



**Conseil général (de l'économie)\*,  
de l'industrie, de l'énergie  
et des technologies**

n° 2011/04/CGIET/SG  
n° 2011/26/CGIET/SG

**Conseil général de l'environnement  
et du développement durable**

CGEDD n° 007612-01  
CGEDD n° 007612-03

# **Les hydrocarbures de roche-mère en France**

**Rapport initial**

et

**Rapport complémentaire**

*(suite à la loi du 13 juillet 2011*

*créant la Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques  
d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux).*

**Février 2012**

(\*) A compter du 1er mars 2012, le CGIET voit son champ de compétences élargi en matière financière (décret n° 2011 du 14/11/2011)



Établi  
pour le rapport initial

par

**Jean-Pierre LETEURTROIS**

**Ingénieur général des mines**

**Didier PILLET**

**Ingénieur en chef des mines**

**Jean-Louis DURVILLE**

**Ingénieur général des ponts,  
des eaux et des forêts**

**Jean-Claude GAZEAU**

**Ingénieur général des ponts,  
des eaux et des forêts**

et

pour le rapport complémentaire

par

**Gilles BELLEC**

**Ingénieur général des mines**

**Didier PILLET**

**Ingénieur en chef des mines**

**Serge CATOIRE**

**Ingénieur général des mines**

**Jean-Louis DURVILLE**

**Ingénieur général des ponts,  
des eaux et des forêts**

**Jean-Claude GAZEAU**

**Ingénieur général des ponts,  
des eaux et des forêts**

Février 2012



# Introduction générale

La ministre de l'écologie, du développement durable des transports et du logement et le ministre de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique ont, par lettre du 4 février 2011, chargé le vice-président du Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGIET) et le vice-président du Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) de diligenter une mission portant sur les hydrocarbures de roche-mère.

Le cadrage de cette mission initiale a été précisé aux termes de réunions avec les Cabinets des ministres commanditaires et les services d'administration centrale concernés. La mission a ainsi reçu le quadruple mandat d'étudier en priorité :

- le potentiel de développement des hydrocarbures de roche-mère ainsi que les opportunités économiques et les enjeux géopolitiques associés ;
- les techniques d'exploitation : leur efficacité, leur maîtrise par l'industrie française, leurs impacts, leur coût et leurs perspectives d'évolution ;
- les enjeux sociétaux et environnementaux pouvant avoir une incidence sur le développement d'une exploitation des hydrocarbures de roche-mère en France ;
- le cadre légal, fiscal et réglementaire applicable, ainsi que l'organisation et les moyens de l'administration en charge du dossier.

La mission s'est d'abord attachée à compléter son information sur les techniques employées pour rechercher et exploiter les hydrocarbures de roche-mère. Elle a consulté l'abondante littérature publiée sur le sujet. Elle a rencontré les organismes techniques français (IFPEN, BRGM, INERIS) concernés, ainsi que les opérateurs pétroliers et leurs sous-traitants intervenant en France. Elle s'est rapprochée des administrations en charge des mines pour apprécier les difficultés juridiques et administratives que posent les hydrocarbures de roche-mère. Elle s'est déplacée dans trois départements pour recueillir les avis et analyses des élus locaux, des organisations de protection de l'environnement et des organismes scientifiques mobilisés autour des projets d'exploration des ressources en hydrocarbures de roche-mère. Deux des membres de la mission ont effectué un déplacement aux États-Unis du 9 au 12 mai qui leur a permis d'une part de se rendre sur cinq sites au Texas (2 en zone péri-urbaine, 3 en zone très rurale) aux différents stades opérationnels (forage, fracturation hydraulique en cours, puits en production) et d'autre part de rencontrer les autorités des États du Texas et de Pennsylvanie chargés de la réglementation, des représentants des industriels, du Department of Energy, de l'Environmental Protection Agency et de la Maison Blanche.

\*  
\* \*

**En parallèle aux travaux des deux Conseils généraux, l'Assemblée nationale a confié une mission d'information aux deux députés François-Michel Gonnot et Philippe Martin sur l'opportunité d'exploiter les hydrocarbures non conventionnels. Les deux députés ont remis leur rapport le 8 juin 2011.**

**Le 13 juillet 2011 a été promulguée la loi** qui encadre strictement les forages d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en interdisant tout recours à la technique de fracturation hydraulique.

Deux dispositions sont notamment introduites par cette loi pour améliorer la connaissance et pour la partager :

- la possibilité « d'expérimentations réalisées à seules fins de **recherche scientifique** sous contrôle public » ;
- la constitution d'une **commission** plurielle qui devra notamment émettre « un avis public sur les conditions de mise en oeuvre des expérimentations »

**Un rapport doit être remis au Parlement un an après la promulgation de la loi.**

\*  
\* \*

**Dans ce contexte, une mission complémentaire a été confiée en août 2011** par les deux ministres aux deux Conseils généraux : Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) et Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGIET).

Les questions posées dans le cadre de cette mission complémentaire sont :

- Passer en revue l'ensemble des techniques disponibles ou en développement pour explorer et exploiter les gaz et huiles de schiste ;
- Evaluer précisément leur efficacité, leur maîtrise par l'industrie française et européenne, leurs impacts, leur coût et leurs perspectives d'évolution ;
- Effectuer le retour d'expérience de l'usage de ces techniques en Europe ;
- Mieux qualifier le potentiel économique que pourrait générer l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère sur le plan national, européen et mondial ;
- Proposer un cadre organisationnel et juridique complet permettant d'encadrer strictement des expérimentations sur les technologies d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en France et d'assurer la concertation nécessaire avec l'ensemble des parties prenantes.

Le rapport complémentaire signale d'abord différents éléments relatifs au contexte au plan international, avant de faire un état des lieux de l'exploitation des GHRM et des techniques associées. Cet état des lieux constate la place actuelle prééminente de l'Amérique du nord dans une activité où elle a une forte antériorité tandis qu'elle ne fait que démarrer en Europe. Le contexte de l'activité, de son extension et de sa réglementation dans différents pays européens est ensuite décrit. Le rapport conclut sur des propositions de nature à éclairer le gouvernement sur les dispositions introduites par la loi du 13 juillet 2011.

**Dans un souci pédagogique, alors que devrait être prochainement constituée la Commission créée par la loi du 13 juillet 2011, il est apparu pertinent aux deux Conseils généraux de rassembler dans un même document les réponses aux questionnements des deux ministres : le rapport initial, le texte de loi qui a suivi et le rapport complémentaire. Une conclusion générale vient clore, un an après la première commande ministérielle, le présent document.**

