d'injection dans chaque puits [27].

Les chercheurs ont intégré les données dans un modèle de flux sous-surface et géomécanique couplé pour prédire comment les tensions et les souches des structures souterraines évoluent au fur et à mesure que le volume des fluides poreux change. Ils ont relié ce modèle à un modèle de mécanique sismique pour traduire les changements dans le stress souterrain et la pression des fluides en une probabilité de déclencher des tremblements de terre [27].

Lorsqu'ils ont exécuté les modèles en utilisant des données de 1993 à 2016, les prévisions d'activité sismique correspondaient aux enregistrements de tremblements de terre au cours de cette période, validant leur approche. Ils ont ensuite fait avancer les modèles dans le temps, jusqu'en 2025, pour prédire la réponse sismique de la région à trois taux d'injection différents : 2 000, 2 500 et 3 000 mètres cubes par jour. Les simulations ont montré que de grands tremblements de terre pourraient être évités si les opérateurs maintenaient les taux d'injection à 2 000 mètres cubes par jour - un débit comparable à une petite bouche d'incendie publique. Les opérateurs de terrain d'Eni ont mis en œuvre le taux recommandé par l'équipe au puits d'injection d'eau unique du champ pétrolifère sur une période de 30 mois entre janvier 2017 et juin 2019. Pendant cette période, l'équipe n'a observé que quelques minuscules événements sismiques, qui ont coïncidé avec de brèves périodes où les opérateurs ont dépassé le taux d'injection recommandé [27].

Les résultats montrent que les opérateurs peuvent gérer avec succès les tremblements de terre en ajustant le taux d'injection en fonction de la géologie sous-jacente. L'approche de modélisation de l'équipe peut aider à prévenir les tremblements de terre associés à d'autres

processus tels que la construction de réservoirs et la séquestration du carbone, tant qu'il existe des informations détaillées sur le sous-sol de la région [27].

3.7 Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique

Aujourd'hui, la fracturation hydraulique est la méthode la plus utilisée pour exploiter les gisements non conventionnels en raison de son faible coût, mais il existe un certain nombre d'alternatives plus ou moins développées, chacune avec son propre ensemble d'avantages et d'inconvénients. Certains sont anciens et en usage, comme la stimulation au propane qui évolue, d'autres sont en cours d'exploration [84].

3.7.1 La fracturation par des procédés physiques permettant d'éviter l'emploi de quantités importantes de fluides

3.7.1.1 La fracturation par arc électrique

La fracturation par arc électrique consiste à passer d'une sollicitation statique de la roche à une sollicitation dynamique, afin de fragmenter le matériau de manière à créer un réseau très dense - plutôt que très étendu - de fissures. Cette technique a notamment été étudiée au Laboratoire des fluides complexes et leurs réservoirs, de l'Université de Pau et des Pays de l'Adour, dont vos rapporteurs ont auditionné le directeur, M. Gilles Pijaudier-Cabot [84].

Le chargement appliqué à la roche est une onde de pression générée par une décharge électrique entre deux électrodes placées dans le puits de forage, rempli d'eau. La durée d'émission de cette onde est de l'ordre de la centaine de microsecondes. Cette onde est transmise à la roche par le fluide présent dans le puits. Elle crée une microfissuration dont la densité décroît lorsqu'on s'éloigne de ce puits [84].

Cette technologie présente d'indéniables atouts : elle implique l'utilisation d'une quantité réduite d'eau, ne nécessite pas l'ajout d'additifs, et provoque des fissures denses mais peu étendues. Néanmoins, Total, qui a commandé les recherches sur la fracturation par arc électrique et déposé deux brevets à ce sujet en mars 2011, considère que ce n'est pas pour le moment une alternative viable à la fracturation hydraulique, notamment car elle ne permet de stimuler que la proximité immédiate du puits. Cette technique aurait toutefois un intérêt pour d'autres applications [84].

Enfin, cette technique implique la gestion d'installations électriques en surface. D'après le rapport précité de l'ANCRE (Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie), la gestion de la sécurité en surface (fortes tensions électriques avoisinant des gaz inflammables) nécessiterait des dispositions particulières, pour cette technique dont il apparaît en tout état de cause qu'elle ne pourrait aboutir à des résultats opérationnellement utilisables avant une dizaine d'année. Par ailleurs, son bilan énergétique et ses conséquences sur l'environnement restent à étudier [84].

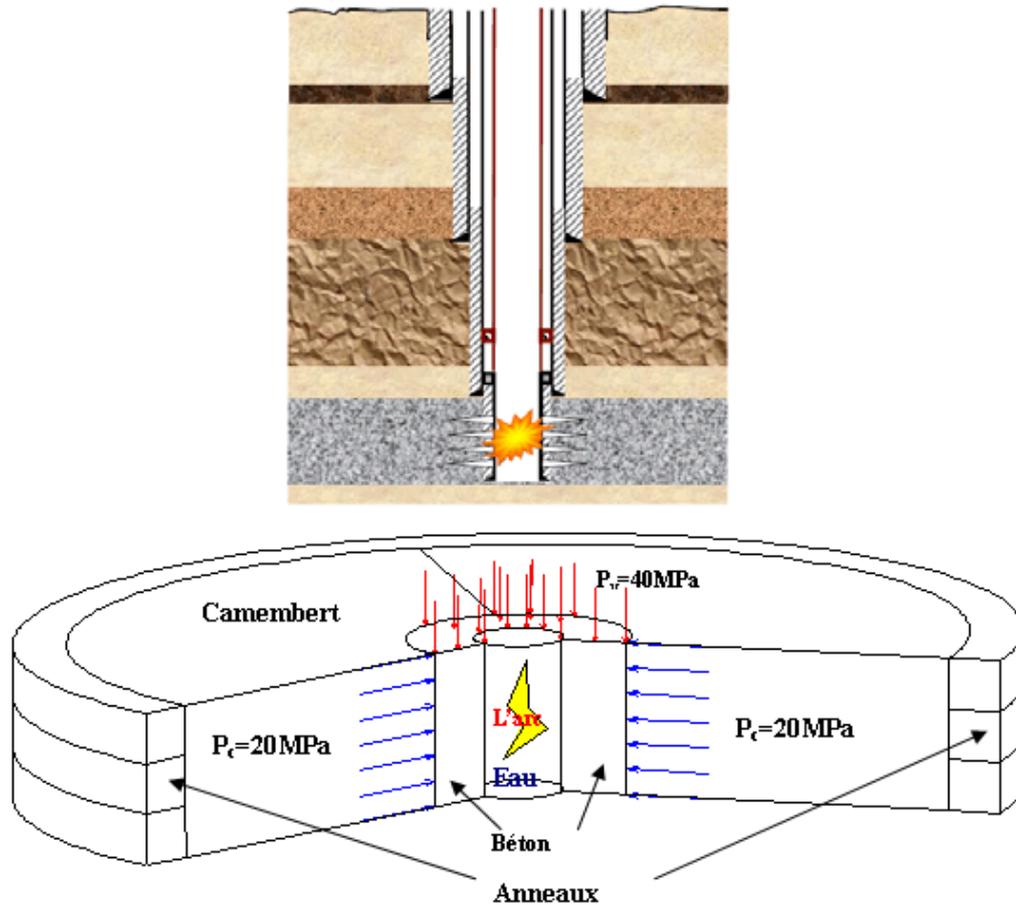


Figure 3.5. Applications des chocs électriques dans un puits de pétrole [158]

