

Mastère Spécialisé en
Management de
l'Environnement et de l'Eco-
efficacité énergétique
INSA de LYON

Promotion 2012

Gaz de schiste en France Enjeux environnementaux et économiques

Source : Photographie Ecoflight, avec l'autorisation de SkyTruth - www.skytruth.org



Emeline Guillaume

Projet P2

SOMMAIRE

RESUME.....	1
ABSTRACT.....	1
Introduction	2
I. Les hydrocarbures non conventionnels	3
1.1. Le gaz de schiste et les différents types d'hydrocarbures non conventionnels	3
1.1.1. Les hydrocarbures liquides non conventionnels	3
1.1.2. Les hydrocarbures gazeux non conventionnels.....	4
1.2. Emplacement des gisements de gaz de schiste	5
1.2.1. Cartographie mondiale	5
1.2.2. Situation en France	6
1.3. Techniques d'exploitation des gaz des schistes.....	6
1.3.1. Fracturation hydraulique et forage horizontal	6
1.3.2. Autres types de fracturation	8
II. Bilan GES des exploitations de gaz de schiste	9
2.1. Avantage du gaz naturel par rapport aux autres énergies fossiles carbonées.....	9
2.2. Origine des émissions GES des puits de gaz de schiste	9
2.2.1. Emission de CO2	9
2.2.2. Emissions de méthane	9
2.3. Répartition des émissions GES durant les phases de vie d'un puits.....	11
2.4. Comparaison des émissions GES du gaz de schistes par rapport aux autres énergies carbonées : approche par analyse de cycle de vie	12
2.4.1. Emissions supposées pour des puits européens	12
2.4.2. Emissions du gaz de schiste aux Etats-Unis	13
2.5. Rôle du gaz de schiste vis-à-vis de ressources énergétiques décarbonées.....	14
III. Gestion de la ressource en eau	15
3.1. Disponibilité de la ressource.....	15
3.2. Protection des nappes souterraines	16
3.3. Recyclage de l'eau après fracturation.....	17
3.4. Autres problèmes environnementaux.....	18
IV. Une solution pour l'indépendance énergétique en France ?	19
4.1. Des besoins en gaz certains pour l'avenir.....	19
4.2. Des ressources à confirmer.....	19
4.3. La soutenabilité de l'exploitation des puits	21
4.3.1. Déclin de la production des gisements de schiste	21
4.3.2. La production des puits face à la consommation française de gaz	22

4.3.3. Taux de retour énergétique.....	23
4.4. L'exemple des états unis peut-il être transférable au cas de la France ?.....	24
V. Acceptabilité sociale.....	25
5.1. Rappel de l'actualité depuis 2010.....	25
5.2. Analyse de la réforme du code minier.....	26
5.2.1. L'absence de consultation publique	27
5.2.2. Faiblesses de l'évaluation environnementale.....	28
5.3. Un manque d'information qui suscite la peur au sein de la population	28
Conclusion.....	30
Annexes.....	32
Glossaire.....	34
Bibliographie	35

RESUME

Ce rapport vise à discuter des éventuels impacts de l'exploitation de gaz de schiste en France. Il s'intéresse en particulier aux incidences de la technique de fracturation hydraulique sur l'environnement. Les données quantitatives et qualitatives sont tirées de l'expérience américaine car l'interdiction de la fracturation hydraulique a empêché l'exploitation des gaz de schiste en France. Les États-Unis ont en effet suffisamment d'expérience en la matière puisque 50 000 puits ont été forés sur les quarante dernières années. Les émissions de gaz à effet de serre sont également évaluées et comparées aux autres énergies fossiles, du point de vue de l'analyse de cycle de vie. La consommation d'eau des puits est aussi estimée. Elle permet d'examiner les divers conflits d'usage de l'eau qui peuvent survenir étant donné les grandes quantités d'eau utilisées pour la fracturation hydraulique. Cette étude aborde et critique la disponibilité des ressources gazières potentielles par rapport à la consommation actuelle de gaz et sa probable évolution. Ce rapport examine le nouveau code minier et apporte des éléments de compréhension par rapport aux nombreux mouvements de contestation toujours actifs de la population

ABSTRACT

This report discusses the possible impacts of shale gas exploitation, and in particular hydraulic fracturing, on the environment in France. Quantitative data and qualitative impacts are taken from US experience since shale gas extraction in France has been stopped by the suspension of hydraulic fracturing. Indeed the USA have drilled more than 50,000 wells in 40 years of experience. Greenhouse gas emissions are also assessed and compared to others fossil energies, based on a Life Cycle Analysis point of view. The use of water for fracturing is also estimated. It is studied how water consumption for mining exploration might affect other uses of water. The potential gas resources and future availability of shale gas is discussed and critiqued in face of the present conventional gas supply and its probable future development. New french mining legislation is reviewed with respect to hydraulic fracturing activities. It leads to understand why so much contesting from population is still occurring.

INTRODUCTION

Dans une époque de raréfaction des ressources fossiles, l'engouement actuel pour le gaz se développe. Après avoir estimé que les réserves mondiales de gaz non conventionnels étaient proches de celles des ressources de gaz naturel, l'Agence Internationale de l'Energie a évalué un potentiel de gaz de schiste (gaz non conventionnel) considérable pour la France. Le sous-sol français a donc suscité massivement la convoitise des compagnies pétrolières et gazières à partir de 2010, date à laquelle trois permis de recherche exclusifs d'hydrocarbures ont été accordés par le gouvernement français. Et les enjeux ont de quoi attirer l'attention sur cette nouvelle ressource. Ainsi, grâce à des techniques d'extraction devenues rentables par la hausse des prix du pétrole, les Etats-Unis sont devenus en 2009 les premiers producteurs de gaz naturel. D'importateur de gaz, ils sont devenus exportateurs et ont fait chuter les prix du gaz de moitié. L'idée qu'une nouvelle ressource puisse assurer l'indépendance énergétique de la France séduit.

Si de prime abord, l'utilisation du gaz présente l'avantage d'être moins émetteur de CO₂ que les autres énergies carbonées, elle n'en présente pas moins des risques pour l'environnement qui effraient aujourd'hui les populations locales. L'octroi, particulièrement discret, des permis de recherche en France, suivi d'une modification du code minier en urgence a provoqué un tollé en 2010 auprès des associations environnementales. L'absence d'informations, le manque de transparence du gouvernement et des industries pétrolières ainsi que la non consultation du public pour l'obtention de ces permis sont largement décriés. Les médias s'emparent alors du débat et versent dans les propos les plus alarmistes concernant les potentiels impacts des exploitations de gaz de schiste sur la santé humaine. Et c'est bien la technique d'extraction de ces gaz particuliers, celle de la fracturation hydraulique, qui répand la peur parmi les citoyens et associations.

Ce mémoire a pour objectif d'éclairer sur la question de l'exploitation des gaz de schiste en France. Il vise à donner des éléments clés pour la compréhension d'un débat complexe au cœur de l'actualité concernant les enjeux environnementaux, économiques et sociétaux. La réalisation de ce travail a nécessité, outre une importante recherche bibliographique, des rencontres et discussions avec divers professionnels du secteur pétrolier, juridique, associatif (association environnementale) et de recherche en géologie. Leurs propos ont aidé à trier l'abondante information et désinformation qui existent sur ce sujet.

Dans un premier temps, quelques définitions essentielles sur les hydrocarbures sont explicitées afin de faciliter l'utilisation du vocabulaire approprié. Après une brève description du processus de fracturation, et notamment de fracturation hydraulique, les parties suivantes s'intéressent aux impacts environnementaux, et plus particulièrement à la

quantité d'émissions de gaz à effet de serre induite par les exploitations de gaz de schiste ainsi qu'à l'utilisation de l'eau requis pour les forages. La quatrième partie aborde le rôle probable de l'exploitation des gaz de schiste en France par rapport à la demande actuelle de gaz. Enfin, la dernière partie se focalise sur des éléments de réglementation française qui permettent de mettre en lumière les causes d'une acceptabilité sociale difficile.

I. LES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS

1.1. Le gaz de schiste et les différents types d'hydrocarbures non conventionnels

Des ressources « non conventionnelles » désignent des ressources qui ne peuvent pas être exploitées avec les modes de production classiques. Les hydrocarbures liquides ou gazeux non conventionnels désignent différents types de ressources. Un certain nombre de conditions géologiques doivent être réunies afin que des hydrocarbures liquides et/ou gazeux puissent être générés dans le sous-sol et concentrés dans un gisement. Il faut que quatre conditions soient réunies dans une même région :

- une couche riche en matière organique (la roche-mère) qui va, par augmentation de pression et de température, se transformer en hydrocarbures. Lorsque la température et la pression augmentent, la matière organique se transforme d'abord en pétrole puis en gaz (principalement du méthane)

- une couche poreuse et perméable (le réservoir) dans laquelle les hydrocarbures vont se concentrer et pouvoir être produits

- une couche imperméable (la couverture) qui empêche la migration des hydrocarbures vers la surface

- un piège dans lequel les hydrocarbures vont se concentrer.

Les hydrocarbures se trouvant dans une roche poreuse et perméable et concentrés dans un piège (gisement) sont relativement faciles à produire. Les hydrocarbures piégés dans la roche-mère (dont font partie certains hydrocarbures non conventionnels) requièrent des techniques beaucoup plus complexes et coûteuses.

1.1.1. Les hydrocarbures liquides non conventionnels

L'huile/pétrole de réservoir compact (tight oil) : il est parvenu à migrer depuis la roche-mère, mais il se trouve localisé dans un réservoir peu perméable difficile d'accès. La production de ces "tight oils" nécessite souvent l'emploi de puits horizontaux et de la fracturation hydraulique

Les pétroles/ huile de schistes (shale oil) ou huile de roche mère : l'enfouissement de la roche-mère a été suffisant pour transformer la matière organique en hydrocarbures liquides. Ces hydrocarbures liquides restent piégés dans la roche-mère, ce qui nécessite également le recours aux puits horizontaux et à la fracturation hydraulique.

Les pétroles lourds ou extra-lourds (heavy, extra-heavy oils) : c'est un hydrocarbure à très forte viscosité. Il s'agit souvent d'anciens gisements conventionnels dont le pétrole a été altéré par une intense activité bactérienne. Aujourd'hui on l'exploite par des puits verticaux et horizontaux mais le rendement reste faible. Dans certains cas, de la vapeur est injectée dans un des puits. L'augmentation de température fait alors chuter la viscosité du pétrole qui est extrait par un second forage. Les principales réserves de pétroles lourds ou extra lourds se situent au Venezuela et au Canada.

Les sables bitumineux (oil sands, tar sands) : composés de sable et de bitume, il s'agit d'un mélange d'hydrocarbures très visqueux, voire solide, à température ambiante. L'altération bactérienne est encore plus importante que pour les pétroles lourds ou extra-lourds, ce qui les rend extrêmement visqueux. L'exploitation se procède soit en mines soit en carrières. Les principales réserves de sables bitumineux se trouvent dans l'État de l'Alberta au Canada.

Les schistes bitumineux (oil shales): il s'agit d'une roche-mère qui n'a pas été suffisamment enfouie pour que la matière organique puisse être transformée en hydrocarbures. Ils nécessitent un traitement thermique très énergivore. Ils sont en effet chauffés à fortes températures (450°C)

1.1.2. **Les hydrocarbures gazeux non conventionnels**

Dans le cas des gaz non conventionnels, du méthane est piégé dans des roches très peu poreuses et imperméables, ce qui ne permet pas une exploitation classique.

Le « gaz de réservoir compact » ou « gaz compact » ou « gaz serré » (tight gas) : Ce sont des hydrocarbures gazeux contenus dans des réservoirs très peu poreux et très peu perméables. Pour les produire, il faut stimuler le réservoir par fracturation hydraulique.