**Les annexes des deux rapports ont été regroupées en fin du document.**







# **SOMMAIRE GENERAL**

## **INTRODUCTION GENERALE**

**A** **RAPPORT INITIAL (lettre de mission de février 2011)**

**B** **Texte de la Loi du 13 juillet 2011**

**C** **RAPPORT COMPLEMENTAIRE (lettre de mission de juillet 2012)**

## **CONCLUSION GENERALE**

## **ANNEXES**



# **A. RAPPORT INITIAL**

## Sommaire

<b>Introduction.....</b>	<b>page 13</b>
<b>1. Potentiel de développement des hydrocarbures de roche-mère, opportunités économiques et enjeux géopolitiques associés.....</b>	<b>page 14</b>
1.1 Repères chronologiques et de terminologie	
1.2 La situation des gaz et des huiles de roche-mère dans le monde	
1.3 Hydrocarbures de roche-mère : éléments sur le positionnement des majors internationaux	
1.4 Éléments sur l'impact des gaz de roche-mère sur le prix du gaz	
1.5 Peut-on transposer à l'Europe l'impact du développement des gaz de schiste en Amérique du nord ?	
1.6 Europe : éléments de politique énergétique de l'Union européenne impactés par les hydrocarbures de roche-mère	
1.7 La France	
<b>2. Technologies utilisées.....</b>	<b>page 30</b>
2.0 Les forages conventionnels : rappels	
2.1 Gaz et huiles de roche-mère : données géologiques et techniques générales	
2.2 Éléments de contexte	
2.3 Présentation détaillée des techniques de forage et d'extraction	
2.4 Impacts et risques ; techniques de prévention	
2.5 Éléments complémentaires pour l'évaluation des risques	
2.6 Les compétences existantes en France (entreprises et administrations)	
2.7 Amorcer une véritable compétence collective en France : un Comité scientifique, un pôle de compétitivité dédié	
2.8 Capacités techniques et financières des opérateurs à prendre en compte au niveau des déclarations et autorisations de travaux	
<b>3. Enjeux sociétaux et environnementaux.....</b>	<b>page 54</b>
3.1 Les interrogations des collectivités et associations locales : un déficit d'information :	
3.2 Une insuffisance de transparence	
3.3 Un déséquilibre avantages/inconvénients pour les populations locales	
3.4 Des valeurs incompatibles avec l'extraction d'hydrocarbures	
3.5 Éléments sur deux secteurs emblématiques	
3.6 Autres impacts des chantiers en matière d'émissions de gaz à effet de serre (GES) ; bilan GES	
3.7 Exemple de propositions de recommandations faites au Québec en matière de concertation	
3.8 Les entreprises et les contraintes environnementales : impact financier	
<b>4. Cadre légal, fiscal, réglementaire applicable.....</b>	<b>page 61</b>
4.1 Difficultés spécifiques que pose l'application du cadre légal existant à l'exploration et à l'exploitation	
4.2 Les autres textes réglementaires	
4.3 Les chantiers en cours de codification : code minier, code de l'énergie	
4.4 Fiscalité pétrolière et gazière amont	
<b>Conclusion.....</b>	<b>page 72</b>

## Annexes

- Annexe 1** : Lettre de mission
- Annexe 2** : Tableau résumé du cadre légal et réglementaire applicable aux hydrocarbures
- Annexe 3** : Demandes de permis en cours d'instruction
- Annexe 4** : Tableau de quelques équivalences énergétiques
- Annexe 5** : Régime juridique dans quelques pays : éléments de comparaison
- Annexe 6** : Principaux incidents récents signalés aux Etats Unis
- Annexe 7** : Les recommandations du rapport canadien « Points de Rupture »
- Annexe 8** : Production et consommation projetées aux Etats-Unis
- Annexe 9** : Exemple de conception (design) d'un puits
- Annexe 10** : Programme d'étude EPA américain sur la qualité des eaux (février 2011)
- Annexe 11** : Compte rendu de mission au Texas et Pennsylvanie (9 au 12 mai 2011)
- Annexe 12** : Liste des principales personnalités rencontrées

## **Introduction**

La ministre de l'écologie, du développement durable des transports et du logement et le ministre de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique ont, par lettre du 4 février 2011, chargé le vice-président du Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies et le vice-président du Conseil général de l'environnement et du développement durable de diligenter une mission portant sur les hydrocarbures de roche-mère.

Cette mission s'inscrit dans le cadre des travaux engagés suite à la réunion du 10 février 2011 organisée par madame Nathalie Kosciusko-Morizet, ministre de l'écologie, du développement durable des transports et du logement et monsieur Eric Besson, ministre auprès de la ministre de l'économie, des finances et de l'industrie, chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique, avec les opérateurs miniers disposant de titres de recherches d'hydrocarbures de roche-mère en France.

Les vice-présidents du Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies et du Conseil général de l'environnement et du développement durable ont respectivement désigné d'une part M. Jean-Pierre Leteurtrous, ingénieur général des mines et M. Didier Pillet, ingénieur en chef des mines et d'autre part M. Jean-Louis Durville et M. Jean-Claude Gazeau, ingénieurs généraux des ponts, des eaux et des forêts pour réaliser cette mission.

Le cadrage de la mission a été précisé aux termes de réunions avec les Cabinets des ministres commanditaires et les services d'administration centrale concernés. La mission a ainsi reçu le quadruple mandat d'étudier en priorité :

- le potentiel de développement des hydrocarbures de roche-mère ainsi que les opportunités économiques et les enjeux géopolitiques associés ;
- les techniques d'exploitation : leur efficacité, leur maîtrise par l'industrie française, leurs impacts, leur coût et leurs perspectives d'évolution ;
- les enjeux sociétaux et environnementaux pouvant avoir une incidence sur le développement d'une exploitation des hydrocarbures de roche-mère en France ;
- le cadre légal, fiscal et réglementaire applicable, ainsi que l'organisation et les moyens de l'administration en charge du dossier.

La mission s'est d'abord attachée à compléter son information sur les techniques employées pour rechercher et exploiter les hydrocarbures de roche-mère. Elle a consulté l'abondante littérature publiée sur le sujet. Elle a rencontré les organismes techniques français (IFPEN, BRGM, INERIS) concernés, ainsi que les opérateurs pétroliers et leurs sous-traitants intervenant en France. Elle s'est rapprochée des administrations en charge des mines pour apprécier les difficultés juridiques et administratives que posent les hydrocarbures de roche-mère. Elle s'est déplacée dans trois départements pour recueillir les avis et analyses des élus locaux, des organisations de protection de l'environnement et des organismes scientifiques mobilisés autour des projets d'exploration des ressources en hydrocarbures de roche-mère. Deux des membres de la mission ont effectué un déplacement aux États-Unis du 9 au 12 mai qui leur a permis d'une part de se rendre sur cinq sites au Texas (2 en zone péri-urbaine, 3 en zone très rurale) aux différents stades opérationnels (forage, fracturation hydraulique en cours, puits en production) et d'autre part de rencontrer les autorités des États du Texas et de Pennsylvanie chargés de la réglementation, des représentants des industriels, du Department of Energy, de l'Environmental Protection Agency et de la Maison Blanche.

Ce rapport comporte quatre parties et une conclusion. La première partie vise à évaluer le potentiel de développement des hydrocarbures de roche-mère. La deuxième partie présente les techniques utilisées par l'industrie pétrolière pour explorer et exploiter ces ressources, les risques pour la santé et l'environnement et les moyens de les limiter. La troisième partie expose les principaux enjeux environnementaux et sociétaux. Enfin, la quatrième partie retrace le cadre législatif et réglementaire dans lequel s'inscrivent la recherche et l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.

# 1. Potentiel de développement des hydrocarbures de roche-mère, Opportunités économiques et enjeux géopolitiques associés

## 1.1 Repères chronologiques et de terminologie

Le premier puits de gaz naturel a été foré aux États-Unis en 1821, une première compagnie gazière a été créée en 1858 et une première fracturation hydraulique a été réalisée à la fin des années 1940. Les opérations de fracturation hydraulique, consistant à fracturer la roche avec un fluide sous haute pression pour libérer le gaz ou l'huile, étaient très peu rentables jusqu'à la maîtrise par Devon en 2002 de la technique de forage horizontal, des essais vraiment concluants en 2005 permettant à la production de décoller aux États Unis en 2007. Elle connaît depuis un essor fulgurant.