3.7.1.2 Fracturation par procédé thermique

Des procédés de chauffage ont déjà été utilisés par l'industrie pétrolière pour améliorer le taux de récupération des huiles ou pour accélérer la maturation de la matière organique, dans le cas des schistes bitumineux par exemple. La fracturation par effet thermique consiste à chauffer la roche à partir soit de vapeur (sans fracturation), soit d'un chauffage de type électrique. D'après le rapport précité de l'ANCRE, ces procédés pourraient être adaptés à l'extraction de gaz non conventionnels [84].

D'une part, ce chauffage permet de déshydrater la roche, ce qui conduit à une rétraction et donc à une fissuration de celle-ci. L'espace libéré par l'eau augmente la porosité et donc la perméabilité de la roche. L'expulsion de l'eau favorise celle des hydrocarbures. D'autre part, le chauffage a pour effet d'augmenter la maturation du kérogène ou de favoriser la transformation d'hydrocarbures lourds en hydrocarbures légers.

Les verrous scientifiques à lever avant d'utiliser à grande échelle cette technologie sont considérables, s'agissant notamment des réponses à apporter aux enjeux environnementaux. Leur développement nécessiterait un effort important de recherche [84].

Par ailleurs, dans le cas de l'utilisation de chauffage électrique, le bilan énergétique de l'opération devrait être analysé. Le rapport de l'ANCRE suggère l'idée d'utiliser les énergies renouvelables ou nucléaire non employées, aux coûts très bas puisque « perdues », permettant ainsi leur valorisation par récupération des gaz non conventionnels et stockage de la chaleur [84].

3.7.1.3 La fracturation pneumatique

La fracturation pneumatique consiste à injecter de l'air comprimé dans le puits pour désintégrer la roche-mère grâce à des ondes de choc. Ces ondes de choc sont générées par des dispositifs tels que des pistolets à air comprimé. Ce type de technologie est développé, par exemple, par la société américaine ARS Technologie [84].

On peut mentionner aussi, au titre de la fracturation pneumatique, une technologie de fracturation faisant usage d'hélium. L'hélium est liquide au moment de son injection, mais la fracturation est provoquée par la forte expansion du gaz lors de son réchauffement dans le sous-sol, raison pour laquelle nous rangeons cette technologie dans la catégorie de la fracturation pneumatique. Elle se rapproche toutefois de la deuxième catégorie de techniques alternatives : celles fondées sur des liquides sous pression autres que l'eau [84].

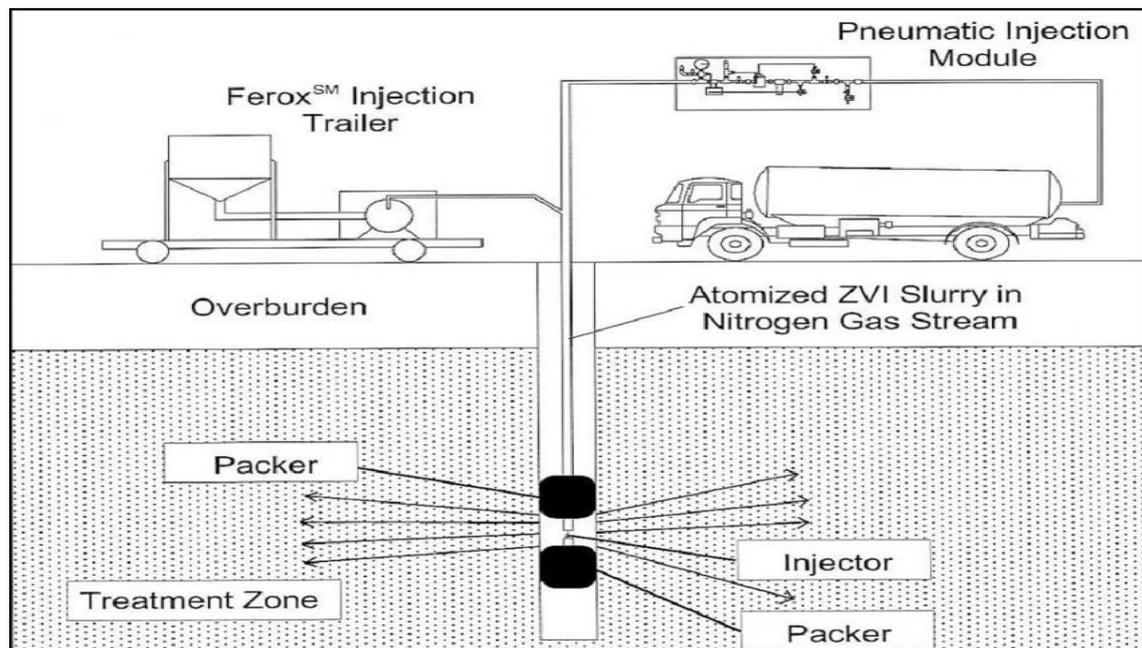


Figure 3.6. Système de la fracturation pneumatique [159]

3.7.2 La fracturation à partir de gaz liquéfiés ou gélifiés

Le liquide de fracturation peut être formé à partir d'autres gaz liquides : l'hélium, le dioxyde de carbone (CO₂) ou l'azote, qui permettent d'élaborer des fluides peu visqueux, potentiellement plus efficaces que l'eau pour extraire les hydrocarbures de leur roche-mère.

Ces gaz liquides peuvent être utilisés seuls ou avec des additifs afin de constituer des mousses. Ces fluides alternatifs ont déjà été utilisés aux États-Unis et continuent à faire l'objet de recherches [84].