Le « gaz de houille » (coalbed methane) : Il se rencontre dans les couches de charbon, riches en méthane adsorbé, que les mineurs nomment « grisou ».

Le « gaz de schiste » (shale gas) ou gaz de roche-mère : c'est un gaz demeuré emprisonné dans la roche mère, situé à une profondeur de 2 à 3 kilomètres de la surface. Le méthane y est contenu dans des micropores argileuses imperméables. La technique de fracturation est nécessaire pour rendre ces roches perméables.

Les hydrates de méthane (methane hydrates) : c'est un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallise pour former un solide qui ressemble à de la glace. Des ressources se trouvent dans les régions arctiques.

Aucune exploitation commerciale n'est envisagée, seuls deux sites pilotes au Canada et au Japon testent les méthodes de production.

La figure suivante, tiré de l'IFPEN (Institut Français du Pétrole et des Energies Nouvelles) résume ces deux paragraphes.

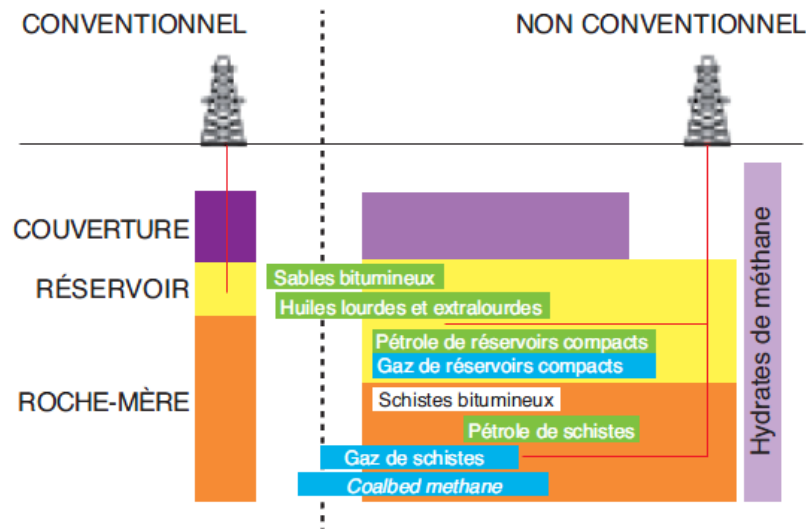
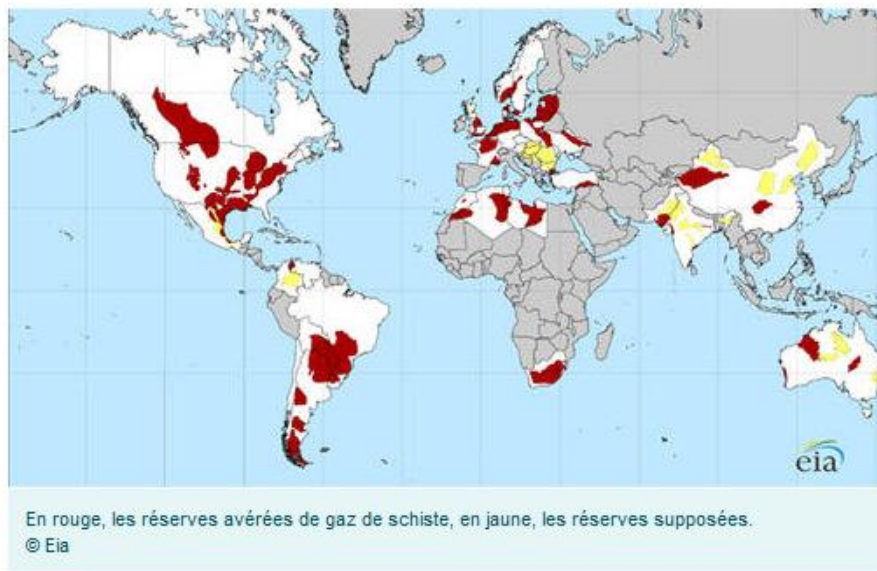


Figure 1: Hydrocarbure conventionnel et non conventionnel

1.2. Emplacement des gisements de gaz de schiste

1.2.1. Cartographie mondiale



Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), « les ressources mondiales récupérables de gaz non conventionnel (370 Tm³) seraient du même ordre de grandeur que les ressources récupérables conventionnelles (404 Tm³). Le gaz de roche-mère contribuerait pour 183 Tm³ à ces ressources récupérables ». En revanche, pour l'huile de roche mère, l'AIE ne donne pas d'indication. . Avec la Pologne, la France apparaît être, selon l'étude de l'AIE, le

pays d'Europe le plus richement doté de ressources en gaz de roche-mère, avec un potentiel d'environ 5 Tm3 de gaz techniquement récupérables.

1.2.2. **Situation en France**

Deux bassins potentiellement riches en hydrocarbures de roche-mère ont été identifiés en France : le bassin parisien et le bassin sud-est ou Causses-Cévennes (Hérault, Aveyron, Lozère, Gard, Ardèche, Drôme). Des permis exclusifs de recherche y ont été délivrés en 2010. Le bassin parisien concerne l'exploration d'huile de roche-mère. C'est une région déjà longtemps exploitée pour le pétrole conventionnel. 2000 forages de recherche ont déjà été réalisés. La géologie de cette zone est donc relativement bien connue. Le bassin Causses/Cévennes/Ardèche se focalise sur les gaz de schiste. Les ressources sont plus difficiles à estimer car les structures géologiques sont beaucoup plus complexes que dans le bassin parisien. Une trentaine de forages profonds seulement ont déjà été réalisés dans des périmètres d'exploration.

Trois permis visant le gaz de roche-mère ont été délivrés en 2010 mais ont été abrogés suite à la loi sur l'interdiction de la fracturation hydraulique :

- le permis Montélimar »demandé par les sociétés Total E&P France et Devon Energie Montélimar SAS pour une surface de 4327 km²

- le permis « Villeneuve de Berg » (931 km²) et « Nant » (4114km²) accordés à la société Schuepbach Energy LLC avec laquelle GDF-Suez envisage de s'associer.

A l'heure actuelle il ne s'est opéré aucun forage d'exploration avec pour objectif le gaz de roche mère. Au 1 er janvier 2011, 39 demandes de permis exclusifs de recherches visant l'huile de roche -mère ont été déposées. Elles sont encore en cours d'instruction.

1.3. **Techniques d'exploitation des gaz des schistes**

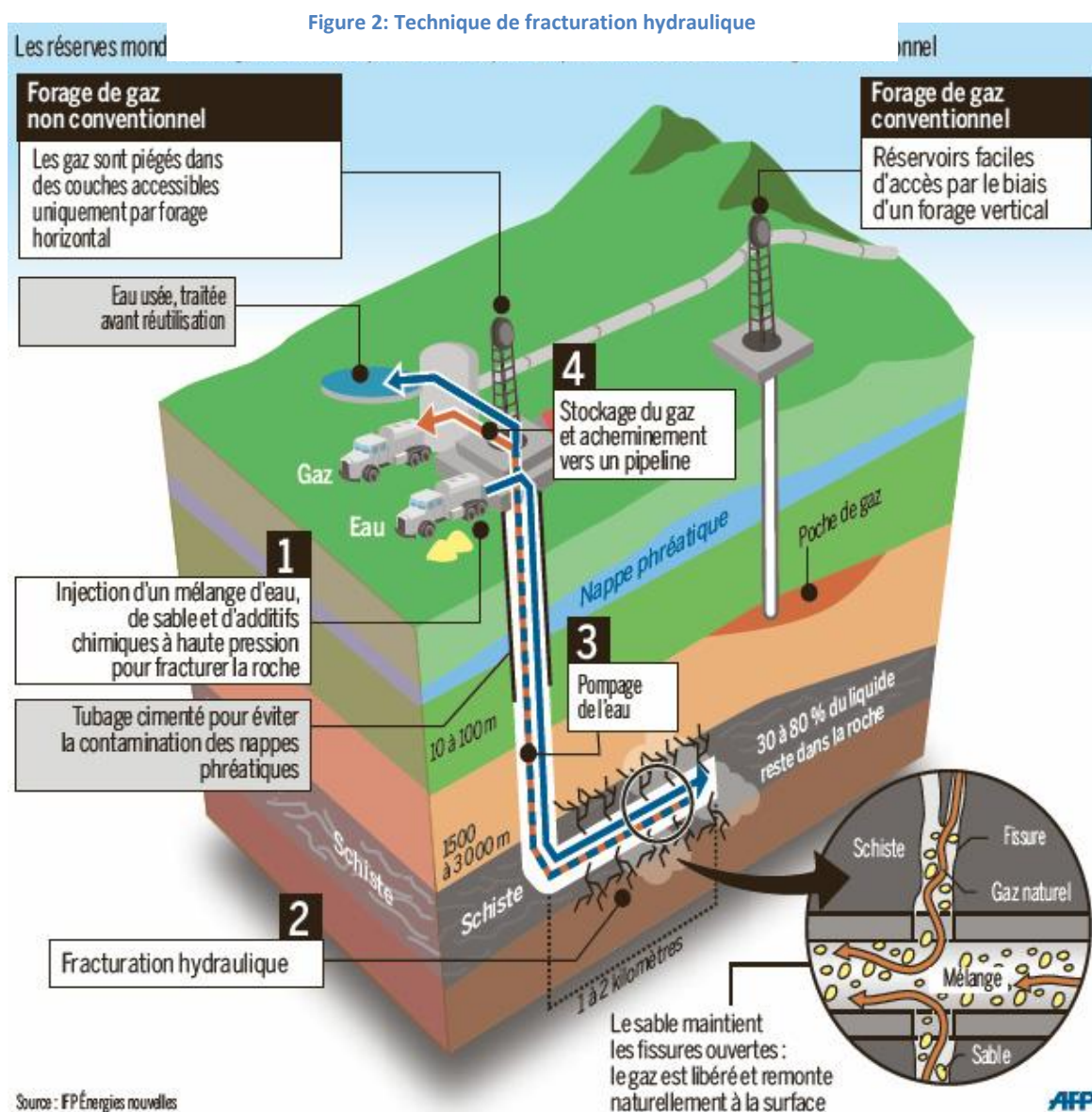
1.3.1. **Fracturation hydraulique et forage horizontal**

Les puits verticaux, utilisés pour extraire le gaz conventionnel, ne peuvent atteindre qu'un volume limité de ressources. Aussi, pour extraire les gaz non conventionnels, la maîtrise de forages horizontaux a pu considérablement augmenter les volumes extraits et rendre les exploitations rentables. Il est possible de creuser un drain qui suit la roche-mère sur plusieurs centaines de mètres.

Le gaz de schiste étant dispersé dans la roche imperméable, il faut en effet forer de très nombreux puits et fracturer la roche pour la rendre perméable. Il faut généralement forer entre 1500 et 3000m pour extraire ce type de gaz, soit de un à plusieurs kilomètres au dessous des aquifères d'eau potable.

Ce n'est pas le gaz en lui-même qui nécessite de telles contraintes techniques mais la roche, peu perméable, qui le contient. Pour l'en extraire, on injecte sous haute pression

(plus de 100 bars) un fluide dit de "fracturation". Il est composé d'eau (90%), de sable (9,5 %) et d'additifs chimiques (0,5 %). Les grains de sable maintiennent les fissures ouvertes de manière à perpétuer l'écoulement des hydrocarbures vers la surface. Un problème majeur concerne les additifs, dont certains sont réputés agressifs et polluants pour l'environnement. Leur intérêt est d'éviter la formation de bactéries et de favoriser le transport du sable dans les fissures. La traversée des nappes phréatiques, la grande profondeur à laquelle se déroulent les opérations et la forte pression à laquelle est injecté le fluide de fracturation requièrent l'emploi de cuvelages et de tubes spécifiques. Ceux-ci comportent plusieurs épaisseurs destinées à empêcher les fuites d'eau et les migrations d'hydrocarbures. Il est techniquement possible de multiplier les couches de ciment et d'acier pour renforcer les conditions de sécurité. Un exemple de cuvelage est décrit en annexe.