Très schématiquement, les gisements d'hydrocarbures (gaz ou pétrole brut) **conventionnels** se caractérisent par l'existence d'une accumulation située dans une roche poreuse et perméable. On procède alors à l'extraction des hydrocarbures par forage et pompage dans le réservoir.

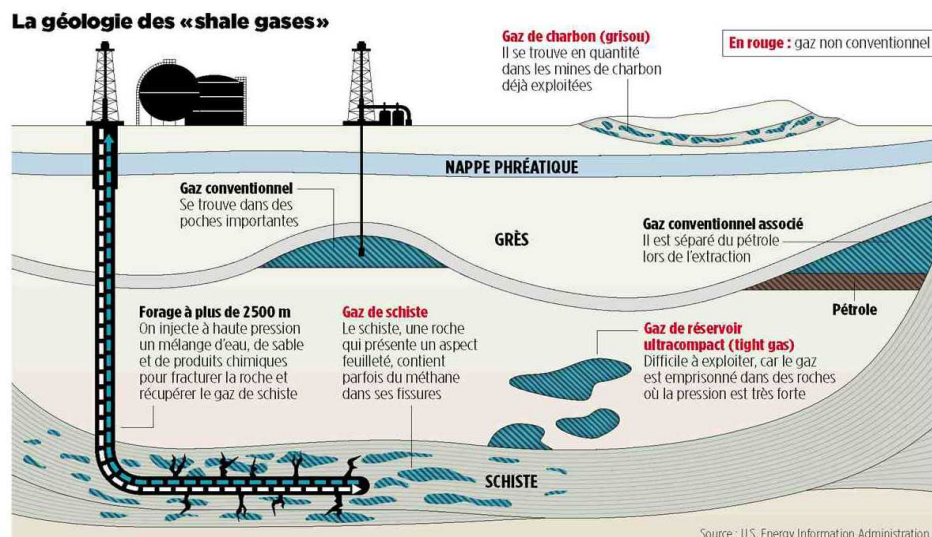


Figure 1. Source : *Le Point* 5 août 2010 : « Plein gaz dans les schistes »

Les gisements d'hydrocarbures **non conventionnels** ont des caractéristiques différentes :

- **Les hydrocarbures de roche-mère** sont dispersés (absence d'accumulation) au sein d'une formation de roche non poreuse (en général un « shale » ou schiste argileux, ou argilite) qu'il faut fissurer pour extraire les huiles ou le gaz qui s'y trouvent ;
- **Les gaz de réservoir compact** (tight gas) sont accumulés dans une roche devenue non poreuse et imperméable qu'il faut également fissurer pour extraire le gaz ;
- **Le gaz de houille**<sup>1</sup> (coalbed methane), le grisou, est dispersé et piégé dans les gisements de charbon. Son extraction exige également des opérations de fissuration.

Enfin, les **sables bitumineux**, notamment ceux du Canada, relèvent d'une autre catégorie de produits, justifiables d'autres techniques : il s'agit de gisements exploités à ciel ouvert et dont la

<sup>1</sup> A ne pas confondre avec le « gaz de mines », également du grisou, que l'on récupère par simple pompage dans les anciens travaux miniers non encore ennoyés, par exemple en France dans l'ancien bassin houiller du Nord-Pas-de-Calais.

matière organique doit être soumise à un traitement thermique. Ils diffèrent donc fondamentalement des hydrocarbures de roche-mère.

Il faut souligner le caractère trompeur de l'appellation « hydrocarbures non-conventionnels » : ce qui est « non-conventionnel » n'est pas la nature de l'hydrocarbure, mais la roche dans laquelle on les trouve et les conditions dans lesquelles ils sont retenus dans cette roche.

Les termes « gaz et huile de schiste » sont aussi utilisés, même si le mot « schiste » est mal défini :

*En France, le mot « schiste », au sens large, désigne aussi bien cette argile feuilletée (schiste argileux) que toute autre roche métamorphique (schiste) obtenue en raison d'une augmentation très élevée de la pression et de la température, et donc ne contenant pas de gaz naturel. Dans la langue anglaise, le « schist » désigne la roche métamorphique alors que la roche sédimentaire est nommée « shale ». Le dictionnaire de géologie français reconnaît les deux termes et suggère de ne pas utiliser le terme schiste dans son sens large. [Source : rapport canadien du BAPE, février 2011]*

En France, le « vocabulaire du pétrole et du gaz » adopté par la Commission générale de terminologie et de néologie placée auprès du Premier ministre a adopté le terme « huile de schiste » pour traduire « shale oil » (JO du 22 septembre 2000). La mission a pris le parti d'adopter dans le présent rapport le terme « gaz ou huile de roche-mère » pour rester cohérent avec le vocabulaire utilisé par sa lettre de mission.

## 1.2 La situation du gaz et des huiles de roche-mère dans le monde

Selon l'Agence Internationale de l'Energie (World Energy Outlook 2009), les **ressources mondiales récupérables de gaz non conventionnel** ( $370 \text{ Tm}^3$ )<sup>2</sup> seraient du même ordre de grandeur que les **ressources récupérables conventionnelles** ( $404 \text{ Tm}^3$ ). Le gaz de roche-mère contribuerait pour  $183 \text{ Tm}^3$  à ces ressources récupérables (Figure 2).

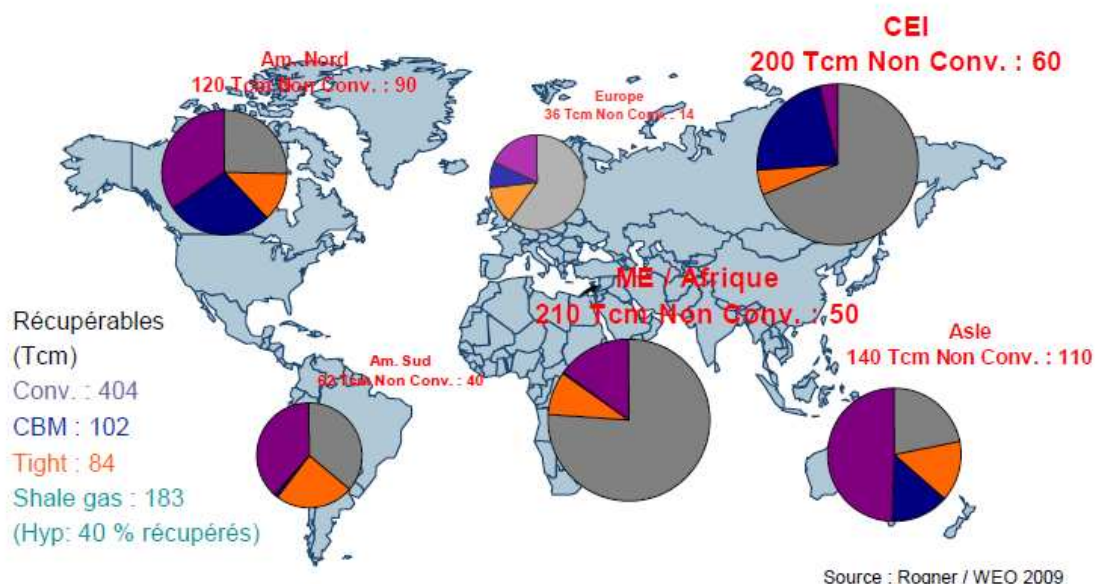


Figure 2.