Des technologies de fracturation au CO₂ liquide ont déjà été utilisées à de nombreuses reprises aux États-Unis et au Canada. Il s'agit donc d'un procédé connu, bien qu'évolutif. À la fin des années 1990, plus de 1200 opérations de fracturation au CO₂ avaient été réalisées au Canada. Le CO₂ présente, par rapport à l'eau, la propriété d'être adsorbé plus facilement sur les surfaces minérales et de permettre une libération plus facile des hydrocarbures. Il a une viscosité dix fois plus faible que l'eau. À l'état dit supercritique, c'est-à-dire sous certaines conditions de température et de pression, entre gaz et liquide, sa viscosité est encore plus faible. En conséquence, le CO₂ est beaucoup plus apte que l'eau à venir déloger le méthane des pores de la roche, notamment des pores de taille réduite (micro et méso-pores) qui constituent la porosité dite primaire, par opposition aux pores de plus grande taille (macro-pores) qui, avec les fractures naturelles de la roche, constituent la porosité dite secondaire. L'adsorption du CO₂ permet de faire circuler le méthane des pores primaires vers les pores secondaires. Or ces pores primaires contiennent une part majoritaire du gaz piégé dans la roche. Pour obtenir ces résultats, il est important de pouvoir procéder à des simulations numériques à partir de modèles de comportement de la roche [80] [84].

Aux États-Unis (Colorado), Chevron a expérimenté, en partenariat avec le Laboratoire national de Los Alamos, un procédé (couplé avec la fracturation hydraulique) consistant en l'injection de CO₂ supercritique, chauffé, permettant une augmentation de la solubilisation d'hydrocarbures lourds (schistes bitumineux) [84].

L'usage de ce gaz est intéressant car il peut être combiné avec sa séquestration et contribuer, ainsi, à la réduction nécessaire du volume de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Cet usage présente toutefois des difficultés : le CO₂ connaît des phases changeantes qui en compliquent la manipulation et le transport, il est susceptible de réagir avec le milieu (avec l'hydrogène sulfuré H₂S par exemple), à des concentrations élevées, il est toxique pour l'homme. Enfin, l'approvisionnement en CO₂ est complexe et coûteux. Ces techniques alternatives fondées sur des fluides autres que l'eau présentent des perspectives intéressantes [84].

3.7.3 La fracturation au propane

La stimulation au propane est utilisée depuis cinquante ans par l'industrie. Elle a été développée pour des réservoirs conventionnels avant d'être adaptée aux gisements non conventionnels [84].

La société ecorpStim a indiqué utiliser le propane, conjointement avec des sociétés partenaires, depuis 1978 et avoir fait figure de pionnier dans les années 1980, pour l'utilisation de ce gaz liquide dans des opérations de récupération dite assistée du pétrole (enhanced oil recovery), c'est-à-dire des opérations visant à accroître le taux de récupération de la ressource en place. Le propane a notamment été employé pour restimuler des puits de pétrole existants et sous-pressurisés [84].

La stimulation de la roche-mère au propane gélifié est une technique déjà utilisée à l'échelle industrielle. Elle a été développée par la société canadienne GasFrac. Entre 2008 et 2013, près de 1 900 opérations de stimulation ont ainsi été réalisées par cette entreprise en Amérique du nord, principalement au Canada (Alberta, Colombie-Britannique, Nouveau-Brunswick) et, depuis 2010, au Texas [84].

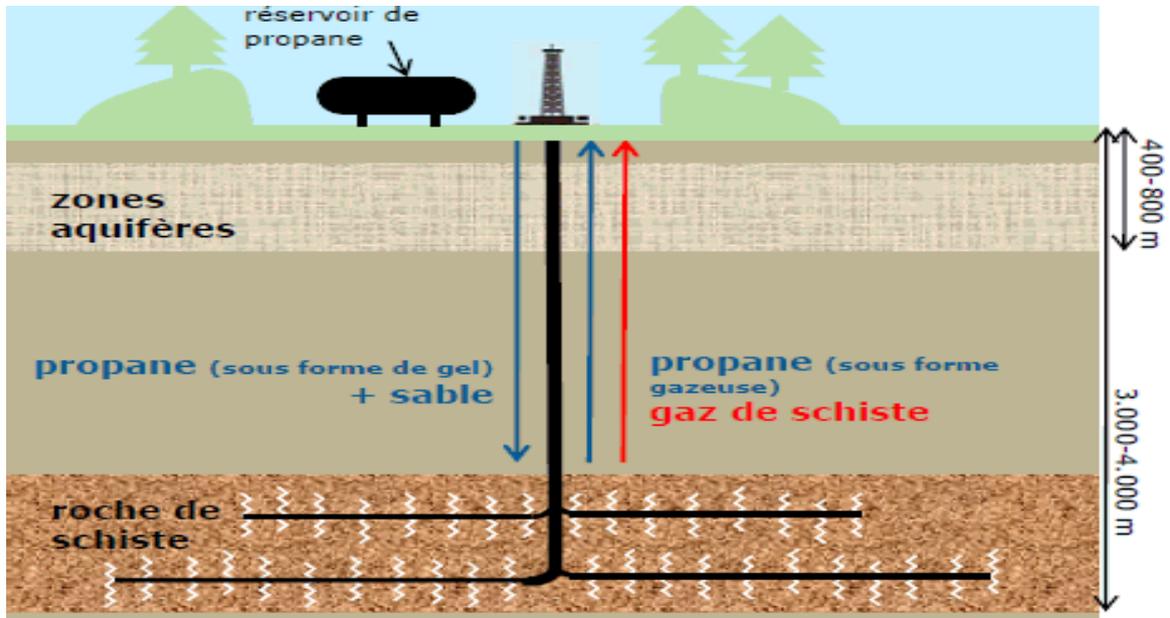


Figure 3.7. Schéma de la procédure de fracturation au propane [134]

Par ailleurs, depuis 2012, ecorpStim a développé une technologie de stimulation au propane pur, sans additifs. En décembre 2012, une expérimentation jugée fructueuse de cette technologie a été réalisée, à environ 1 800 mètres de profondeur dans le bassin d'Eagle Ford (Texas). Le seul et unique fluide utilisé pour réaliser la stimulation était du propane pur liquide, sans aucun produit ajouté [84].

3.7.3.1 L'avantage de la fracturation au propane

Le principal avantage de la stimulation au propane est évidemment de ne pas faire usage d'eau. Ce non recours à l'eau permet d'éviter les conflits d'usage et les questions relatives au retraitement de grandes quantités d'eau polluée. Elle peut dans certains types de réservoirs, être plus productive que la stimulation à l'eau. En effet, le propane est un hydrocarbure naturellement présent dans la roche. Sa présence n'endommage pas la formation géologique, contrairement à la présence d'eau, qui peut entraîner un gonflement des argiles. Il forme un fluide peu visqueux, peu dense, présentant une faible tension de surface. Il permet une meilleure distribution du propane. S'agissant des huiles, le propane est miscible dans celles-ci et les fluidifie pour une meilleure récupération [84].

Le fluide de fracturation au propane est réutilisable jusqu'à 95 %, tant dans la technologie développée par Gasfrac que dans celle d'ecorpStim, tandis que seulement 30 %

à 80 % de l'eau injectée dans une opération de fracturation hydraulique est récupérée. L'évacuation du propane est facilitée par son passage en phase gazeuse. Ce taux de récupération dépend toutefois des propriétés du réservoir considéré [84].