La figure 2 tirée de l'IFPEN explique le procédé d'extraction du gaz : après injection à haute pression du mélange de fracturation, l'eau est pompée et fait ainsi remonter le gaz prisonnier de la roche mère. Au mieux 50% de l'eau injectée est pompée. Ensuite elle est traitée dans une usine de traitement, puis réutilisée pour d'autres fracturations si nécessaires.

L'élaboration des fluides de stimulation pour une utilisation spécifique à chaque puits dépend pour une large part de la nature de la formation géologique à fracturer, de sorte que les composants spécifiques varient d'une plateforme à l'autre, d'un réservoir à l'autre et d'un puits à l'autre. Ces types d'additifs comportent des acides, des biocides, des brisants, des agents de contrôle de l'argile, des inhibiteurs de corrosion, des agents de soutènement, des réducteurs de friction, des gélifiants, des additifs de contrôle de fer, des inhibiteurs de corrosion et des tensioactifs. L'eau de fracturation est gélifiée pour qu'elle puisse transporter le sable nécessaire aux fracturations. Les ingrédients chimiques contenus dans chacun de ces types d'additifs peuvent varier en fonction du produit et du fournisseur.

L'IFPEN précise que « la plupart de ces additifs utilisés dans le processus de fracturation hydraulique sont présents dans des produits agroalimentaires ou domestiques tels que les cosmétiques, shampoings et produits de nettoyage » [1]. Des agents beaucoup plus toxiques ont été utilisés aux Etats-Unis.

Notons que la technique de fracturation hydraulique est utilisée également en géothermie. Cette technique n'est pas seulement utilisée pour l'exploitation de ressources non conventionnelles. Elle l'est également pour les gaz conventionnels car elle permet d'augmenter les rendements des puits.

1.3.2. **Autres types de fracturation**

Il existe d'autres types de fracturation : au CO₂, au propane et par électro-fracturation. Les essais réalisés en Espagne pour la fracturation au CO₂ se sont avérés être des échecs. Qui plus est, l'acheminement du CO₂ est particulièrement coûteux.

La fracturation au propane fait l'objet d'étude au Canada. Le propane étant extrêmement inflammable, cette technique requiert des conditions de sécurité draconiennes.

Enfin, la fracturation stimulée par des décharges électriques est encore au stade de la recherche. La question de l'énergie requise peut se révéler être un handicap.

II. BILAN GES DES EXPLOITATIONS DE GAZ DE SCHISTE

2.1. Avantage du gaz naturel par rapport aux autres énergies fossiles carbonées

Le gaz de schiste est-il plus ou moins émetteur de GES (gaz à effet de serre) que le gaz conventionnel ?

Le gaz joue un rôle significatif au regard des émissions de CO₂ engendrées par la combustion des énergies fossiles carbonées. En effet, la production d'un mégajoule d'énergie 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.

Cependant, il convient de tenir compte d'autres éléments dans la chaîne d'approvisionnement en gaz pour comptabiliser toutes les émissions de CO₂. En effet, la combustion de gaz n'est pas seule émettrice de GES. Les procédés d'extraction et de traitement du gaz en amont génèrent également des GES. Une approche de type « analyse de cycle de vie » du gaz apparaît alors nécessaire pour pouvoir comparer judicieusement les différentes énergies fossiles.

2.2. Origine des émissions GES des puits de gaz de schiste

2.2.1. Emission de CO₂

Pendant les phases d'exploration, d'extraction et de traitement de gaz, les émissions de CO₂ sont présentes lors du processus de combustion à différents niveaux: dans les turbines à gaz, les moteurs diesel des engins et dans les chaudières

Il est à noter que des émissions de CO₂ sans combustion peuvent s'opérer lors de la phase de traitement du gaz extrait, selon la teneur en CO₂ du gaz extrait. D'après Goodman 2008 [2], la teneur en CO₂ du gaz extrait peut atteindre 30%, ce qui provoquerait des émissions de 24g de CO₂ par MJ de gaz extrait.

2.2.2. Emissions de méthane

Le CO₂ n'est pas le seul GES émis au cours de ces activités. Du méthane est également libéré. En revanche, le méthane possède un pouvoir de réchauffement climatique bien supérieur à celui du CO₂ puisque un gramme de CH₄ équivaut à 25g de CO₂ (selon le GIEC et sur la base d'un horizon temporel de 100 ans).

Lors de la phase de développement et d'exploration, des émissions de méthane se produisent lors du forage, du refoulement des fluides après le procédé de fracturation hydraulique. Lors de l'extraction et du traitement, du méthane s'échappe des vannes et des

compresseurs, pendant le déchargement des liquides dans les bassins de rétention et pendant le traitement du gaz. Notons que des puits endommagés contribuent également à alourdir le bilan. En effet, aux États-Unis, on estime qu'entre 15 et 25 % des puits ne sont pas étanches.

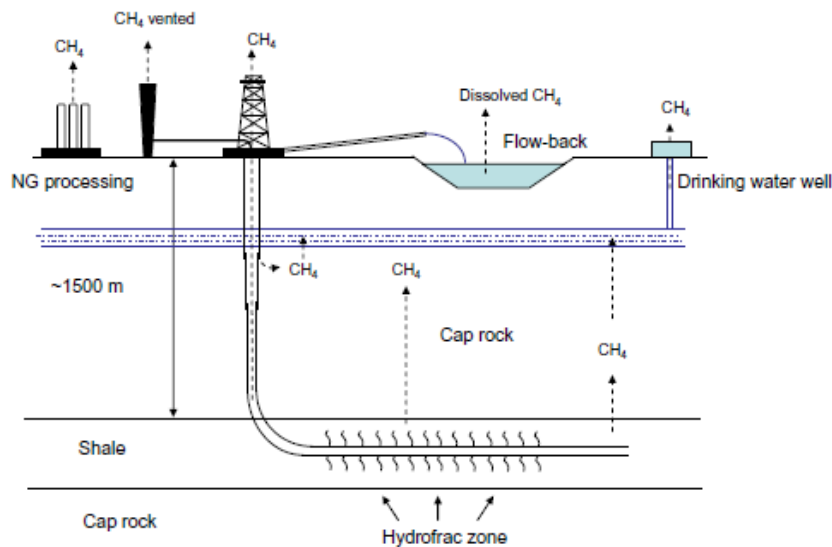


Figure 3 : Emissions de CH₄ durant les phases d'exploration, d'extraction et de traitement du gaz de schiste

La traduction de la figure se situe en annexe.

Fuites de méthane

L'étude de Cook 2010 [3] montre que les émissions de CH₄ dues au refoulement des fluides d'extraction seules représentent 1,9 % de la quantité de gaz extrait du puits. A cet effet, le méthane peut être en partie capturé et brûlé sur place afin de réduire les émissions de méthane. En général, il est possible de capturer et de brûler environ 50 % du méthane émis.

Les puits fracturés sont sujets à d'autres fuites de méthane tout au long de l'existence du puits. Les fuites évaluées entre 3,6 % et 7,9 % des volumes totaux produits, soit entre 30 % et 100 % de plus que dans une exploitation conventionnelle.

2.3. Répartition des émissions GES durant les phases de vie d'un puits

Le tableau suivant, tiré de l'étude de Cook citée précédemment, montre la répartition des émissions de GES suivant les différentes étapes d'exploration et de production d'un puits.

	Phase opératoire	g équivalent CO2 par MJ de gaz extrait	% des émissions
Phase préliminaire	Préparation du site (défrichage, consommation de ressources etc...)	0,586	3,46
Explorations et développement	Combustion de forage	1,287	7,59
	Complétion	7,077	41,75
Production de gaz	Combustion	2,089	12,32
	Emissions fugitives diverses	3,673	21,67
Traitement	Combustion	2,239	13,21
	Emissions fugitives diverses	0,998	5,89
	Total	16,951	100

Figure 4: Répartition des émissions GES en fonction des phases opératoires

Par complétion on entend tous les procédés visant à préparer un puits pour la production, dont la phase de fracturation hydraulique. L'hypothèse retenue est que 50% du méthane des liquides de fracturation est brûlé et 50% s'échappe dans l'atmosphère.

Ce tableau met en lumière le fait qu'outre les phases de combustion qui sont émissives de GES, la part d'émissions fugitives est loin d'être négligeable. Elles représentent en effet 26,65% des émissions. C'est bien la phase de fracturation hydraulique et de remontée des fluides chargées en méthane qui est la plus contributive aux émissions (42%).

L'étude de Cook 2010 montre également que la teneur en CO2 du gaz de schiste extrait influe notablement les émissions de CO2 pendant la phase de traitement des gaz. En effet, le tableau précédent, tiré des chiffres de cette étude, se fonde sur l'étude de plusieurs puits non conventionnels au Etats-Unis dont la teneur en méthane est de 78,80%. Cook montre que si il n'y a que 70% de méthane dans le gaz extrait (et donc 30% de CO2), les émissions de CO2 pendant la phase traitement sont telles qu'elles alourdissent particulièrement le bilan, et ce bien que le CO2 ait un pouvoir de réchauffement climatique moindre que le méthane. En effet, cela ferait passer le bilan de 17g eq CO2 /MJ à 43g /MJ.

Un autre aspect à prendre en considération est le transport du gaz depuis le puits jusqu'au réseau de distribution du gaz naturel.

Notons que cette évaluation ne prend pas en compte les émissions relatives à l'utilisation de l'eau. Ces études n'abordent pas la question de la consommation d'énergie

reliée à l'accès à l'eau, à son transport par camion jusqu'au site et au traitement de millions de mètres cube d'eau de retour (eaux de fracturation) qui remontent à la surface.

2.4. Comparaison des émissions GES du gaz de schistes par rapport aux autres énergies carbonées : approche par analyse de cycle de vie

L'exploitation du gaz non conventionnel étant absente en France, on se basera sur deux études pour évaluer les émissions GES des gaz de schiste. Ces dernières sont comparées dans ce paragraphe : l'une concerne le contexte européen et le contexte étatsunien.

2.4.1. Emissions supposées pour des puits européens

S'agissant du contexte européen, une étude demandée par la commission de l'environnement, de la santé publique et de la sécurité alimentaire du Parlement européen a comparé les émissions de GES de gaz de schiste par rapport aux autres formes d'énergie fossiles sur toutes les phases de production (exploration, extraction, distribution et combustion) [4]. Ces chiffres sont censés refléter les émissions supposés pour des puits en Europe. Cependant, les hypothèses des calculs ne sont pas explicitées dans le rapport de la commission. Ces données peuvent donc porter à discussion. Le retour d'expérience en Europe est faible puisque le développement des gaz et pétroles de schistes n'en est encore qu'à ses débuts. Ce sont les puits non conventionnels exploités depuis 15 ans en Allemagne qui ont servi de référence pour ces données.

Les valeurs minimales et maximales dépendent du choix de rendement des puits, ce qui permet d'obtenir une fourchette d'émissions selon plusieurs hypothèses. Différents scénarii sont comparés par rapport au gaz conventionnel transporté sur 7000km par pipeline et au charbon :

- 1er scénario : le gaz de schiste est transporté sur 500km par pipeline. La teneur en méthane est de 78,80%

- 2nd scénario : le gaz de schiste est transporté sous forme liquide (transformation gaz-liquide à 20MPa) dans un camion sur 100km en plus d'un transport de 500 km par pipeline. La teneur en méthane est de 78,80%

- 3ième scénario : ce scénario vise à étudier l'influence de la composition du gaz. Dans ce cas, la teneur est de 70%. Les valeurs minimales correspondent au cas d'un transport par pipeline de 500km seulement. Les valeurs maximales au cas du transport de gaz liquéfié, par camion sur 100km en plus des 500km par pipeline.