L'AIE ne donne pas d'indication sur le potentiel mondial d'huile de roche-mère.

<sup>2</sup>  $\text{Tm}^3$  : Tétra-mètre cube. Soit, selon les errements habituels, mille milliards de  $\text{m}^3$ .

Très récemment (avril 2011), l'EIA<sup>3</sup> a publié une étude sur le potentiel de gaz de roche-mère dans 48 bassins situés dans 32 pays hors des États-Unis.

Le tableau suivant tiré de cette étude compare les quantités de gaz de roche-mère techniquement récupérables avec les réserves prouvées de gaz naturel conventionnel pour les principaux pays européens.

	Réserves prouvées de <b>gaz conventionnel</b> (en Tm <sup>3</sup> )	<b>Gaz de roche-mère</b> techniquement récupérable (en Tm <sup>3</sup> )
<b>France</b>	<b>0,006</b>	<b>5,1</b>
Allemagne	0,18	0,23
Pays-Bas	1,39	0,48
Norvège	2,04	2,35
Suède		1,16
<b>Pologne</b>	<b>0,16</b>	<b>5,29</b>

Figure 3. *Source EIA (2011)*

Avec la Pologne, la France apparaît être, selon l'étude de l'EIA, le pays d'Europe le plus richement doté de ressources en gaz de roche-mère, avec un potentiel d'environ 5 Tm<sup>3</sup> de gaz techniquement récupérables.

Il faut toutefois prendre ces données avec circonspection. Il s'agit d'estimations sommaires<sup>4</sup> et, de plus, tous les gisements techniquement récupérables ne sont pas effectivement exploitables (pour des raisons d'accessibilité ou de rentabilité).

### 1.2.1/ Le Canada

**Au Canada, les principales réserves de gaz de roche-mère sont d'une part en Colombie britannique, en Alberta et au Saskatchewan, et d'autre part au Québec (schistes d'Utica). Le potentiel semble être sensiblement inférieur à celui des États-Unis.**

Au Québec en particulier, il existe aujourd'hui 600 forages pétroliers ou gaziers dans les basses-terres du Saint-Laurent. Une trentaine d'entre eux ont été forés par différentes compagnies spécifiquement pour évaluer le potentiel des gaz de roche-mère, dont une vingtaine ont subi des fracturations hydrauliques. **Aucun puits n'est en exploitation et la totalité du gaz consommé au Québec vient de l'Ouest canadien.**

### 1.2.2/ États-Unis : un développement exponentiel récent

Les États-Unis d'Amérique ont été le premier pays à exploiter industriellement les hydrocarbures non conventionnels, et notamment les hydrocarbures de roche-mère.

Aujourd'hui, la production de gaz non conventionnelle dépasse l'exploitation conventionnelle. Le gaz de roche-mère contribue pour 15 % à la production nationale des États-Unis avec une croissance annuelle de 15 %. 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).

<sup>3</sup> EIA : US Energy Information Administration : "World Shale Gas Resources : An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States"

<sup>4</sup> Réalisées par extrapolation de données de teneur en hydrocarbure issues de quelques sondages à l'ensemble de la superficie des bassins supposés, sans tenir compte de la variabilité géologique qui leur est inhérente : estimations sans doute optimistes.





Figure 4

Cette révolution énergétique n'a pas été sans conséquences : les Etats-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<sup>5</sup> et celle d'un report de construction de nouvelles centrales nucléaires.

### 1.3 Hydrocarbures de roche-mère : éléments sur le positionnement des majors internationaux

Les majors pétroliers révisent désormais leur stratégie et procèdent le plus souvent par acquisitions pour accélérer leur maîtrise des techniques. Les grands opérateurs ont cédé des concessions, ouvert des parts importantes mais minoritaires à certains majors (joint ventures) afin de réduire leur risque, d'acquérir de nouvelles propriétés en diminuant leur endettement. Sans viser l'exhaustivité, la mission a jugé utile de citer quelques opérations financières significatives :

**Total** a ainsi racheté fin 2009 25 % du portefeuille d'actifs de l'opérateur américain Chesapeake, dans les Barnett shales, l'un des plus grands bassins du Texas, avec une option pour y investir jusqu'à 1,45 Md \$.

L'indien **Reliance** a acquis (transfert de technologie) en juillet 2010 45% de Texas Pioneer Natural Resources pour 1 Md \$.

En mai 2010, **Shell** a acquis East Resources, un producteur de Pennsylvanie, pour 4,7 Mds \$.

Enfin **ExxonMobil**, numéro un mondial, a acquis en décembre 2009 pour 41 milliards de dollars (33 Mds €) XTO Energy. XTO Energy est positionné sur presque tous les bassins des Etats-Unis.

### 1.4 Éléments sur l'impact des gaz de roche-mère sur le prix du gaz

Compte tenu du coût du transport par mer à longue distance, il n'y a pas **un** marché mondial du gaz avec un prix mondial mais des marchés du gaz, marchés à terme et « spot » certes, mais aussi des marchés par grandes zones géographiques pour lesquelles la densité des infrastructures de transport, de transformation (phase gazeuse ↔ GNL) influent beaucoup. Aux États-Unis, le prix du BTU (British Thermal Unit) est actuellement **moitié moindre** qu'en Europe et en termes de réseaux les infrastructures réalisées sont plus maillées.

**La croissance de la production de gaz de roche-mère a joué un rôle significatif sur le prix « spot » aux USA (voir figure 5).**

<sup>5</sup> Gas Naturel Liquéfié

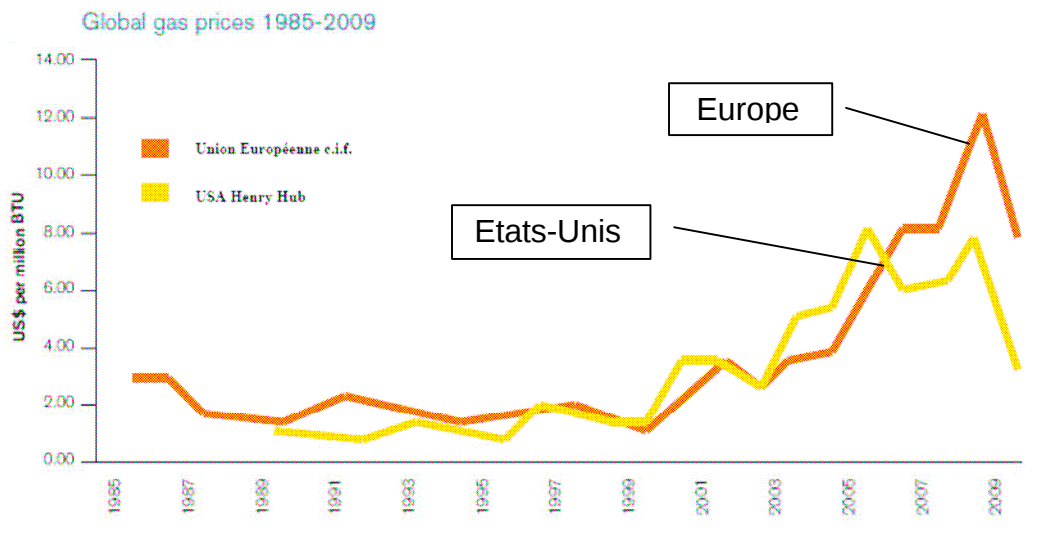


Figure 5. Source : statistiques BP

On constate un décrochage des prix aux États-Unis à partir de 2005, date de l'essor du gaz de roche-mère dans ce pays et un différentiel de 4 à 5 \$ ensuite. La crise financière se marque par la baisse des prix en 2009.