Enfin, la stimulation au propane nécessite moins d'équipements en raison d'une part, d'une densité moindre du propane par rapport à l'eau (permettant l'utilisation de volumes moindres) et, d'autre part, de possibilités accrues de recyclage, réduisant les besoins en transport. D'après Gasfrac, le trafic de camions autour de l'exploitation peut être réduit de 90 % grâce à l'emploi d'une technologie à base de propane [84].

3.7.3.2 L'inconvénient de la fracturation au propane

Le principal inconvénient de cette technologie est qu'elle implique la manipulation de quantités importantes (plusieurs centaines de tonnes) de propane inflammable en surface. C'est donc une solution a priori plus adaptée dans les environnements à faible densité de population que dans des contextes très peuplés. C'est, dans tous les cas, une technique à encadrer très strictement pour la sécurité des travailleurs et de la population. Sur 1 900 opérations réalisées, Gasfrac a rencontré un incident qui a fait plusieurs blessés en janvier 2011, causé par une fuite de propane [84].

Afin de prévenir les risques industriels, les compagnies utilisatrices de propane mettent en place des procédures de sauvegarde automatiques ainsi qu'un contrôle à distance des opérations, isolées par de multiples couches de protection (valves de sécurité, talus, périmètre autour de la zone d'opération). Les équipements les plus récents utilisés par ecorpStim permettent de ne stocker que de faibles volumes de propane sur le site [84].

Pour traiter cette question de l'inflammabilité du propane, ecorpStim développe actuellement une technologie utilisant un fluide à base de propane mais non inflammable, c'est une forme fluorée de propane, l'heptafluoropropane, dans lequel 7 atomes d'hydrogène (H) sont remplacés par du fluor (F) [84].

Comme le propane, l'heptafluoropropane est onéreux. Pour que l'exploitation soit économiquement rentable, il faudrait que ce coût soit compensé par les gains de productivité réalisés, et par les économies faites sur les additifs chimiques ou le transport. Le caractère récupérable du gaz injecté est un facteur très important d'économie. Par rapport au propane, l'heptafluoropropane permet par ailleurs de se passer d'équipements de sécurité coûteux [84].

3.7.4 Avantages et inconvénients des autres techniques alternatives à la fracturation hydraulique

Techniques	Avantages	Inconvénients
Multi-drain : forer une multitude de petits drains latéraux à partir d'un puits pour augmenter la surface de contact	<ul style="list-style-type: none"> – Faible usage d'eau. – Absence d'additifs 	Le nombre de drains à forer serait trop élevé dans le cas des HNC (hydrocarbures non conventionnels).
Flambage : enlever un volume de roche pour créer par effondrement limité en profondeur des fractures.	<ul style="list-style-type: none"> – faible usage d'eau. – absence d'additifs. 	Pas de retour d'expérience.
Découpe : créer mécaniquement des fissures dans la roche	<ul style="list-style-type: none"> – Faible usage d'eau. – Absence d'additifs. 	Au stade de recherche et développement.
Explosifs conventionnels : mise à feu d'un ergol qui libère du gaz à haute pression, ce qui permet la fracturation de la roche	<ul style="list-style-type: none"> – Faible usage d'eau. – Absence d'additifs. – Méthode commercialisée (groupe Expro) 	<ul style="list-style-type: none"> – Difficulté de stimuler un large volume de réservoir. – Risques d'explosion en surface. – Toxicité des résidus.
Fracturation au méthanol ou au diesel	<ul style="list-style-type: none"> – Faible usage d'eau. – Absence d'additifs – Technique opérationnelle 	<ul style="list-style-type: none"> – Risque en surface (déversement, explosion) – Risque de contamination en cas de perte d'étanchéité du puits.
Usage d'hélium cryogénisé : comme fluide de base : forte expansion du gaz lors de son réchauffement dans le sous-sol	<ul style="list-style-type: none"> – Pas d'usage d'eau. 	<ul style="list-style-type: none"> – au stade de recherche et développement. – Cout. – Approvisionnement. – Ne permet pas l'emploi de proppant.
Usage d'azote : comme fluide de base	<ul style="list-style-type: none"> – Pas d'usage d'eau – Faible nombre d'additifs – Déjà appliqué 	<ul style="list-style-type: none"> – Restriction de profondeur. – Faible volume de réservoir stimulé.

		<ul style="list-style-type: none"> – Ne permet pas l’emploi de proppant. – Besoin de forte capacité de compression.
<p>usage de mousse : émulsion stable entre eau et un gaz : co2 ou azote</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Réduire la quantité d’eau. – Améliorer le transport du proppant. – Meilleure pénétration dans la formation. 	<ul style="list-style-type: none"> – Besoin d’additifs (surfactants...). – Besoin en transports plus importants. – Infrastructures plus importantes. – Nécessite l’usage de CO2 (émissions). – Coût du CO2. – Risque de réaction du CO2 avec le substrat (H2S par exemple). – Besoin de fortes capacités de compression (azote). – Risques associés à un stockage de gaz en surface

Tableau 3.1. Avantages et inconvénients des principales techniques alternatives à la fracturation hydraulique

3.8 Le danger de la domination de gaz de schiste comme énergie alternative au pétrole et les risques économique

La domination du gaz de schiste comme source d'énergie alternative au pétrole présente à la fois des avantages potentiels et des risques économiques. Voici quelques dangers associés à cette domination :

3.8.1 Volatilité des prix

En raison de la nature réactive de la production de gaz de schiste face aux conditions du marché, les économies dépendantes de cette ressource peuvent être confrontées à des fluctuations soudaines des prix et à des revenus imprévisibles. Cette volatilité peut entraîner une instabilité économique et compromettre la planification à long terme [129].

3.8.2 Concurrence avec les énergies renouvelables

Le passage à des sources d'énergie plus propres et plus durables pourrait être retardé si l'accent est mis principalement sur le développement du gaz de schiste. Les tentatives à long terme de réduction des émissions de gaz à effet de serre peuvent être étouffées par des investissements et des ressources qui sont dirigés vers les combustibles fossiles. Cela pourrait se faire en limitant les incitations à investir dans les sources d'énergie renouvelables [129].

3.8.3 Externalités environnementales et sociales

Les risques économiques sont représentés par les conséquences environnementales et sociales de la production de gaz de schiste. Il peut y avoir des coûts supplémentaires pour la société en raison de problèmes tels que la pollution de l'eau, l'érosion des sols et les effets sur la santé humaine. Les coûts associés au traitement de l'eau contaminée ou aux problèmes de santé sociétaux doivent être pris en compte lors de l'évaluation des avantages économiques du gaz de schiste [129].