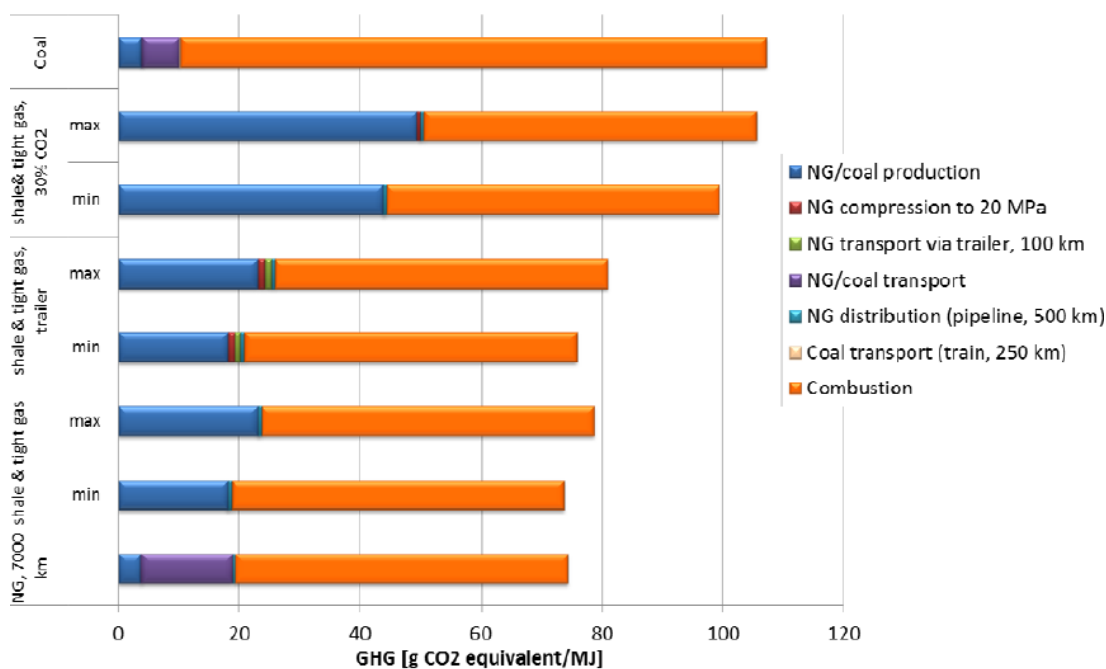


Figure 5: Émissions de gaz à effet de serre provoquées par l'extraction, la distribution et la combustion du gaz de schistes et du gaz en formations étanches par rapport au gaz naturel conventionnel et au charbon

La traduction de la figure se situe en annexe.

Outre le fait que les émissions GES du gaz sont bien moindres que celles du charbon (32% en moins), cette figure confirme que ce qui fait la différence entre le gaz conventionnel et le gaz de schiste est les émissions dues aux moyens de production du gaz (partie bleue du graphe). A ce titre, la fraction de CO₂ présente dans le gaz extrait y joue un rôle primordial puisque les émissions GES dans le scénario CO₂ 30% avoisinent celles du charbon.

En conclusion, on retiendra de cette étude que selon le scénario choisi, les émissions GES des gaz de schistes se rapprochent au minimum de celles du gaz conventionnel. Et dans le pire des cas, elles équivalent celle du charbon. Cette étude illustre que les émissions GES du gaz de schiste ne sont pas avantageuses par rapport au gaz naturel. En effet, dans le meilleur des cas, elles seraient similaires à celles du gaz conventionnel mais pas inférieures.

2.4.2. Émissions du gaz de schiste aux Etats-Unis

Aux Etats-Unis, une étude semblable a été menée par Howarth [5]. Elle amène à des émissions beaucoup plus élevées, d'un facteur 10, mais les tendances des scénarios sont similaires à celles présentées au paragraphe précédent. Les émissions considérables de GES liées à la production/la distribution et l'utilisation de gaz de schiste aux États-Unis indiquées s'expliquent par les émissions extrêmement élevées de méthane liées au transport, au stockage et à la distribution du gaz naturel aux États-Unis. L'importance de ces émissions serait due principalement à la mauvaise qualité du matériel utilisé aux États-Unis.

Dans le cas du gaz naturel conventionnel, les pertes de méthane dans l'Union européenne sont généralement inférieures à celles observées aux États-Unis, grâce à la meilleure qualité de l'équipement (étanchéité des gazoducs, des vannes, etc.) d'après le rapport de la commission européenne. On ignore encore si et dans quelle mesure les émissions de GES dans l'Union européenne sont inférieures à celles constatées aux États-Unis.

2.5. Rôle du gaz de schiste vis-à-vis de ressources énergétiques décarbonées

Ces différentes études soulignent que les émissions fugitives de méthane ont un impact considérable sur le bilan des gaz à effet de serre. Les émissions possibles provoquées par l'infiltration de méthane dans les nappes aquifères (et qui se rejettent par la suite dans l'atmosphère) n'ont pas encore été évaluées. De plus, les émissions selon les projets considérés peuvent considérablement varier (d'un facteur 10), en fonction de la production de méthane du puits. Enfin, selon la combinaison de plusieurs facteurs, les émissions de gaz à effet de serre du gaz de schistes par rapport à son apport énergétique peuvent être relativement faibles, comme celles du gaz naturel conventionnel transporté sur de longues distances, ou nettement plus importantes, comme celles du charbon sur l'ensemble de son cycle de vie (de l'extraction à la combustion).

La France s'est engagée à réduire ses émissions GES de 20% d'ici 2020. Les bilans GES effectués dans les diverses études citées précédemment tendent à prouver que le développement des gaz de schiste entraverait les efforts de réduction de GES de la France. Les émissions GES des gaz de schiste étant au mieux égales à celles du gaz conventionnel, l'avantage retiré de cette nouvelle ressource énergétique ne revêt dont aucun aspect d'ordre écologique. En outre, du point de vue du mix électrique, l'exploitation de gaz de schiste n'apporterait aucun avantage au regard des émissions puisque la production d'électricité en France reste majoritairement nucléaire et hydroélectrique. L'avantage serait surtout de nature économique, par substitution de la production domestique aux importations.

III. GESTION DE LA RESSOURCE EN EAU

3.1. Disponibilité de la ressource

Le forage conventionnel du puits consomme de grandes quantités d'eau pour refroidir et lubrifier la tête de forage, mais aussi pour éliminer les boues de forage. La fracturation hydraulique consomme environ dix fois plus d'eau pour stimuler le puits par injection d'eau. L'étude des puits de gaz de schiste au Etats-Unis fait apparaître une consommation d'environ 15000m³ pour le forage et la fracturation hydraulique d'un seul puits. En outre, il arrive que les puits forés en vue de produire du gaz de schiste doivent être fracturés à plusieurs reprises en cours d'exploitation. Chaque opération de fracturation supplémentaire nécessite plus d'eau que la précédente. Dans certains cas, les puits sont refracturés jusqu'à 10 fois sous pression en vue de créer des fissures. Selon une analyse statistique basée sur environ 400 puits, la consommation d'eau typique est d'environ 42 m³/m pour les fracturations plus récentes utilisant un mélange à faible viscosité, la distance étant la longueur couverte par la partie horizontale du puits [6]. Cette consommation doit être comparée à la consommation d'eau pour tous les autres consommateurs. Il faudrait un nombre important de puits pour que la consommation d'eau puisse impacter la consommation. Pour illustrer ce propos, considérons la consommation d'eau de la région Rhône Alpes qui s'élève à 576,2 millions de m³ [7]

En prenant comme hypothèse qu'un puits consomme 15000m³ et qu'il n'est fracturé qu'une seule fois par an, 1000 puits représenteraient 2,6 % de la consommation. Il faudrait 4000 puits dans cette région pour que 10% de la consommation d'eau (tous secteurs confondus) soit impactée. Aux Etats-Unis, on recense entre 1 et 3 puits par km². Si ce rythme de développement s'appliquait en France, étant donné la taille des surfaces projetées pour la recherche d'hydrocarbures non conventionnelles (en moyenne 5000km² par permis), 4000 puits seraient largement envisageables. Pour le moment, aucune orientation de la part du gouvernement n'a été clairement définie en termes de projections de recherches d'huile et de gaz de schiste, il est donc impossible d'évaluer le nombre de puits qui pourraient être forés à ce jour.

Selon le nombre de puits, les ressources hydriques pourraient être l'objet de conflits d'usage. En effet, deux tiers de l'eau prélevée en France est déjà utilisée pour refroidir les centrales nucléaires. Il conviendrait que les études d'impacts réalisées prennent en considération la concurrence de prélèvement d'eau des puits de fracturation envers l'irrigation, l'eau potable et l'industrie. Notons outre cela que les zones potentielles de gisements de gaz et huiles de schistes sont également des régions régulièrement soumises à des périodes de sécheresse et que des restrictions d'eau sont appliquées.

3.2. Protection des nappes souterraines

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

- Déversement de boue de forage, de liquide de refoulement depuis des bassins ou des réservoirs de résidus
- Des fuites ou des accidents provoqués par les activités en surface, par exemple fuite des conduites ou bassins à fluide ou à eaux usées
- Fuites causées par un cimentage incorrect des puits
- Fuites à travers les structures géologiques, par les fissures ou les passages naturels ou artificiels

Le rapport de la commission européenne sur l'impact des exploitations de gaz de schistes sur la santé passe en revue les nombreux incidents survenus au Etats-Unis et en explique les origines [8].

Il en ressort que la plupart des accidents et des infiltrations dans les eaux souterraines sembleraient dus à des erreurs de manipulation, notamment des négligences au niveau de la cimentation et du cuvelage des puits. Malgré l'adoption de réglementations, la surveillance des opérations s'avérerait insuffisante aux Etats-Unis. Le rapport de la commission évoque des raisons budgétaires trop contraignantes pour les autorités publiques. Le problème de base ne serait donc pas une réglementation incorrecte, mais plutôt l'exécution de cette réglementation.

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

A propos des fuites de méthane à travers les aquifères, l'UFIP précise que «en raison de la profondeur relativement faible des nappes phréatiques servant à l'alimentation en eau potable en comparaison à la profondeur nettement plus importante des couches où a lieu la fracturation hydraulique, il est quasiment improbable que les fuites de méthane remontent jusqu'aux nappes phréatiques» [9]. Des chercheurs en géosciences de l'université de Montpellier 2 lors d'une conférence ont relativisé largement ce propos [10]: ils appellent à la précaution quant aux remontées de produits chimiques et de fuites de méthane dans les structures géologiques karstiques (fracturées) qui se situent justement dans les zones de recherche de gaz de schiste dans le sud-est de la France. La connaissance de la géologie actuelle permet d'assurer que les fractures des roches souterraines peuvent se révéler particulièrement profondes dans ces zones (sur plusieurs milliers de mètres). Des circulations très profondes d'eau souterraines s'y opèrent mais leur compréhension en est encore à ses débuts. Ils recommandent ainsi des investissements afin d'avoir une meilleure connaissance de la géologie et de l'hydrogéologie de ces territoires particuliers. Selon eux, les fuites de méthane dans les aquifères surviennent obligatoirement (dès lors qu'il n'y a pas

une couche imperméable qui les bloque). Il s'agirait juste d'une question de temps pour pouvoir mesurer ce méthane dans les nappes phréatiques (remontée de méthane estimées à quelques mètres par an)

3.3. Recyclage de l'eau après fracturation

Une partie de l'eau qui a été injectée pour réaliser la fracturation hydraulique est récupérée (20 à 70 %) lors de la mise en production du puits. Cette eau peut être soit traitée sur place au niveau du forage, soit être acheminée jusqu'à un centre de traitement. Ayant circulé sous forte pression dans les couches sédimentaires, elle est généralement chargée en sel et contient beaucoup d'éléments en suspension. Le traitement de l'eau consiste à éliminer les chlorures, les éléments en suspension ainsi que les métaux, les sulfates et les carbonates pour pouvoir la réinjecter lors de la fracturation hydraulique suivante. A noter que ce traitement (décantation, floculation, électrocoagulation) coûte moins cher que l'achat, l'acheminement et le stockage de la même quantité d'eau «pure».