### 1.5 Peut-on transposer à l'Europe l'impact du développement des gaz de schiste en Amérique du nord ?

Il est tentant de prendre l'exemple des États-Unis pour transposer sans précaution la problématique des gaz de roche-mère.

Ceci appelle plusieurs remarques. Il y a un pas important entre l'hydrocarbure réputé présent dans le sous-sol (la ressource) et la quantité exploitable dans des conditions économiques et environnementales acceptables.

Plusieurs différences font que les quantités exploitables en Europe n'ont rien à voir avec le contexte américain :

- Une densité de population plus forte,
- Un droit du sous-sol différent,
- Des contraintes environnementales plus importantes,
- Des bassins sédimentaires plus petits,
- Un réseau de canalisations entre lieux de production et les infrastructures de transport moins fortement maillé.

Les différences, telles que peuvent les percevoir les opérateurs, peuvent ainsi s'exprimer :

- Dépenses d'exploration plus importantes qu'aux États-Unis,
- Coûts plus élevés de forage et complétion<sup>6</sup>,
- Une réglementation des forages plus développée qu'aux États-Unis (du moins aujourd'hui), avec des procédures plus lentes et des contrôles stricts,
- L'absence de sociétés de service de travaux pétroliers,
- Investissements en infrastructures.

↪ **Le contexte et les conditions d'exploitation en Europe, et singulièrement en France, sont très différents du contexte américain.**

<sup>6</sup> Ensemble des opérations d'achèvement d'un puits de pétrole qui précèdent sa mise en production

## **1.6 Europe : éléments de politique énergétique de l'Union européenne impactés par les hydrocarbures de roche-mère**

L'AIE estime à 36 Tm<sup>3</sup> les ressources récupérables de gaz conventionnel en Europe, et à 14 Tm<sup>3</sup> de gaz non-conventionnel. On rappelle qu'en l'absence de forages exploratoires en Europe, il n'est pas possible d'être précis sur la part des ressources en hydrocarbures de roche-mère susceptible d'être exploitable dans des conditions économiques et environnementales acceptables.

La mission se bornera à ce stade à évoquer deux éléments impactés par la perspective de produire en Europe des hydrocarbures de roche-mère : la politique énergétique européenne sous influence polonaise, le positionnement de la technique de stockage de CO<sub>2</sub> (CCS = capture et stockage du carbone).

### **1.6.1/ La position importante de la Pologne dans l'échiquier européen en matière énergétique (présidence européenne au 2<sup>ème</sup> semestre 2011)**

Les hydrocarbures de roche-mère sont susceptibles d'occuper une place notable dans le mix énergétique européen à **horizon 2020** et donc d'influer sur sa politique énergétique. Ceci confère un relief tout particulier à la prochaine présidence européenne : la Pologne.

En effet, la mission a rencontré des responsables polonais. La Pologne se prépare activement à prendre, après la Hongrie, la présidence de l'Union européenne, le 1er juillet prochain. **Le gouvernement polonais a adopté le programme de la présidence avec, parmi ses priorités, la sécurité énergétique.**

#### ***PRIORITÉS ET PROGRAMME DE LA PRÉSIDENTE POLONAISE DU CONSEIL DE L'UE AU SECOND SEMESTRE DE L'ANNÉE 2011 (extraits)***

##### ***« [...] 3. Renforcement de la politique énergétique extérieure de l'UE***

*La Pologne propose un débat approfondi au sujet de nouvelles solutions législatives et non législatives qui permettraient de maintenir la compétitivité du secteur énergétique européen par rapport aux changements des conditions extérieures. Un débat est prévu concernant les solutions actuelles et les nouvelles orientations des activités de l'Union européenne sur le marché de l'énergie. L'objectif sera de trouver des mécanismes pour une politique énergétique extérieure solidaire et concurrentielle, conformément aux dispositions du traité de Lisbonne. »*

*[Extrait du programme prioritaire de la Pologne présenté en juillet 2010]*

### **1.6.2/ Europe et hydrocarbures de roche-mère : Éléments sur certains enjeux stratégiques impactés : CCS (capture et stockage du carbone) et énergies renouvelables :**

Les différents scénarios énergétiques et d'émissions de GES à horizon 2050 supposent, pour satisfaire à l'objectif d'une division par 4 de nos émissions de GES par rapport à 1990, outre des énergies à faible contenu carbone en substitution d'une part des énergies fossiles, le recours à des techniques dites de « capture et stockage du CO<sub>2</sub> ».

L'Europe a ainsi placé des espoirs sur le CCS pour diminuer le contenu carbone de certaines énergies fossiles (charbon en particulier).

La mise en parallèle de la « problématique » des gaz de roche-mères et de la capture et du stockage du carbone appelle les remarques suivantes :

- le recours au CCS et l'exploitation des gaz de roche-mère supposent tous deux des investissements très importants compte tenu de la complexité des techniques mises en œuvre. La justification des investissements liés au CCS suppose au demeurant des engagements climat robustes et durables.

- le recours à des énergies renouvelables (EnR) en substitution d'énergies fossiles suppose également des investissements de départ lourds.

Une production importante d'hydrocarbures de roche-mère en Europe à horizon 2020 se répercuterait sur les importations de GNL et serait susceptible d'influer sur la programmation des investissements en matière de CCS et de recours aux énergies renouvelables en substitution d'énergies fossiles.

<b>Verbatim à propos de la cohabitation CCS et hydrocarbures de roche-mère</b>	
<i>« N'ayons pas d'idées a priori. Toutes les technologies méritent d'être expertisées. S'agissant du CCS et des hydrocarbures de roche-mère comme susceptibles d'assurer une transition, je dirai « Que le meilleur gagne ! »</i>	<i>Un dirigeant d'institution</i>

### **1.6.3/ Horizon 2050 : « FACTEUR 4 » : les termes de la transition vers une société moins carbonée : éléments sur le rôle du gaz**

Le développement des énergies renouvelables en Europe pourra difficilement couvrir la totalité des besoins croissants en énergie. Le recours aux énergies fossiles restera incontournable pendant de nombreuses années et le gaz naturel est, parmi les énergies fossiles, la moins carbonée et la moins émettrice de CO<sub>2</sub>. **On peut estimer que, quel que soit le scénario qui sera considéré comme le plus plausible, le gaz aura un rôle important à jouer pour dé-carboner encore plus l'économie.**

Concernant le gaz de roche-mère, on ne dispose pas à l'heure actuelle d'études fiables et complètes sur l'émission de gaz à effet de serre, intégrant l'ensemble du cycle de vie. Selon les publications en vigueur<sup>7</sup> comme selon les économistes de l'IFPEN, la source principale de GES est l'utilisation finale du gaz, suivie de la consommation d'énergie pour le transport et la production. Par rapport au gaz conventionnel, toutes choses étant égales par ailleurs, la principale différence avec le gaz de roche-mère proviendrait de la production (phase de fracturation hydraulique, notamment) ; le gaz de roche-mère induirait une augmentation de l'émission de GES de 2 à 14 % sur l'ensemble du cycle de vie (production, transport, consommation). L'IFPEN ajoute que, si l'on compare le cas d'une exploitation de gaz de roche-mère sur le territoire métropolitain avec la situation actuelle (importation par gazoducs ou méthaniers de longue distance), il semblerait que l'on ait au final des émissions de GES du même ordre de grandeur.