3.8.4 Dépendance continue aux combustibles fossiles

La dépendance continue aux combustibles fossiles doit être considérée comme un facteur important. Si le gaz naturel liquéfié (GNL) domine le marché de l'énergie, cela pourrait entraîner une dépendance continue aux combustibles fossiles, retarder l'objectif de décarbonisation et saper les tentatives de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cette dépendance continue expose les économies à des risques géopolitiques et à une sensibilité à long terme aux variations des prix du pétrole brut [129].

3.8.5 Risques liés à l'investissement

Il est crucial de reconnaître les risques associés à l'investissement dans l'industrie du gaz de schiste. Des investissements massifs sont nécessaires pour les projets d'extraction, qui comportent également des risques techniques et financiers considérables. Ces projets peuvent être économiquement incertains et risqués pour les investisseurs en raison de l'évolution des prix du gaz, des coûts d'exploration et de production élevés et des contraintes réglementaires [129].

3.9 Conclusion

La fracturation hydraulique continue d'être la technique de choix pour les entreprises en raison de son faible coût et de sa facilité par rapport aux autres technologies, c'est pourquoi elles se lancent dans le développement de moyens pour réduire ces impacts sur l'environnement.

Conclusion générale

Ce mémoire avait pour ambition d'étudier les effets environnementaux du gaz de schiste comme énergie alternative dans le monde. Revenant au problème décrit dans l'introduction, il est clair que l'exploitation du gaz de schiste a des impacts environnementaux importants qui nécessitent une évaluation approfondie.

L'analyse des résultats présentés dans le développement met en évidence plusieurs problèmes environnementaux majeurs associés au gaz de schiste. Premièrement, la fracturation hydraulique, la principale technique d'extraction utilisée, est liée à la contamination de l'eau. Les produits chimiques utilisés dans le processus de fracturation peuvent s'infiltrer dans les sources d'eau souterraines, ce qui présente un risque pour la santé humaine et la biodiversité. De plus, les fuites de méthane, un gaz à effet de serre potentiellement plus puissant que le dioxyde de carbone, peuvent se produire tout au long du processus d'extraction et de transport du gaz de schiste, contribuant ainsi au réchauffement climatique.

Deuxièmement, l'exploitation du gaz de schiste entraîne une dégradation des terres et des habitats naturels. Les sites d'extraction nécessitent une empreinte spatiale importante, ce qui entraîne la fragmentation des écosystèmes et la perte de biodiversité. De plus, les activités associées à l'extraction, comme la construction d'infrastructures et la circulation de véhicules lourds, peuvent entraîner une érosion des sols, une dégradation de la qualité des sols et une perturbation des écosystèmes locaux.

Troisièmement, l'utilisation du gaz de schiste comme source d'énergie alternative ne permet pas de répondre pleinement aux objectifs de durabilité environnementale. Bien qu'il puisse offrir une alternative aux combustibles fossiles plus polluants, il ne s'agit pas d'une solution à long terme pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Pour atteindre les objectifs de lutte contre le changement climatique, il est essentiel de se tourner vers des sources d'énergie véritablement renouvelables, telles que l'énergie solaire, éolienne, hydroélectrique et géothermique.

En réponse à la problématique initiale, il est clair que l'exploitation du gaz de schiste a des conséquences environnementales négatives importantes. Cependant, il est essentiel de reconnaître que cette évaluation doit être nuancée en tenant compte des besoins énergétiques actuels et de la transition énergétique nécessaire. Il est donc crucial d'adopter une approche équilibrée, en mettant en place des réglementations strictes pour minimiser les impacts négatifs tout en encourageant le développement de sources d'énergie plus durables.

En conclusion, la question des effets environnementaux du gaz de schiste en tant qu'énergie alternative est complexe et nécessite une approche équilibrée. Il est impératif de tenir compte des impacts négatifs tout en promouvant activement des alternatives énergétiques plus durables. En prenant des décisions éclairées et en investissant dans des solutions énergétiques innovantes, nous pouvons construire un avenir plus respectueux de l'environnement pour les générations futures.

Références

- [1] ADAMS.M.B, Land application of hydrofracturing fluids damage a deciduous forest stand in West Virginia. *Journal of Environmental Quality*
- [2] ALBERTA ENERGY REGULATOR, Directive 055 — Addendum: Interim Requirements for Aboveground Synthetically-Lined Wall Storage Systems,
- [3] African Development Bank. "Algeria: Oil and Gas Sector." 2019, <https://www.afdb.org/en/countries/north-africa/algeria/algeria-oil-and-gas-sector>
- [4] Agence internationale de l'énergie, calculs SDES, d'après les données de l'AIE
- [5] ALVAREZ.R.A, Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 109(17), 6435-6440, 2012
- [6] AFP GAZ DE SCHISTE : LA CHINE VEUT, 2018 https://www.bfmtv.com/economie/international/gaz-de-schiste-la-chine-veut-accelerer_AN-201812270142.html
- [7] Agence internationale de l'énergie, BP Statistical Energy Review, Donnée à fin 2011, Rapport « Golden rules for a golden age of gas », 2012
- [8] ANDERSSON-HUDSON.J, Exploring support for shale gas extraction in the United Kingdom, *Energy Policy*, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.09.042>
- [9] Argonne National Laboratory, "Fact Sheet- Bioremediation." *Drilling Waste Management Information System*, 2012
- [10] AQLPA, Gaz et pétrole de schiste, l'association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique, <https://www.aqlpa.com/enjeux-et-reflexions/gaz-et-petrole-de-schiste/page/0/3>
- [11] ATKINSON.G, Hydraulic Fracturing and Seismicity in the Western Canada Sedimentary Basin, *seismological research letters*, 2016, <https://doi.org/10.1785/0220150263>
- [12] ATKINSON.G, A seismological overview of the induced earthquakes in the Duvernay play near Fox Creek, Alberta. *Journal of Geophysical Research. Solid Earth*, 122, 492–505, 2017, <https://doi.org/10.1002/2016JB013570>

Références

- [13] Attwood, J. "Shale Veteran Takes On Argentina's \$6 Billion Shortfall". Bloomber, 16-12-2014
- [14] Aurélie Hubert QU'EST-CE QUE LE GAZ DE SCHISTE, 2021
,<https://www.choisir.com/energie/articles/125893/quest-ce-que-le-gaz-de-schiste>
- [15] BAISCH.S, Étude géomécanique de la sismicité des schistes de Bowland (rapport de synthèse, 2 novembre), Cuadrilla Resources, Staffordshire, Royaume-Uni, 2011
- [16] BAMBERGER.M, Impacts of gas drilling on human and animal health. New Solutions, 22(1), 51-77, 2012
- [17] Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec. Rapport 273. Québec (QC): BAPE, 2011
- [18] BJ.BAPTIE, Fracturation du gaz de schiste de Preese Hall : examen et recommandations pour l'atténuation sismique induite, Londres, Angleterre : Department of Energy and Climate Change, 2012
- [19] BP Statistical Review, Production mondiale de gaz naturel, 2022
- [20] BRADBURY.J, Clearing the Air: Reducing Upstream Greenhouse Gas Emissions from U.S. Natural Gas Systems. Working Paper. Washington (DC): World Resources Institute, 2013
- [21] Canadian Energy Pipeline Association. "The Value of Canada's Pipeline Infrastructure."2021
- [22] Carnegie Endowment for International Peace. "The Future of Algeria's Energy Sector. 2020. " <https://carnegieendowment.org/2020/06/22/future-of-algeria-s-energy-sector-pub-82116>
- [23] CBC News. "Shale Gas in Canada: What You Need to Know."2021
- [24] CCA, The Council of Canadian Academies, Environmental Impacts of Shale Gas Extraction in Canada, May 2014, <https://cca-reports.ca/reports/environmental-impacts-of-shale-gas-extraction-in-canada/>
- [25] CONNAISSANCE DES ENERGIES, fracturation hydraulique, 2017, <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/fracturation-hydraulique>