Les sources fournissent des estimations très différentes du taux de recyclage d'eau usées. Certaines sources estiment que 20 à 50 % des eaux utilisées pour la fracturation hydraulique des puits de gaz remonteraient en surface. Selon d'autres sources, entre 9 et 35 % du liquide refluerait [11]. Dans tous les cas, ces chiffres prouvent qu'une partie non négligeable (au mieux la moitié) de l'eau de fracturation reste dans le puits et la roche fracturée. Dans ce contexte, il faudrait s'assurer que les additifs chimiques et le méthane de la roche ne puissent pas se répandre dans les aquifères voisins.

L'élimination correcte des eaux usées semble être une préoccupation majeure en Amérique du Nord au vu du grand nombre d'incidents recensés [12]. Les principaux problèmes sont les énormes quantités d'eaux usées et la configuration incorrecte des stations de traitement. Le recyclage serait possible, mais il ferait monter les coûts des projets.

On signale de nombreux problèmes liés à l'élimination incorrecte des eaux usées. L'analyse de ces incidents dans le rapport de la commission européenne met en évidence une fois encore que la majorité des cas de contaminations dues aux eaux de fracturation sont dues à des négligences ou fausses manœuvres. Signalons qu'en Allemagne, des accidents de fracturations sont déjà survenus. En effet, en 2007, par exemple, les conduites d'eaux usées du gisement de gaz de schiste de Söhlingen, se sont rompues, provoquant une contamination au benzène et au mercure des eaux souterraines. L'autorité minière régionale avait bien été informée. Mais le public n'en a eu connaissance qu'en 2011, quand l'entreprise a commencé à remplacer les terres agricoles affectées par les fluides reflués [13].

3.4. Autres problèmes environnementaux

D'autres risques environnementaux mériteraient également d'être étudiés. D'une part, l'incidence sur les paysages par exemple est loin d'être négligeable. En effet, au Etats-Unis, on compte au minimum un puits par km². Les plates-formes sont reliées par des routes pour le transport par camions, ce qui augmente encore l'occupation de terrain. Une surface supplémentaire est occupée par les bassins qui recueillent les eaux usées de reflux avant leur enlèvement par camion ou par conduite. Une fois extrait, le gaz doit être transporté vers les réseaux de distribution. Étant donné que la plupart des puits ont une production modeste qui décline rapidement, le gaz est souvent stocké sur la plate-forme et chargé sur des camions à intervalles réguliers. Si la densité de forage est suffisamment élevée, des réseaux de collecte avec stations de compression sont construits. Le choix du mode de stockage et de transport dépend des caractéristiques des projets et des réglementations en vigueur, tout comme la construction de conduites à l'air libre ou sous terre.

D'autre part, des émissions autres que les GES (oxyde de carbone, COV, SO₂, NO_x) proviennent des émissions des camions et de l'équipement de forages ainsi que des émissions du traitement et du transport du gaz naturel. Plusieurs études au Etats-Unis attestent de la présence de divers types de composés aromatiques (benzène, xylène) dangereux et de leurs impacts sur la santé humaine des habitants des alentours [14]. Dans l'Union européenne, les émissions de substances de ce type sont limitées par la loi.

Enfin, citons également le risque sismique qui fait l'objet de quelques études à l'heure actuelle. On sait que la fracturation hydraulique peut provoquer de petits tremblements de terre d'une magnitude située entre 1 et 3 sur l'échelle de Richter. En Arkansas (États-Unis), le nombre de petits tremblements de terre a été multiplié par 10 ces dernières années. En avril 2011, la ville de Blackpool au Royaume-Uni a connu un tremblement de terre mineur (1,5 sur l'échelle de Richter) suivi en juin 2011 par un séisme plus important (2,5 sur l'échelle de Richter). L'entreprise qui menait à l'époque des opérations de fracturation hydraulique dans la zone frappée par le séisme, a interrompu ses activités et commandité une enquête sur la question. Elle a annoncé son intention de mettre fin à ses opérations si un lien devait être établi entre les tremblements de terre et ses activités de forage

IV. UNE SOLUTION POUR L'INDEPENDANCE ENERGETIQUE EN FRANCE ?

4.1. Des besoins en gaz certains pour l'avenir

Dans ce paragraphe, les données citées sont issues du bilan énergétique de la France 2011 [15].

Le gaz naturel représente 14,6 % du bilan énergétique national (38 Mtep sur un total de 263 Mtep d'énergie primaire). Depuis 1973, la consommation de gaz a cru plus rapidement (3,6 % en moyenne annuelle) que celle des autres énergies (1,1 %). Sa part dans le bilan énergétique national a ainsi pratiquement doublé entre 1973 et 2009, passant de 7,4 % à 14,6 %.

Les principaux secteurs consommateurs de gaz sont le résidentiel-tertiaire (57 %) et l'industrie (30 %). Le gaz naturel est principalement importé par des contrats de long terme (32 % Norvège, 15 % Russie, 16 % Algérie, 16 % Pays-Bas) et par des achats ponctuels (Nigéria, Qatar, ...). Le reste (moins de 2 %) provient de la production nationale et principalement du gisement de Lacq presque épuisé actuellement.

Les études menées par la CGIET (Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies) montrent que la France reste dépendante des importations d'hydrocarbures. Le gaz représente 15 % de nos besoins alors que la production domestique ne couvre qu'une fraction de la consommation nationale (de l'ordre de 1 % à 2 %). Les importations de pétrole et de gaz ont coûté 45 milliards d'euros en 2010. De plus, le scénario tendanciel DGEMP-OE [16] qui prévoit dans les trente prochaines années la consommation d'énergie primaire a montré qu'elle augmenterait de 0,7% d'ici 2030. La consommation de gaz augmenterait de 2,3%. Dans cette situation, l'éventuelle production du gaz et de l'huile de schiste pourrait venir en substitution aux importations pour réduire la facture énergétique, qui s'élève à 53 milliards d'euros.

4.2. Des ressources à confirmer

A l'heure actuelle, les chiffres concernant les ressources non conventionnelles européennes proviennent des administrations américaines. Les estimations sont fondées sur une comparaison entre les sols européens et les formations géologiques les plus riches en hydrocarbures non conventionnelles des Etats-Unis. Les estimations sont basées sur des paramètres géologiques grossiers à grande échelle tels que l'étendue et l'épaisseur de la zone, la porosité, la quantité de gaz par volume etc. Aucune exploration n'a été menée sur le territoire français et l'inventaire minier réalisé par le BRGM ne dispose pas d'autant d'informations sur ce type de ressource dans les sous-sols français que les Etats Unis. Aussi, les chiffres des ressources supposées doivent être pris avec précaution, d'autant plus que la

quantité de gaz contenue dans la roche-mère n'est pas techniquement entièrement récupérable. L'agence internationale de l'énergie incite également à accueillir ces données avec beaucoup de prudence.

La France disposerait de 5 Tm3 de gaz de roche mère dans ses sous-sols (5000 milliards de m3), ce qui représente 90 ans de notre consommation actuelle de gaz. La France avec la Pologne s'imposent comme les deux pays les plus riches en ressources non conventionnelles. Ce tableau, tiré de l'évaluation de l'Energy Information Agency [17] fait apparaître le potentiel considérable de gaz contenu dans ces roches mère par rapport au gaz conventionnel (quatre fois plus sur toute l'Europe). Il faut toutefois prendre ces données avec circonspection. Tous les gisements techniquement récupérables ne sont pas effectivement exploitables.

	Réserves prouvées de gaz conventionnel (en Tm3)	Ressource de gaz de schiste techniquement récupérable (en Tm3)	Gaz en place (ressource de gaz de schiste)	Facteur de rendement supposé
France	0,0056	5,04	20,376	25%
Allemagne	0,1736	0,224	0,934	24,2%
Pays-bas	1,372	0,476	1,868	25,7%
Norvège	2,016	2,324	9,424	24,9%
Suède	0	1,148	4,641	25,%
Pologne	0,1624	5,236	22,414	23,6%
Europe (somme)	3,7296	14,448	65,487	25%

Figure 6: Réserves de gaz conventionnel et de gaz de schiste en Europe

L'estimation d'une ressource est généralement de nettement moins bonne qualité que l'estimation d'une réserve, parce qu'elle repose sur une analyse beaucoup moins certaines des données géologiques. Les ressources se mesurent généralement en termes de « gaz en place » (GEP) alors que les réserves intègrent déjà des hypothèses de récupération dans les conditions économiques et techniques habituelles.

A titre de comparaison, généralement 80% des gisements de gaz conventionnel sont extraits. Concernant les gaz non conventionnels, le rendement d'extraction est beaucoup plus faible, entre 5 et 30% selon la géologie du site. En divisant les ressources de gaz de schistes techniquement récupérables par le total des ressources en place, on obtient le facteur de récupération ou rendement. En moyenne, l'AIE prend pour hypothèse que ce rendement vaut 25%.

Du fait des différentes restrictions qui limitent l'accès à la totalité des schistes, une partie seulement de la ressource de gaz de schiste techniquement récupérable sera convertie en réserve et produite au fil du temps. En effet, la géographie en surface, les zones protégées (réservoirs d'eau potable, réserves naturelles, parcs nationaux) ou les zones fortement peuplées limitent l'accès aux ressources non conventionnelles.

Le Bassin parisien abrite l'essentiel des réserves estimées sur le territoire français en huile de schiste. La Seine-et-Marne est particulièrement concernée : il s'agit déjà d'un département producteur de pétrole conventionnel, dont l'exploitation a débuté dans les années 1950. Le pétrole produit représente 20 % de la production nationale, mais seulement 0,5 % de la consommation du pays. Il est estimé que 100 millions de mètres cube de réserves seraient techniquement exploitables dans le bassin parisien, soit l'un des potentiels les plus prometteurs en Europe.

Les régions françaises les plus propices à la présence de réserves exploitables de gaz non conventionnel sont situées dans le sud du pays. Il est envisagé des réserves exploitables dans le sud-est du pays de l'ordre de 500 milliards de mètres cube.

Ainsi dans l'état actuel de nos connaissances, les ressources en gaz et huiles de roche-mère de notre pays reposent sur des suppositions qui laissent place à la méfiance tant les méthodes pour les estimer pourraient être discutables. Des travaux de recherche nécessaires à leur estimation s'avèreraient nécessaires.

4.3. La soutenabilité de l'exploitation des puits

4.3.1. Déclin de la production des gisements de schiste

Les puits d'hydrocarbures ayant une durée de vie finie (environ 10 ans), il convient de s'interroger sur la durabilité des puits de gaz de schistes. L'étude de Cook 2010 [18] et Goodrich 2010 [19] ont établi des profils de production des puits de gaz non conventionnels aux Etats-Unis. Ces études font apparaître un déclin rapide de la production de puits de gaz de schiste.

En moyenne, les puits horizontaux présentent un taux de production initial plus élevé. Dans la formation de Barnett ou les schistes de Fayetteville, ce taux initial est de 1,4 million de m³ par mois.