Enfin, une comparaison avec le charbon, réalisée par l'IFPEN, semble montrer que le kilowattheure d'électricité produite par gaz de roche-mère engendre 30 à 40 % de moins de GES par rapport au charbon.

Il faut cependant noter que les incertitudes sur ces résultats restent fortes en ce qui concerne le bilan environnemental du gaz de roche-mère sur lequel peu de données sont disponibles. Il s'agit clairement d'un sujet de recherche à développer.

Enfin, on doit rappeler que, **quel que soit le scénario** pour diviser par quatre nos émissions de GES en 2050, et en mobilisant au mieux les énergies renouvelables, **aucun mix énergétique ne peut à lui seul** permettre d'atteindre cet objectif **si corrélativement deux conditions ne sont pas corrélativement satisfaites :**

- **sobriété énergétique** = suppression des gaspillages et des besoins superflus ;
- **efficacité énergétique** = rendement élevé des différents équipements pour produire, transporter et consommer l'énergie.

<sup>7</sup> « Shale Gas : a provisional assessment of climate change and environmental impacts », Tyndall Center for Climate Change Research, University of Manchester, Janvier 2011, 79 p.

## **1.7. La France**

### **1.7.1/ la situation du gaz en France**

Les chiffres donnés ci-après sont issus des statistiques 2009 du Service d'observation et de statistique du CGDD. **RAPPEL : 1 tep = 1000 m<sup>3</sup> gaz**

#### **↳ Le gaz naturel**

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 %.

En France, 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 « spot » (Nigéria, Qatar, ...) ou directs par les clients éligibles, le reste (moins de 2 %) provient de la production nationale et principalement du gisement de Lacq presque épuisé actuellement.

#### **↳ Le pétrole**

Le pétrole représente 32 % du bilan énergétique national (85 Mtonnes sur un total de 263 Mtep d'énergie primaire). Entre 1973 et 2009, la part du pétrole dans la consommation d'énergie primaire est passée de 68% à 32%, en raison notamment de l'apport du nucléaire dans la production d'énergie électrique.

Les principaux secteurs consommateurs de pétrole sont les transports (59%), le résidentiel-tertiaire (16 %) et les usages non énergétiques (15 %).

### **1.7.2/ Deux bassins potentiels d'hydrocarbures de roche-mère : bassin parisien et sud-est**

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.

#### **↳ Les huiles de roche-mère du Bassin parisien**

La coupe géologique du Bassin parisien est décrite classiquement comme une « pile d'assiettes » (figure 6). Elle est assez bien connue en raison de l'existence de quelque 2000 forages de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures conventionnels, et de très nombreux profils sismiques. Deux niveaux sont potentiellement intéressants pour les hydrocarbures de roche-mère : le Permo-carbonifère (fin de l'ère primaire) et le Lias (milieu de l'ère secondaire) du centre du bassin. En particulier, les « schistes-cartons » du Toarcien inférieur (Lias) ont une teneur en matière organique particulièrement élevée.

Rappelons que la matière organique se transforme au fur et à mesure de l'enfouissement de la couche qui la contient, par suite de l'augmentation de la pression et de la température : la « fenêtre à huile » se situe typiquement entre 2000 m et 3200 m de profondeur ; au-delà, on atteint la « fenêtre à gaz ». Si le Lias n'est pas allé, dans son histoire géologique, au-delà de la fenêtre à huile, les schistes permo-carbonifères ont atteint la fenêtre à gaz. Mais la continuité et la régularité de ces dernières formations, du fait d'un mode de dépôt en plusieurs sous-bassins et de la tectonique fini-primaire, ne les rendent pas aussi favorables que les couches du Secondaire.

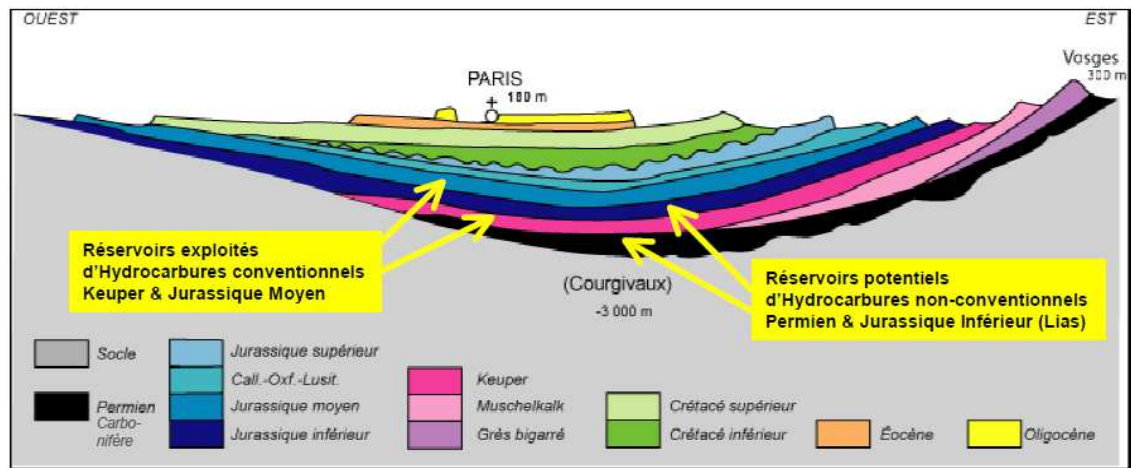


Figure 6 En coupe, les couches sédimentaires qui constituent le bassin de Paris représentent une épaisseur totale qui atteint 3000 mètres. Les réservoirs potentiels d'hydrocarbures non-conventionnels se situent dans les séries du Permocarbone et dans les marnes et calcaires du Jurassique inférieur (Lias). Source BRGM

**Deux exemples de coupes de sondage :**

*Le sondage Essises 1, dans le périmètre du permis de Château-Thierry, a rencontré le Toarcien (argile schisteuse, bitumineuse à la base) entre 2292 et 2436 m de profondeur. L'aquifère d'eau douce de l'Albien (Crétacé inférieur) se situe vers 800 m de profondeur, soit 1400 mètres au-dessus du Lias schisteux.*

*Le sondage Songy 101, dans le périmètre du permis de Mairy, a rencontré le Toarcien-Aalénien, schisteux à la base, entre 1313 et 1446 m ; les sables verts albiens sont à 300 m de profondeur. A noter que le Permien est absent à cet endroit.*

↳ **Le gaz de roche-mère du bassin Causses/Cévennes/Ardèche**

Ce bassin – le terme est géologiquement impropre – est bien plus complexe que le précédent. Une trentaine seulement de forages profonds ont été réalisés dans les périmètres d'exploration, ainsi que des profils sismiques, mais quasi-exclusivement à l'est.