- [26] Colorado Department of Public Health and Environment, Public Health Implications of Ambient Air Exposures as Measured in Rural and Urban Oil & Gas Development Areas – An Analysis of 2008 Air Sampling Data. Denver (CO), 2010
- [27] CHU.J, A new approach to preventing human-induced earthquakes, MIT News Office, Juillet 2021, <https://news.mit.edu/2021/preventing-fracking-earthquakes-0728>
- [28] CLARKE.H, Felt seismicity associated with shale gas hydraulic fracturing: The first documented example in Europe, *seismological research letters*, 2014, <https://doi.org/10.1002/2014GL062047>
- [29] COLBORN.T, Natural gas operations from a public health perspective. *Human and Ecological Risk Assessment*, 17, 1039-1056, 2011
- [30] connaissance des énergies Rapport d'information parlementaire par la mission d'information sur les gaz et huile de schiste. Rapport OPECST, Sénat
- [31] Conseil des académies canadiennes, La production d'énergie à partir des hydrates de gaz-potentiels et défis pour le Canada, le comité d'experts sur des hydrates de gaz, 2008
- [32] COTTLE.M, Process chemical in the oil and gas industry: Potential occupational hazards, toxicology, and industrial health. *Toxicology and Industrial Health*, 6, 41-56, 1990
- [33] CUMMINS.C, Hydraulic Fracturing Wastewater: Treatment Methods for Flowback and Produced and Water, Union College, juin 2013, <https://digitalworks.union.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1681&context=theses>
- [34] DAVEY.E, Written Ministerial Statement by Edward Davey: Exploration for shale gas, 2012, <https://www.gov.uk/government/speeches/written-ministerial-statement-by-edward-davey-exploration-for-shale-gas>
- [35] Dessus.B, Global Chance, Les gaz de schiste : enjeux et questions pour le développement 2014
- [36] Diego.di.R, "Vaca Muerta Mega project, fracking carbon bomb in Patagonia" (PDF). Argentina: Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (. p. 20), December 2017

- [37] DUSSEAULT.M, Why Oilwells Leak: Cement Behavior and Long-Term Consequences. Paper presented at Society of Petroleum Engineers International Oil and Gas Conference and Exhibition, Beijing, China, 2000
- [38] EDWARDS.B, Magnitude scaling of induced earthquakes, 2014, <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2013.09.012>
- [39] Energy Information Administration, Natural Gas Issues and Trends. Washington (DC), 1998
- [40] Energy Information Administration, Évolution de la production américaine de gaz de houille de 2006 à 2011
- [41] Energy Information Administration. "US Field Production of Crude Oil." https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbb1_a.htm
- [42] Energy Information Administration. "US Natural Gas Gross Withdrawals and Production." https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dcu_SMA_a.htm
- [43] Energy Information Administration (EIA)"Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States" (PDF).. June 2013.
- [44] Energy Information Administration. Argentina. Retrieved from https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/Argentina/argentina.pdf.2020
- [45] Energy Information Administration"China - Analysis and Forecasts to 2025", 2021
- [46] Energy Information Administration. China. Retrieved from <https://www.eia.gov/international/analysis/country/CHN>.19-01-2022
- [47] Energy Information Administration, World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, 2013, http://www.advres.com/pdf/A_EIA_ARI_2013
- [48] Environmental Protection Agency,Reduced Emission Completions (Green Completions), 2005, www.epa.gov/gasstar/workshops/houstonoct26/green_c.pdf
- [49] Environmental Protection Agency, Greenhouse Gas Emissions Reporting From the Petroleum and Natural Gas Industry, 2009

Références

- [50] Environmental Protection Agency, methane to markets, 2010, https://www.epa.gov/sites/default/files/201601/documents/usg_2010_accomplishments.pdf
- [51] Environmental Protection Agency, Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. Washington (DC): EPA, 2011
- [52] Environmental Protection Agency, Natural Gas Extraction- Hydraulic Fracturing, 2012, <https://www.epa.gov/uog#wwrecycling>
- [53] Environmental Protection Agency, National greenhouse gas emissions data, 2013, <http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/usinventoryreport.html>
- [54] E.J.ESSWEIN, NIOSH Field Effort to Assess Chemical Exposures in Oil and Gas Workers: Health Hazards in Hydraulic Fracturing. Denver (CO): NIOSH, 2012
- [55] ETHRIDGE.S, Interoffice Memorandum: Health Effects Reviews of Barnett Shale Formation Area Monitoring Projects. Austin (TX): Texas Commission on Environmental Quality, 2010
- [56] Energy-Water Nexus, Information on the quantity, quality, and management of water produced during oil and gas production, United States. House of Representatives. Washington: GAO, 2012
- [57] Forage horizontal dirigé le tour de la technique, ne creuser pas plus loin <https://www.fstt.org/forage-horizontal-dirige>
- [58] FOLKS.D.J, Control of contaminant migration by the use of liners. Canadian Geotechnical Journal 19(3), 320-344, 1982
- [59] French.news.cn Chine : le principal champ de gaz de schiste voit sa production cumulée dépasser 53 milliards de mètres cubes | 2022
- [60] Gaz de schiste: quels avantages Quels risques mars 2013, <https://pages.rts.ch/emissions/geopolitis/4655892-gaz-de-schiste-quels-avantagesquelsrisques>.
- [61] GENERAL ELECTRIC, Flex Efficiency* 50 Combined Cycle Power Plant. Retrieved, January 2014
- [62] GOFFE.B, Gaz de schiste : les impacts environnementaux, Association Française pour l'Information Scientifique, juillet 2012, <https://www.afis.org/Gaz-de-schiste-les-impacts-environnementaux>