La pression initiale après la fracturation est nettement supérieure à la pression naturelle du gisement. Après la fracturation, cette pression est relâchée. Il en résulte un refoulement des eaux usées (eaux de fracturation) contenant tous les ingrédients mobiles et les contaminations du gisement, y compris le gaz naturel lui-même. Vu le débit important par rapport à la taille du gisement, la pression du gisement chute rapidement. Il en résulte une diminution rapide du profil de production. Alors que les exploitations de gaz conventionnels présentent des déclin de l'ordre de quelques pour cent par an, la production de gaz de schistes chute de plusieurs pour cent par mois.

Les analyses de Cook et Goodrich montrent que le taux de production initial est nettement moins élevé et que le déclin de la production est ensuite nettement plus élevé que dans les gisements conventionnels. La production chute typiquement de 50 ou 60 %, voire plus encore, au cours de la première année.

L'analyse statistique des profils de production permet de calculer le potentiel total par puits en comparant les différentes formations schisteuses. On peut simuler le développement hypothétique d'un gisement en comparant de nombreux profils de production identiques. La figure suivante extraite de Cook 2010 montre justement le résultat d'un scénario de ce genre en additionnant les profils de production sur un schiste avec l'ajout d'un nouveau puits chaque mois. Les données utilisées sont similaires à celles du gisement de Barnett aux Etats-Unis, avec une production typique de 1,4 million de m³ au cours du premier mois et un déclin de 5 % par mois. Au bout de 5 ans, 60 puits sont en production, produisant environ 27 millions de m³/mois, soit 325 millions de m³/an.

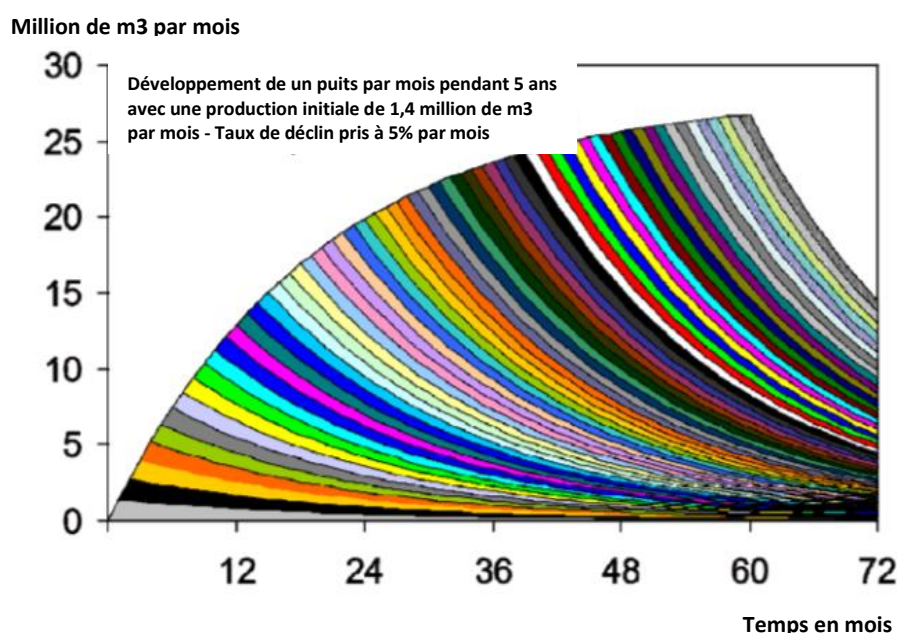


Figure 7: Développement de l'exploitation typique d'un gisement schisteux par l'ajout de nouveaux puits à un rythme de développement constant d'un puits par mois

Étant donné le déclin rapide des puits en production, le taux de production moyen par puits diminue pour atteindre 5 millions de m³ par an et par puits après 5 ans. On remarquera tout particulièrement qu'au bout de un an après la construction des 60 puits, la production totale du gisement chute de 50%.

4.3.2. La production des puits face à la consommation française de gaz

Il est intéressant de comparer ce scénario de gisement à la consommation de gaz en France. La production de 60 puits au bout de 5 ans, sur la base des hypothèses du scénario précédent, produirait 325 millions de m³ par an. Pour que les gisements français puissent compenser la consommation totale de gaz (40, 1 milliards de m³), il faudrait 7380 puits, soit 123 gisements similaires à celui du scénario. Il est impossible de savoir à l'heure actuelle si la France serait en mesure de forer autant de puits (difficultés d'autorisation, espace requis, acceptabilité de la population). Néanmoins, le ministère du développement durable affirme

que « en moyenne, depuis 35 ans, 15 permis de recherches d'hydrocarbures ont été attribués chaque année, à terre, donnant lieu à un grand nombre de forages d'exploration, plusieurs milliers » [20]. 7380 ne serait peut-être pas invraisemblable. Il est difficile de statuer sur l'aspect réaliste d'un tel nombre de puits tant les informations manquent à ce sujet.

En revanche, 1000 puits peuvent sembler plus réalistes compte tenu des milliers de puits déjà forés pour l'exploration. Cela représente environ 17 gisements présentés dans le scénario du paragraphe précédent, soit une production de 5,53 milliards de m³. Dans ces conditions, la production d'un tel volume de gaz au bout de 5 ans d'exploitation participerait à 13,8% de la consommation actuelle. A titre de comparaison, la production actuelle de gaz en France ne participe qu'à 1% de la consommation. Economiser 13,8% de gaz importé représenterait 1,18 milliards d'euros (ce chiffre ne tient pas compte de l'évolution du prix du gaz à l'importation dans les prochaines années). On comprend rapidement l'enjeu majeur des gaz de schiste en terme économique.

4.3.3. Taux de retour énergétique

L'ère du pétrole et du gaz abondants, bon marché et facilement exploitables étant désormais révolue, nos sociétés dépensent de plus en plus d'énergie pour produire de l'énergie. Cette pénurie de combustibles aisément extraits pousse à l'exploitation de réserves plus difficiles d'accès (forage de pétrole en haute mer, sables bitumineux, gaz de schiste, etc.) et dont la production requiert des quantités d'énergie beaucoup plus élevées que l'extraction conventionnelle. Une question qui devient de plus en plus importante est de savoir combien d'énergie est nécessaire pour produire le gaz de schiste.

Le TRE (taux de retour énergétique) est la mesure de la quantité d'énergie nécessaire pour produire de l'énergie. Il permet d'évaluer les coûts en énergie du processus de production (et/ou d'exploration, de distribution, etc.) de combustibles. Le TRE est le ratio de l'énergie produite en regard de l'énergie consommée pour cette production. Plus ce ratio est faible, plus le coût énergétique d'un processus de production est élevé.

Le TRE de la production locale de pétrole et de gaz naturel a continuellement décliné. Dans le passé, on produisait 25 unités d'énergie pour chaque unité d'énergie dépensée (25 pour 1), mais depuis, ce ratio est tombé à 15 pour 1,45

L'analyse de Cleveland [21] montre que le rendement énergétique des combustibles fossiles conventionnels diminue avec les années et s'avère plus faible pour les combustibles non conventionnels (comme les sables bitumineux) que pour les sources d'énergie alternatives (comme l'éolien). En 1930, 100 unités d'énergie étaient produites pour chaque unité d'énergie investie dans l'extraction et la découverte de pétrole aux États-Unis. Le TRE équivalait donc à un ratio de 100 :1. En 2000, le TRE de cette filière avait chuté à 20 :1. Si l'on ajoute au calcul l'énergie nécessaire pour raffiner le pétrole et le convertir en essence, le

ratio décroît à 6 :1. Bien qu'il n'existe à ce jour aucune évaluation du taux de retour énergétique pour les gaz de schistes, on peut noter que le TRE de manière générale des ressources non conventionnelles est particulièrement bas. La littérature sur l'huile de schiste prévoit des rendements pour l'huile de schiste entre 1 pour 1 et 2 pour 1

Des rendements énergétiques aussi faibles ont de lourdes conséquences socio-économiques. En Amérique du Nord, la consommation de gaz et de pétrole est aujourd'hui 20 fois plus élevée que dans les années 1930. La hausse drastique des coûts énergétiques d'extraction combinée à un tel accroissement de la demande pose un problème de sécurité d'approvisionnement énergétique. Le fait que, pour les combustibles non conventionnels, le coût énergétique de la production frôle la valeur énergétique produite nous rapproche d'un avenir où les énergies fossiles seront exploitées plus ou moins à perte, sur le plan énergétique. Certains scientifiques du domaine des énergies estiment le TRE nécessaire pour répondre aux besoins de base des sociétés à 3 :1 [22], en intégrant à ce calcul les coûts d'extraction, de raffinage, de transport et d'utilisation des ressources énergétiques. Des ratios inférieurs à ce TRE minimal ne permettraient pas de maintenir les surplus d'énergie nécessaires au maintien des fonctions sociales et économiques de nos sociétés.

4.4. L'exemple des états unis peut-il être transférable au cas de la France ?

Le faible coût des forages, un droit de propriété des particuliers étendu au sous-sol, une réglementation environnementale moins contraignante ainsi que des incitations fiscales, associées aux avancées technologiques, expliquent l'engouement outre atlantique. La ruée vers les gaz de schiste y a débuté en 2001. Dix ans plus tard, le pays compte 500 000 puits, dont l'exploitation représenterait 22 % de la production nationale de gaz en 2010. En 2009, le gaz non conventionnel a ainsi représenté la moitié de la production gazière américaine, et il en assurerait 60 % en 2030, selon les dernières projections de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). D'autres experts évoquent désormais un siècle de réserves aux États-Unis, soit plus du double des prévisions établies il y a une dizaine d'années. Chaque année, environ 20 000 puits (deux tiers pour le gaz et un tiers pour le pétrole) sont forés aux États-Unis (contre moins d'une dizaine en France). Cette révolution énergétique n'a pas été sans conséquences : les États-Unis, d'importateurs sont devenus exportateurs de gaz, et une forte baisse des prix du gaz sur le marché américain a été constatée. Les États-Unis peuvent ainsi voir dans le développement de leur ressource de gaz de roche-mère la perspective d'un déclin des centrales au charbon, d'une substitution aux importations de GNL et celle d'un report de construction de nouvelles centrales nucléaires. Actuellement le prix du BTU (British Thermal Unit) est actuellement moitié moindre qu'en Europe

Il serait tentant de prendre l'exemple des États-Unis pour le transposer au contexte français. Ceci appelle cependant quelques remarques. Tout d'abord, il y a une marge à prendre en compte entre les ressources d'hydrocarbures estimées dans les sous-sols et la

quantité réellement exploitables dans les conditions économiques et environnementales acceptables. Sur ce dernier point, plusieurs facteurs font que les conditions d'exploitation en France sont très différentes des Etats-Unis :

- Une densité de population plus forte
- Un droit du sous-sol différent : en France, le sous-sol appartient à l'Etat alors qu'au Etats-Unis il appartient au propriétaire de la parcelle en surface.
- Des contraintes environnementales et réglementaires plus importantes
- Des bassins sédimentaires plus petits
- Un réseau d'infrastructures de transport de gaz moins fortement maillé

Tous ces facteurs contribuent à des dépenses d'exploration plus élevées qu'au Etats-Unis, des investissements en infrastructures en hausse, ainsi que des coûts plus importants de forage et de complétion. Enfin, des procédures plus lentes et des contrôles plus stricts sont envisageables en France.