Le Toarcien, avec à sa base les schistes-cartons, subit des variations d'épaisseur très fortes d'un secteur à l'autre (de quelques mètres à plus de 150 m). Certaines zones ont été fortement plissées et faillées (trois phases tectoniques importantes depuis le Crétacé) ; en particulier, les trois permis accordés recouvrent sur une partie de leur superficie la bordure sud-est des Cévennes, une zone de failles très importantes d'orientation générale SW-NE (figure 7).

Compte tenu du relief et de la tectonique, le Toarcien affleure en certains points tels que la bordure des Causses alors qu'en Ardèche, cet étage est rencontré en sondage à plus de 600 m de profondeur (45 m d'épaisseur) près d'Aubenas, à 1900 m près de Villeneuve-de-Berg (60 m d'épaisseur) et à plus de 3000 m (100 m d'épaisseur) vers la vallée du Rhône. C'est en Ardèche et dans le Gard que le Lias contiendrait des hydrocarbures matures.

*Exemple de coupe géologique près de Florac en Lozère (source : carte 1/50 000 du BRGM) : le Toarcien (30 à 100 m de marnes noires à gris-bleu, avec à leur base les schistes-cartons) est surmonté de l'Aalénien (40 à 120 m : calcaires noduleux et bancs marneux), puis du Bajocien (60 à 150 m : calcaires et dolomie) formant la corniche des Causses (figure ci-dessous). On voit donc que, entre les schistes-cartons – la couche la plus prometteuse pour l'exploitation des gaz de roche-mère – et les calcaires karstiques des Causses, il y a, suivant les endroits, entre 60 et 200 m de terrains plus ou moins imperméables.*

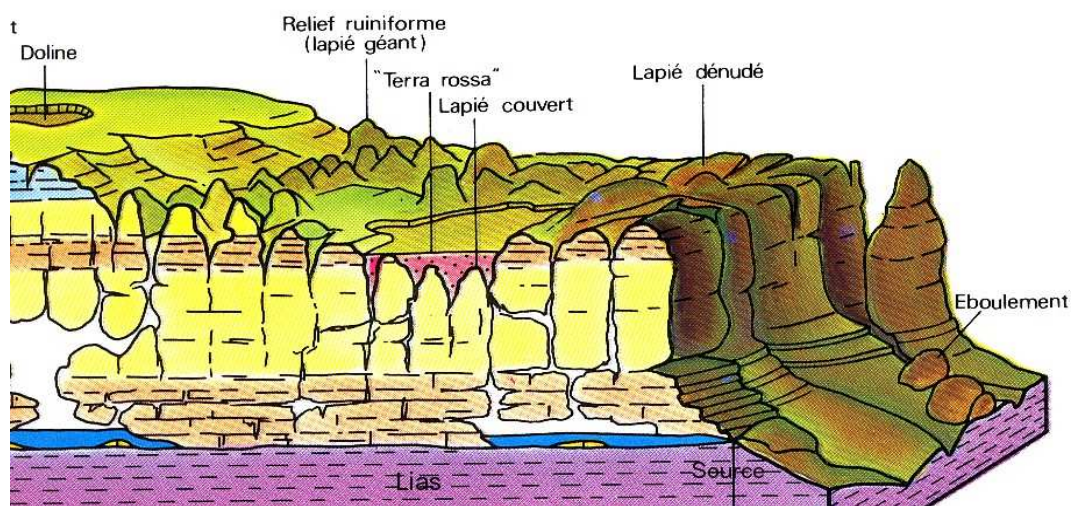
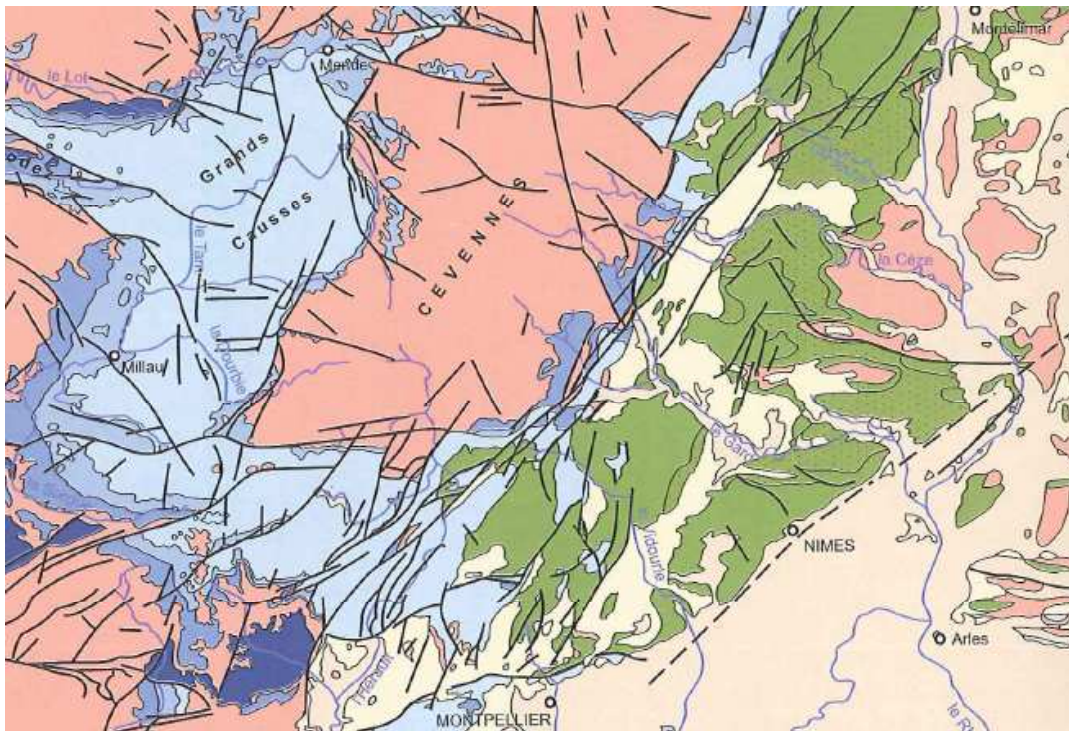


Figure 7. En haut, carte géologique schématisée montrant les faisceaux de failles présents dans le bassin (d'après *Aquifères et Eaux souterraines de France*, BRGM éditions). En bas, configuration morphologique et géologique du Lias dans la région des Causses (d'après : *Roches, géologie et paysages du Parc national des Cévennes*, 1983) : elle est ici visible en surface, mais la même succession se retrouve en profondeur

*Remarque* : Il est probable également que des schistes permien (étage Autunien), plus profonds que le Lias, contiennent des hydrocarbures de roche-mère, gaz ou plus vraisemblablement huile ; ce sont des dépôts lacustres, en petits bassins, donc difficiles à explorer.

Au total, la présence d'hydrocarbures matures reste à confirmer dans une bonne partie du bassin. Une difficulté est de reconstituer l'histoire de l'enfouissement d'une couche au cours des temps géologiques et de savoir si elle a atteint une des « fenêtres », à huile ou à gaz.