Références

- [63] GOLD.R, The Boom: How Fracking Ignited the American Energy Revolution and Changed the World, 2014
- [64] GOLDSTEIN.B.D, missing from the table: Role of the environmental public health community in governmental advisory commissions related to Marcellus Shale drilling. *Environmental Health Perspectives*, 120(4), 483-486, 2012
- [65] GUERRA, Oil and Gas Produced Water Management and Beneficial Use in the Western United States. U.S. Department of the Interior, Sep. 2011
- [66] HAMLAT.M.S, Hazard Alert. Worker Exposure to Silica During Hydraulic Fracturing, 2001
- [67] HALLIBURTON, CleanWaveFracFlowback and Produced Water Treatment Halliburton, 2012 ,
<http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=2427&pageid=4975>
- [68] HAYHOE.K, Substitution of natural gas for coal: Climatic effects of utility sector emissions. *Climate Change*, 54, 107-139, 2013.
- [69] Helaoua Y .L’exploitation du gaz de schiste dévaste les États-Unis 2019
- [70] HONEYCUTT.M, Air Quality Impacts of Natural Gas Operations in Texas. Austin (TX): Texas Commission on Environmental Quality, 2012
- [71] HOUSE.C, The State of the Gas Debate: Unconventional Gas and European Energy Policy, 2012, <https://www.chathamhouse.org/2012/01/state-gas-debate-unconventional-gas-and-european-energy-policy>
- [72] HOWELL.BF.JR, Sur la saturation de la magnitude du tremblement de terre, *Bulletin de la Société sismologique d'Amérique*, 1981,
<https://doi.org/10.1785/BSSA0710051401>
- [73] International Energy Agency, BP Statistical Review of World Energy, juin 2017.
- [74] IFP Energies nouvelles Formation du pétrole BP Statistical Review of World Energy, juin 2014
- [75] International Energy Agency (IEA). (2019). "China Energy Outlook 2019."
- [76] International Energy Agency. China 2019. Retrieved from <https://www.iea.org/countries/china>

- [77] J Barrault, J Bousquet, J Kervennal, B Neff, B Sillion et C Travers, Exploitation et utilisation des huiles et gaz de schiste, l'actualité chimique - - n° 397-398 juin-juillet 2015
- [78] J.-L. Fellous, C. Gauthier. Les gaz de schiste. Nouvel eldorado ou impasse ?, Odile Jacob Éd., 256 p, 2013
- [79] Jessica A, Mar 6, 2023---<https://www.statista.com/statistics/509416/shale-gas-production-in-the-united-states-by-major-state>
- [80] KALANTARI-DAHAGHI.A, Numerical simulation and modeling of enhanced gas recovery and CO2 sequestration in shale gas reservoirs, a feasibility study, Université West Virginia, November 2010
- [81] KORFMACHER.K.S, Public health and high volume hydraulic fracturing. New Solutions, 23(1), 13-31, 2013
- [82] Krauss, C "Argentina Hopes for a Big Payoff in Its Shale Oil Field Discovery". The New York Times. 04/07/2011
- [83] LEI.X, Fault reactivation and earthquakes with magnitudes of up to Mw4.7 induced by shale-gas hydraulic fracturing in Sichuan Basin, China, scientific reports, 2017, <https://doi.org/10.1038/s41598-017-08557-y>
- [84] LENOIR.J.C, Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, SENAT, Novembre2013, https://www.senat.fr/rap/r13-174/r13-174_mono.html
- [85] LEVASSEUR.J, Les impacts des gaz de schiste sur la santé, l'action nationale, 2010, <https://www.action-nationale.qc.ca/>
- [86] Marine L, Charbon végétal, l'avis d'une naturopathe, septembre 2022 <https://www.la-vie-naturelle.com/blog/post/charbon-vegetal-avis>
- [87] MAXWELL.SC, Sismicité involontaire induite par la fracturation hydraulique. Enregistreur GSEG, octobre 40–49, 2013
- [88] MCGARR.A, Séismes de magnitude maximale induits par injection de fluide, Journal de recherche géophysique. Terre solide, 119 , 1008 – 1019, 2014
- [89] MCKENZIE.L.M, Human health risk assessment of air emissions from development of unconventional natural gas resources, Science of the Total Environment, 424(1), 79-87, 2012

Références

- [90] MERTZ.E, ressent des tremblements de terre près de Fox Creek. Global News, 12 janvier 2016, <https://globalnews.ca/news/2449048/earthquake-reported-in-northern-alberta-town/>
- [91] MICHIE.T.W, Oil and Gas Water Injection Well Corrosion, Prepared for the American Petroleum. Institute, 1988.
- [92] MICHIE.T.W, Evaluation Of Injection-Well Risk Management In The Williston Basin, 1991
- [93] Ministry of Energy and Mines. "Algeria's Shale Gas Potential: Presentation of the Five-Year Plan." 2014. <https://www.energyandmines.com/download/presentation-algerias-shale-gas-potential>
- [94] MUEHLENBACHS.K, Identifying the Sources of Fugitive Methane Associated with Shale Gas Development, paper presented at Resource, 2012
- [95] MULLER.N.Z, Environmental and Health Impacts of Shale Gas Extraction: A Comprehensive Review, Environmental Science & Technology, 2013
- [96] NATURALGAZ, Processing Natural Gas, 2008, www.naturalgas.org/naturalgas/processing_ng.asp
- [97] National Energy Technology Laboratory, Improving Thermal Efficiency of Power Plants. Technical Workshop Report. Baltimore (MD): U.S. Department of Energy, 2010
- [98] National Institute for Occupational Safety and Health, Health Effects of Occupational Exposure to Respirable Crystalline Silica, 2002
- [99] NORTHRUP.J.M, characterizing the impacts of emerging energy development on wildlife, with an eye towards mitigation. Ecology, National Library of Medicine, 2013, <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/23013218/>
- [100] NATIONAL RESEARCH COUNCIL, The Hidden Costs of Energy: Unpriced Consequences of Energy Production and Use, 2010, <https://www.nap.edu/read/>
- [101] Office of the Chief Medical Officer of Health, 2012, http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/117839/Oil_Companies_Drawn_To_Frac_Sand
- [102] OPEC. "Algeria. (2021). https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/170.htm