V. ACCEPTABILITE SOCIALE

5.1. Rappel de l'actualité depuis 2010

Par arrêtés datés du 1er mars 2010, le ministère en charge de l'énergie a accordé trois permis exclusifs de recherches d'hydrocarbures, sur une surface totalisant 9672 km², dans les départements de l'Ardèche, la Drôme, le Vaucluse, le Gard, l'Hérault, l'Aveyron et la Lozère, pour des durées de 3 à 5 ans. Ces permis ayant été accordés en toute discrétion, de forts mouvements contestataires se sont fait ressentir de la part des communes et des associations environnementales. Les divers incidents aux Etats-Unis de contamination des nappes phréatiques et de séismes suites aux opérations de fracturations hydraulique ont semé le doute et la peur sur la maîtrise des techniques d'exploration d'hydrocarbures.

Par la suite, l'ordonnance n° 2011-91 du 20 janvier 2011 a visé à simplifier le code minier. Là encore, les réformes sur ce code obsolète datant du siècle dernier provoquent de nombreux mécontentements. La législation minière est jugée par les associations environnementales en faveur des industries pétrolières, pour qui l'octroi de permis d'exploitations serait facilité.

La contestation grandissant, une loi est votée le 13 juillet 2011 qui :

- interdit l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique
- abroge les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique

- créé une Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux. Cette commission réunira un député et un sénateur, des représentants de l'État, des collectivités territoriales, des associations, des salariés et des employeurs des entreprises concernées. Les 21 membres de cette commission devront évaluer deux fois par an si l'exploration des gaz de schiste peut se faire en toute sécurité pour l'environnement. Leur rapport a été rendu le 22 mars 2012.

Ce rapport reconnaît les risques associés aux techniques d'exploration et d'exploitation des gaz et huiles de roche mère. Il recommande une exploration encadrée par les services de l'Etat. Pour commencer, ces expérimentations seraient réalisées dans le Bassin parisien où des permis ont été accordés pour explorer des huiles de schiste. Un calendrier est même prévu pour encadrer des recherches d'exploration d'huiles de schiste dans le bassin parisien :

- Premier semestre 2012 : constitution et premiers travaux de la "Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux" qui, selon la loi de juillet 2011, émettra un avis public sur les conditions de mise en œuvre de ces expérimentations.

- Second semestre 2012 et premier semestre 2013 : recueil de données - via des carottages classiques - dans les sous-sols français susceptibles de receler des gisements d'huiles et gaz de schiste ; et proposition d'une nouvelle loi par le gouvernement afin de définir un cadre précis à ces expérimentations par fracturation hydraulique.

- Second semestre 2013 : vote au Parlement de la loi proposée.

Compte tenu des mobilisations locales des collectifs anti-gaz de schiste, il est sûr que ces recommandations devraient susciter de nouvelles mobilisations.

A l'heure actuelle, 14 permis de recherche exclusifs ont déjà accordés, dont 12 en région parisienne, Seine et Marne, l'Aisne, un en Aquitaine et un en Lorraine. Ces permis précisent que la fracturation hydraulique n'est pas utilisée, conformément à la loi du 13 juillet.

5.2. Analyse de la réforme du code minier

Dès son premier article 1er, la loi du 13 juillet 2011 pose le principe selon lequel « en application de la Charte de l'environnement de 2004 et du principe d'action préventive et de correction prévu à l'article L. 110-1 du Code de l'environnement, l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche sont interdites sur le territoire national ».

Il est important de souligner que cette loi vise à interdire une technique en particulier, celle de la fracturation, et non l'exploration/exploitation de ressources non

conventionnelles. Le débat sur l'utilisation de telles ressources est ainsi loin d'être clôt. Notons également que la fracturation hydraulique est interdite à des fins d'exploration d'hydrocarbures dans cette loi. Elle est aujourd'hui bien utilisée dans un autre domaine, celui de la géothermie, ce qui amène à une certaine incohérence sur l'utilisation de cette technique. Les nombreuses manifestations des communes concernées par des permis exclusifs de recherches de gaz de schiste semblent oublier ce point.

Concernant la compréhension du code minier actuel, les travaux de Philippe Billet, professeur agrégé de droit public à l'université Jean Moulin Lyon III permettent d'éclairer la situation.

5.2.1. L'absence de consultation publique

Tout d'abord, les permis exclusifs de recherche s'obtiennent sans aucune participation du public. « L'instruction de la demande [de permis exclusif de recherches] ne comporte pas d'enquête publique » [23]. Cet article surprend d'autant plus que les permis exclusifs de recherche en mer sont pourtant soumis à enquête public [24].

L'ordonnance du 20 janvier 2011 prévoit seulement que, avant à la délivrance d'un permis exclusif de recherche, « la ou les demandes retenues font l'objet d'une mise à disposition du public par voie électronique, dans des conditions lui permettant de formuler ses observations ». Le Ministère annonce donc sur son site qu'un lien est disponible pour que le citoyen puisse envoyer ses observations. La discrète mise en ligne des informations sur le site gouvernemental n'a donné lieu à aucune communication aux populations intéressées et ne s'accompagne d'aucune invitation à exprimer un avis, faire des commentaires, ni même de mode d'emploi pour faciliter la lecture cartographique de l'étendue et de la situation des territoires accordés. Si les dossiers sont bien présents, le site ministériel ne fournit pas les cartes géographiques permettant de localiser l'étendue des territoires octroyés. Il faut pour comprendre se livrer à un travail de géographe, un casse-tête pour le citoyen.

Ensuite, « l'autorisation d'ouverture de travaux de recherches (...) est accordée par l'autorité administrative compétente après la consultation des communes intéressées et l'accomplissement d'une enquête publique (...) » [25]. Le souci est que les travaux en questions concernant les forages d'explorations avec fracturation hydraulique ne relèvent pas du régime d'autorisation. En effet, le décret n° 2006-649 du 2 juin 2006 relatif aux travaux miniers, aux travaux de stockage souterrain et à la police des mines et des stockages souterrains stipule que sont soumis à l'autorisation les travaux de recherches de mines autres que les hydrocarbures liquides ou gazeux. Les travaux concernant des forages d'exploration d'hydrocarbures liquides ou gazeux (et dont les gaz et huiles de schistes) sont donc soumis à déclaration seulement. L'ouverture de travaux de recherche de gaz de schiste échappe ainsi à l'enquête publique. De plus, les documents de prospection sont non communicables au public pendant 20 ans [26].

5.2.2. **Faiblesses de l'évaluation environnementale**

L'autorisation d'ouverture de travaux de recherches ou d'exploitation prévoit l'obligation de fournir une étude d'impact ainsi qu'une étude de danger aux administrations compétentes [27]. Seulement, comme il l'a été explicité précédemment, l'ouverture des travaux d'exploration des gaz de schiste entre dans le régime de déclaration et n'est donc pas soumise à une étude d'impact et de danger. Elle requiert uniquement une notice d'impact, version très édulcorée d'une étude d'impact.

Les notices d'impact des permis de recherche en cours sont disponibles sur le site du gouvernement. Une lecture attentive de ces documents souligne qu'aucun impact n'est évalué ou chiffré. Et aucune référence à des SDAGE (schéma directeur d'aménagement de gestion des eaux) n'est mentionnée. Il n'est donc pas prévu comment l'utilisation conséquent d'énormes volumes d'eau pourrait être compatibles avec les autres usages de cette ressource.

5.3. **Un manque d'information qui suscite la peur au sein de la population**

L'acceptabilité sociale de cette nouvelle ressource énergétique et des conséquences de son exploitation est loin d'être acquise, en raison d'un manque d'information flagrant auprès du public et l'absence de prise en compte de l'avis des populations concernées. En effet, la décision finale d'explorer ou d'exploiter les ressources non conventionnelles demeure entre les mains du ministre en charge de l'énergie. Les avis du préfet et de la DREAL sont consultatifs. En outre, le Code minier semble peu ou prou se préoccuper des effets environnementaux de l'exploitation de ces nouvelles ressources minières. De plus, aucune mise en balance des intérêts économiques des différentes parties prenantes n'a été effectuée. Les potentialités en terme d'emploi que pourrait générer l'industrie du gaz de schiste au regard des pertes d'activités dues à un autre usage des territoires n'a pas été étudié en France par exemple. Tout porte à croire donc que la réforme, réalisée en urgence, du code minier a été établi en faveur des industries pétrolières et gazières.

Le débat sur les gaz de schistes souffre d'autant plus de transparence que les seules informations disponibles facilement, par Internet, véhiculent la peur : les incidents aux Etats Unis concernant des fuites de méthane dans les nappes et toutes sortes d'impact sur la santé (notamment en raison de CMR présents dans les liquides de fracturation) sont largement décriés et aveuglent le citoyen.

Le fait que la décision finale d'octroyer des permis requiert de l'autorité du ministre de l'énergie seulement illustre un problème de gouvernance. Les collectivités locales n'ont ainsi aucun poids dans les décisions concernant les choix énergétiques. Le BRGM souhaiterait à ce titre pouvoir peser dans les décisions. De plus, la déclaration officielle de certaines régions, telle que la région Rhône-Alpes, à s'être opposées à l'exploitation de gaz de schiste est un

symbole fort de mécontentement d'une part et d'un souhait d'être pris en compte dans le débat public.

La taille des gisements exploitables ne change rien à l'inquiétude des populations. L'étude de l'impact environnemental de l'industrie apparaît, par conséquent, d'une importance première.

CONCLUSION

Une incidence inévitable de l'extraction de gaz de schiste est l'occupation de terrain importante par les tabliers de forage ainsi que toutes les infrastructures nécessaires au transport du gaz, au traitement du gaz et des eaux de fracturation. Parmi les impacts potentiels importants, on peut citer l'émission de polluant, la contamination des nappes aquifères et les conflits d'usage de la ressource en eau.

Bien que l'expérience américaine indique que les incidents de contamination des nappes proviennent d'erreurs professionnelles, il conviendrait d'encadrer et de surveiller de près les travaux de forage réalisés afin de garantir une étanchéité maximale. De plus, les structures géologiques complexes du sud est de la France appelle à la précaution quant à la circulation profonde des eaux souterraines et donc à la dispersion et remontée de polluants dans les nappes.

Les émissions fugitives de méthane provoquées par la fracturation hydraulique ont un impact considérable sur le bilan des gaz à effet de serre. Les émissions provoquées par l'infiltration de méthane dans les nappes aquifères n'ont pas encore été évaluées et pourraient de ce fait accabler encore plus le bilan. Retenons que les émissions propres à chaque projet sont très variables, d'un facteur dix. Selon la combinaison de plusieurs facteurs, les émissions de gaz à effet de serre du gaz de schiste peuvent être relativement faibles, comparables à celles du gaz naturel conventionnel transporté sur de longues distances, ou nettement plus importantes, comparables à celles du charbon sur l'ensemble de son cycle de vie.

Le potentiel de la disponibilité de gaz non conventionnel doit être envisagé par rapport à la production de gaz conventionnel et de la dépendance énergétique de la France. La production française de gaz reste marginale comparée à la consommation. On s'attend à ce que la demande de gaz croisse dans les prochaines décennies et alourdissent ainsi la facture énergétique française en raison de l'augmentation des importations.

Pour le moment, les estimations évaluant les réserves de gaz de schiste en France sont fondées sur des comparaisons géologiques avec les schistes américains. De grandes incertitudes pèsent donc sur ces données. Des scénarios de développement de puits de gaz de schiste pourraient permettre de chiffrer les bénéfices qui pourraient être générés pour la France. Or à ce jour, aucune étude approfondie n'a été réalisée en France sur cette problématique, pourtant essentielle à la décision d'orienter le mix énergétique français vers cette nouvelle ressource. On peut néanmoins citer quelques éléments primordiaux qui ne doivent être perdus de vue quant à la rentabilité des puits : les surfaces exploitées pourraient être bien moindres que prévues étant donné les contraintes environnementales en vigueur. Le taux de production des puits décline très rapidement, ce qui implique de forer un grand nombre de puits pour maintenir la production. Le taux de retour énergétique pour les gaz de schiste n'a pas encore été évalué, mais demeure certainement très faible par

rapport aux autres énergies fossiles. Que les gaz de schiste puisse soulager la consommation de gaz française demeure une question en suspens au vue du manque de fiabilité des données existantes.

La question de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste met en évidence la complexité et la sensibilité du processus de prise de décision lorsqu'il s'agit de ressources collectives. C'est bien le manque d'informations et de transparence lors de l'octroi de permis de recherche qui a provoqué des manifestations dans les régions concernées. La réforme du code minier laisse apparaître de nombreuses imperfections, notamment l'absence de consultation publique - contraire à la charte de l'environnement - et semble faire fi des préoccupations environnementales pourtant au cœur des inquiétudes des citoyens. La prise de décision relevant au final seulement du ministre chargé de l'Energie met en évidence des améliorations à apporter concernant l'exercice de la démocratie lorsqu'il s'agit de questions énergétiques.

Les projets d'exploitation de gaz de schiste pourraient donner l'impression aux consommateurs d'une sécurité d'approvisionnement à un moment où il faudrait encourager les consommateurs à réduire cette dépendance par des économies, des mesures d'efficacité et le recours à des sources alternatives. Au vue de la difficulté de sensibilisation des politiques sur la nécessité d'une transition énergétique et de la complexité pour organiser un nouveau mix énergétique, recourir à une nouvelle forme d'énergie finie retarderait sans doute les prises de décision et la réflexion nécessaire pour s'orienter vers des énergies renouvelables.

ANNEXES

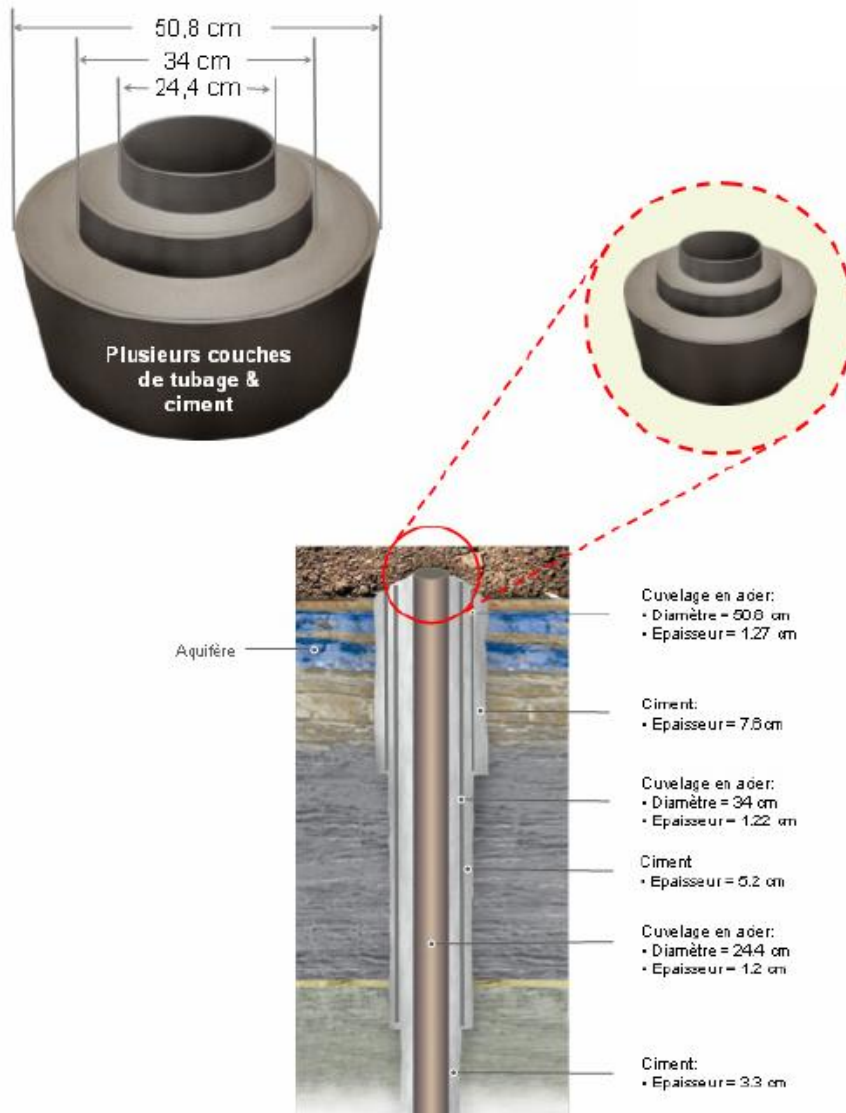


Figure 8: Exemple de cuvelage et de tubage

Traduction de la figure 3	
CH4 vented	CH4 rejeté dans l'atmosphère
Dissolved CH4	CH4 dissous
Flow-back	Refoulement
NG processing	Traitement du GN
Drinking water well	Puits d'eau potable
Cap rock	Enveloppe rocheuse
Shale	Schiste
Hydrofrac zone	Zone de fracturation hydraulique

Figure 9: Traduction de la figure 3

Traduction de la figure 5	
Coal transport (train, 250 km)	Transport du charbon (train, 250 km)
GHG [g CO2 equivalent/MJ]	GES[g d'équivalent CO2/MJ]
NG Distribution (pipeline, 500 km)	Distribution du Gaz Naturel (gazoduc, 500 km)
NG/coal transport	Transport du Gaz Naturel/charbon
NG transport via trailer, 100 km	Transport du Gaz Naturel par camion-remorque, 100 km
NG compression to 20 MPa	Compression du GN à 20 MPa
NG / coal production	Production du Gaz Naturel/charbon
Coal	Charbon
shale & tight gas, 30 % CO2	gaz de schistes et gaz en formations étanches, 30 % CO2
shale & tight gas, trailer	gaz de schistes et gaz en formations étanches, camion-remorque
shale & tight gas	gaz de schistes et gaz en formations étanches
NG, 7 000 km	Gaz Naturel, 7 000 km

Figure 10: Traduction de la figure 5

GLOSSAIRE

AIE	Agence Internationale de l'Energie
BRGM	Bureau de Recherche Géologique et Minière
BTU	British Thermal Unit
CGIET	Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies
CMR	Cancérogène, mutagène, reprotoxique
COV	Composés organiques volatiles
DREAL	Direction régionale de l'Environnement, de l'aménagement et du logement.
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts international sur l'évolution du climat
GNL	Gaz naturel liquéfié
IFPEN	Institut Français du Pétrole et des Energies Nouvelles
SDAGE	Schéma directeur d'aménagement de gestion des eaux
TRE	Taux de retour énergétique
UFIP	Union française de l'industrie du pétrole

BIBLIOGRAPHIE

1 IFPEN. Les gaz de schiste [en ligne]. Disponible sur <<http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/tous-les-zooms/les-gaz-de-schistes-shale-gas>> (consulté le 15/12/2011)

2 Goodman, W.R., and Maness, T.R. 2007. Michigan Antrim Shale Play – A Two-Decade Template for Successful Devonian Gas Shale Development, 2007 Eastern Section, American Association of Petroleum Geologists 36th Annual Meeting, Abstract.

3 Cook, Troy, and R.R. Charpentier, 2010, Assembling probabilistic performance parameters Reference of shale-gas wells: U.S. Geological Survey Open-File Report 2010-1138

4 European Parliament, Directorate general for internal policies policy department : economic and scientific policy. Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health. PE 464.425. Policy Department, juin 2011, 90p [en ligne]. Disponible sur <<http://europeecologie.eu/IMG/pdf/shale-gas-pe-464-425-final.pdf>> (consulté le 10/01/2011)

5 Howarth, Robert W., Santoro, Renee, Ingraffea, Anthony. 2011. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. Climatic Change Letters. En ligne. Disponible sur <<http://thehill.com/images/stories/blogs/energy/howarth.pdf>> (consulté le 20/12/2011)

6 Schein G.W., Carr P.D., Canan P.A., Richey R. Ultra Lightweight Proppants: Their Use and Application in the Barnett Shale. SPE Paper 90838 présenté lors de la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 septembre, Houston, Texas.

7 EAU France. Chiffres clés [en ligne]. Disponible sur <http://www.eaufrance.fr/spip.php?rubrique189> (consulté le 03/01/2012)

8 Idem que référence 4

9 UFIP. Les gaz de schiste [en ligne] Disponible sur <http://www.ufip.fr/?rubrique=4&ss_rubrique=650&inner=196&id=d_196> (consulté le 12/01/2011)

10 André Cicoella , Fabrice Nicolino. Conférence sur les gaz de schiste. Géosciences, Université Montpellier. 29 mars 2011. [en ligne]. Disponible sur <<http://www.webtv.univ-montp2.fr/conferences-et-colloques/gaz-de-schiste-dans-le-sud-de-la-france/>> (consulté le 20/12/2011)

11 Sumi L. Shale gas: focus on Marcellus shale. Report for the Oil & Gas Accountability Project/ Earthworks. Mai 2008

12 Idem que référence 4

13 Idem que référence 4

14 Idem que référence 4

15 Commissariat général au Développement Durable. Bilan énergétique 2011. [En ligne] Disponible sur <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits_editoriaux/Publications/References/2011/R%C3%A9f.%20Bilan%20%C3%A9nerg%C3%A9tique%20pour%202010%20-%20juin%202011%20modif%20p%2014.pdf> (consulté le 02/01/2012)

16 Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières Observatoire de l'énergie. Scénario DGEMP 2008. [En ligne]

Disponible sur <http://www.observatoire-energies-centre.org/upload/document//FILE_4aa0fca03567f_scenario_2008.pdf/scenario_2008.pdf?PHPSESSID=746cb08ab53954cdf2883d762e4e5732> (consulté le 02/01/2012)

17 US EIA. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions

Outside the US, US- Energy Information Administration, April 2011. [En ligne]. Disponible sur <<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/?src=email>> (consulté le 23/01/2012)

18 Idem que référence 3

19 Goodrich . Goodrich Petroleum Corporation Presentation at the IPAA oil and gas investment symposium, New York, New York, 11th April 2010. [En ligne]. Disponible sur <<http://www.goodrichpetroleum.com/presentations/April2010.pdf>> (consulté le 23/01/2012)

20 Ministère du développement durable. Pourquoi rechercher des ressources. [En ligne]. Disponible sur <<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Pourquoi-rechercher-des-ressources.html>>(consulté le 02/02/2012)

21 CLEVELAND, Cutler J.. Net energy from the extraction of oil and gas in the United States », Energy, vol. 30, no 5, 2005, p. 781

22 IRIS. Gaz de schiste : une filière écologique et profitable pour le Québec ? [En ligne]. Disponible sur <http://www.iris-recherche.qc.ca/publications/gaz_de_schiste_une_filiere_ecologique> (consulté le 02/02/2012)

²³ Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie. Ordonnance n° 2011-91 du 20 janvier 2011 portant codification de la partie législative du code minier. NOR : INDI1009820R. Version consolidée au 01 mars 2011. C. minier, art. L. 122-3

24 Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie. Ordonnance n° 2011-91 du 20 janvier 2011 portant codification de la partie législative du code minier. NOR : INDI1009820R. Version consolidée au 01 mars 2011. C. minier, art. L. 123-2

25 Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie. Ordonnance n° 2011-91 du 20 janvier 2011 portant codification de la partie législative du code minier. NOR : INDI1009820R. Version consolidée au 01 mars 2011. C. minier, art. L. 162-4

26 Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie. Ordonnance n° 2011-91 du 20 janvier 2011 portant codification de la partie législative du code minier. NOR : INDI1009820R. Version consolidée au 01 mars 2011. C. minier, art. L. 162-6

27 Idem que référence 25