- [103] Occupational Safety and Health Administration, Hazard Alert. Worker Exposure to Silica During Hydraulic Fracturing, 2012
- [104] Office national de l'énergie, Les sables bitumineux du Canada, Perspectives et défis jusqu'en 2015 : Mise à jour, Office national de l'énergie, Calgary. (2006)
- [105] O'SSULLIVAN.F, Shale gas production: Potential versus actual greenhouse gas emissions, Environmental Research Letters, December 2012, <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/7/4/044030/pdf>
- [106] PERRY.S.L, using ethnography to monitor the community health implications of onshore unconventional oil and gas developments, Journal of Environmental and Occupational Health Policy, 23(1), 33-53, 2013
- [107] ALGERIE ECO, 25 mai 2018, <https://www.algerie-eco.com/2018/05/25/algerie-detient-les-3emes-reserves-mondiales-de-gaz-de-schiste/>
- [108] Régie de l'énergie du Canada ARCHIVÉ – L'ABC du gaz de schistes au Canada – Note d'information sur l'énergie
- [109] Reuters. "Algeria Delays Shale Gas Plans Due to Low Oil Prices." 2015, <https://www.reuters.com/article/us-algeria-shale/algeria-delays-shale-gas-plans-due-to-low-oil-prices>
- [110] Algeria's SONATRACH Signs Deal with Exxon Mobil to Develop Shale Gas. 2018, <https://www.reuters.com/article/us-exxon-mobil-algeria/algerias-sonatrach-signs-deal-with-exxon-mobil-to-develop-shale-gas-idUSKCN1MY0XZ>
- [111] ROBINSON.L, Évaluation de l'impact sur la santé de l'extraction du gaz de schiste, National Library of Medicine, <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/>
- [112] ROGALA.A, Non-aqueous fracturing technologies for shale gas recovery, Department of Chemical Technology, Chemical Faculty, Gdansk University of Technology, 2012
- [113] SAS, "New Frac Water Recycling Plant to Significantly Reduce Truck Miles on Pennsylvania Roads." Altela: Treating Water Naturally, 13 Jun 2012, <https://www.altelainc.com/applications/detail/press-releases/>
- [114] SEIMENS, Siemens to Build a Turnkey Combined Cycle Power Plant in the Philippines, 2013

- [115] SHIPLEY.A, Combined Heat and Power. Oak Ridge (TN): Oak Ridge National Laboratory, 2008
- [116] STEINZOR.N, Investigating links between shale gas development and health impacts through a community survey project in Pennsylvania. *New Solutions*, 23(1), 55-83. doi: doi: 10.2190/NS.23.1.e, 2013
- [117] SUBRA.W, Results of Health Survey of Current and Former DISH/Clark, Texas Residents. New Iberia (LA):Earthworks, 2009
- [118] SUCKALE.J, Modèle probabiliste d'aléa sismique pour Vanuatu, *Bulletin de la Société sismologique d'Amérique*, 2009, <https://doi.org/10.1785/0120080188>
- [119] U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer, 2009, https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/03/f0/ShaleGasPrimer_Online_2009.pdf
- [120] United States Geological Survey, Methane in West Virginia Ground Water. USGS, 2006
- [121] Thomas P, Le gaz de schiste : géologie, exploitation, avantages et inconvénients, Laboratoire de Géologie de Lyon / ENS de Lyon , 06/04/2011
- [122] TURNER.N.J, from invisibility to transparency: Identifying the implications. *Ecology and Society*, 13(2), 7, 2008
- [123] U.S. Department of State. (2019). "Algeria." <https://www.state.gov/reports/2019-investment-climate-statements/algeria>
- [124] WATSON.T.L, Evaluation of the potential for gas and CO2 leakage along wellbores. *SPE Drilling & Completion Journal* 24(1), 115-126, 2009
- [125] WOLF EAGLE ENVIRNMENTAL, Town of DISH, Texas. Ambient Air Monitoring Analysis. Flower Mound (TX): Wolf Eagle Environmental, 2009
- [126] WIGELY.T.M.L, Coal to gas: The influence of methane leakage. *Climatic Change*, 108, 601-608, 2011, <https://link.springer.com/article/10.1007/s10584-011-0217-3>
- [127] WILSON.S, Reckless Endangerment While Fracking the Eagle Ford. Washington (DC): Earthworks, 2013

- [128] WITTER.R, Health Impact Assessment for Battlement Mesa, Garfield County Colorado. Aurora (CO): Colorado School of Public Health, University of Colorado, 2010
- [129] World Bank. "Algeria Economic Outlook." 2019 <https://www.worldbank.org/en/country/algeria/publication/economic-outlook-october-2019>
- [130] Zhang, D.W. The current state in China of shale gas exploration and development, and of external cooperation. *Int. Pet. Econ*, 7, 47–52. 2013
- [131] ZHOU.X, Environmental impacts of shale gas development in China, Paper presented at the 33rd Annual Meeting of the International Association for Impact Assessment, Calgary, 2013
- [132] United Nations Conference on Trade and Development, Coup d'oeil sur les produits de base, United Nations, 2019
- [133] PORTERL.R.T.J, Addressing the risks of induced seismicity in subsurface energy operations, *WIRES Energy and Environment*, 2018, <https://wires.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/wene.324>
- [134] ecorpStim, <https://ecorpstim.com/>
- [135] le monde de l'énergie, <https://www.lemondedelenergie.com/>
- [136] petrochem specialities, <https://www.petrochemspecialities.com/>
- [137] Formation du pétrole/Connaissance des Énergies
- [138] Sables bitumineux /Suncor Energy Inc
- [139] image ID : C0DGR5/alamy
- [140] Exploitation du gaz de schiste : SONATRACH persiste et signe/algérie360
- [141] Statista, <https://fr.statista.com/>
- [142] rystad energy, <https://www.rystadenergy.com/>
- [143] Zhang, D.W. The current state in China of shale gas exploration and development, and of external cooperation. *Int. Pet. Econ*. 2013, 7, 47–52
- [144] US Energy Information Administration

Références

- [145] ANCRE, 2012 : Programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures de roche mère, del'Université Joseph Fourier Grenoble I.43
- [146] GasLand, www.gaslandthemovie.com
- [147] Sarah Craig/Faces Of Fracking/Creative Commons
- [148] Fracturation hydraulique au Canada, 2006. [Simon Fraser University/Flickr]
- [149] powerriverbasin.org
- [150] secrétariat de la CNUCED à partir de l'AIE (consulté le 2 octobre 2017)
- [151] John Leeman
- [152] www.usgs.gov
- [153] Environmental Public Health Dimensions of Shale and Tight Gas Development
- [154] Ground Water Protection Council and ALL Consulting 2009
- [155] L.K.Wange, Advanced Biological Treatment Processes, 2009
- [156] aquaportail.com
- [157] AFP/Mladen Antonov
- [158] thèse de Wen Chen sur la fracturation électrique des géomatériaux (2010)
- [159] A.Gavaskar, Cost and performance report nanoscale zero-valent iron technologies for source remediation, 2005
- [160] l'US Energy Information Administration
- [161] d'après IFP Energies nouvelles
- [162] Divers ressources, Auteur
- [163] Massachusetts Institute of Technology (2011). The future of natural gas – an interdisciplinary MIT study. <http://energy.mit.edu/publication/future-natural-gas/>
- [164] Jackson et al. (2014). The environmental costs and benefits of fracking. Annual Review of Environment and Resources. <http://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev-environ-031113-144051>.
- [165] O'Sullivan, F (2012). Shale Gas Production: Potential versus Actual GHG Emissions. Massachusetts Institute of Technology https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/MITJPSPGC_Rpt234.pdf.