**Ces quelques éléments de description géologique montrent que, même si la même couche liasique apparaît comme le principal réservoir potentiel dans les deux bassins, parisien et sud-est, ceux-ci sont très différents en termes de profondeur, de géologie et d'hydrogéologie.**

### 1.7.3/ Connaissance du potentiel en France à partir des explorations

#### ↳ S'agissant du gaz non conventionnel, neuf permis exclusifs de recherche ont été délivrés depuis 2004

- cinq permis ont pour objectif le gaz de houille<sup>8</sup>. Ils sont détenus par une société australienne, European Gas Ltd ; Deux puits ont été forés en 2006 et 2007 sur un permis situé dans le bassin houiller lorrain. Ces deux puits sont encore en phase d'évaluation. A la connaissance de la mission, le titulaire n'envisagerait pas de passer à court terme à la phase d'exploitation ;
- un permis visant le gaz de réservoir compact situé près de Foix a été attribué en 2006 à la filiale française de la compagnie canadienne Encana<sup>9</sup>. Les résultats d'un forage d'exploration vertical avec fracturation hydraulique se sont révélés décevants et ont conduit à l'arrêt des recherches ;
- trois permis ayant pour objectif le gaz de roche-mère ont été délivrés en 2010: « Montélimar » aux sociétés Total E&P France et Devon Energie Montélimar SAS conjointes et solidaires (4327 km<sup>2</sup>) , « Villeneuve de Berg » (931 km<sup>2</sup>) et « Nant » (4114 km<sup>2</sup>) à la société Schuepbach Energy LLC avec laquelle GDF-Suez envisage de s'associer.

A ce jour, aucun forage d'exploration n'a encore été réalisé en France avec pour horizon le gaz de roche-mère. Il est dès lors extrêmement difficile de faire une estimation des ressources disponibles et plus encore du gisement économiquement exploitable, faute de connaître la richesse en matière organique de la roche-mère et les dimensions précises de celle-ci.

Qualitativement, le schiste « carton » du Toarcien semble prometteur. Il dispose, selon les opérateurs consultés par la mission, de caractéristiques analogues à celles des meilleurs gisements exploités aux Etats-Unis. Certains grands opérateurs mondiaux (Total et GDF-Suez) et les spécialistes du gaz de roche-mère se proposent d'investir massivement en France.

Quantitativement, la mission ne dispose que des résultats des **études de l'EIA qui estime à 5 Tm<sup>3</sup> les réserves françaises techniquement récupérables de gaz de roche-mère** (soit 90 ans de notre consommation actuelle).

Par ailleurs, sur la base de données confidentielles recueillies auprès des titulaires de permis exclusifs de recherches, qui n'ont pas été validées par des tests d'exploration et qui n'ont pas été contrôlées par la mission, il apparaît que le taux unitaire de **gaz récupérable<sup>10</sup> dans les trois permis de recherches accordés** serait de l'ordre de 100 millions de m<sup>3</sup> par km<sup>2</sup>. En prenant l'hypothèse que 50 % de la surface des permis accordés puissent être effectivement exploités (après exclusion des surfaces en zone urbaine, des zones inaccessibles ou protégées, des zones géologiquement inadaptées, ...), **les ressources effectivement récupérables pour ces trois permis seraient de l'ordre de<sup>11</sup> 500 Gm<sup>3</sup>**, soit 10 % des estimations de l'EIA faites pour la France entière. Ces deux approches donnent des estimations cohérentes entre elles.

Les hypothèses prises sont peu précises et ces estimations doivent être considérées avec prudence. A

<sup>8</sup> En outre, la production de gaz de mines réalisée par GAZONOR dans ses concessions du Nord Pas-de-Calais s'est élevée à 76 millions de m<sup>3</sup> en 2010

<sup>9</sup> Cette filiale a été rachetée depuis par la société Vermillon REP.

<sup>10</sup> Avec un taux moyen de récupération de 30 %.

<sup>11</sup> Comme plus haut, suivant les errements habituels : 1 Gm<sup>3</sup> = 1 milliard de m<sup>3</sup>.



titre de comparaison, la production française de gaz en 2010 s'est établie à 1,3 Gm<sup>3</sup>.

### ↳ Les huiles de roche-mère

La recherche d'huile de roche-mère est plus avancée dans le bassin parisien. Elle s'opère à partir de permis exclusifs de recherches non dédiés. Ces permis ne distinguent pas le type de gisement recherché et l'on peut espérer trouver sur un même périmètre des accumulations traditionnelles et des gisements de d'huiles de roche-mère à des horizons différents (Lias et Trias). Les recherches peuvent également être conduites sur le périmètre d'une concession accordée pour l'exploitation d'une accumulation traditionnelle. Ainsi, c'est à partir de la concession dite de « Champotran » que Vermillon REP a foré deux puits de recherches d'huile de roche-mère qui produisent actuellement quelques m<sup>3</sup> par jour.

A l'examen des déclarations d'ouverture des travaux miniers, il apparaît que deux opérateurs se proposent de réaliser des forages « tests » de production d'huile de roche-mère à partir d'un puits vertical : Toreador Energy France et Vermillon REP.

Toreador, associé aujourd'hui à la société Hess, a obtenu en octobre 2010 un arrêté préfectoral encadrant ses travaux miniers pour le forage de trois puits de recherches sur son permis de recherche dit de « Château-Thierry ». Il a déposé d'autres déclarations de travaux pour son permis de recherche de « Mairy ». Des projets de forage d'exploration sont également formés pour le permis de recherches de Leudon-en-Brie.

Vermillon REP dispose d'arrêtés préfectoraux pour poursuivre ses travaux de recherches d'huile de roche-mère sur ses concessions dites de « Champotran » et de « Donnemarie ». Vermillon REP envisage également des travaux de recherche à l'horizon Lias dans son permis de recherches de « Saint-Just-en-Brie ».

**Au 1<sup>er</sup> janvier 2011, 39 demandes de permis exclusifs de recherches** visant l'huile de roche-mère du bassin parisien avaient été déposées et étaient en cours d'instruction.

L'horizon Lias dans lequel se situe l'huile de roche-mère du bassin parisien est assez bien connu. Plus de 2 000 puits pétroliers ont été forés en région parisienne et la plupart ont traversé le Lias pour atteindre le Trias, l'un des horizons des accumulations conventionnelles.

Selon un des opérateurs pétroliers rencontrés par la mission, les ressources en place d'huile de roche-mère seraient de 1,4 Mm<sup>3</sup> par km<sup>2</sup>. Avec un taux de récupération de 1 à 2 %, le volume unitaire d'huile récupérable serait de l'ordre de 0,02 million de m<sup>3</sup> par km<sup>2</sup>. Une extrapolation grossière sur la superficie des titres miniers délivrés sur l'ensemble du bassin parisien conduit à estimer à environ 1 milliard de m<sup>3</sup> le volume d'huile de roche-mère récupérable (soit 800 millions de tonnes ou 6,3 milliards de barils). Cette évaluation doit être examinée avec une extrême prudence, eu égard à l'imprécision des hypothèses adoptées.

Un autre professionnel rencontré par la mission estime que le gisement du bassin parisien devrait permettre d'extraire entre 4 et 6 millions de m<sup>3</sup> d'huile pendant 25 ans, ce qui correspondrait à l'existence d'un gisement effectivement exploitable de 100 à 150 millions de m<sup>3</sup>. A titre de comparaison, il est rappelé que la production nationale de brut est actuellement de l'ordre de 900 000 tonnes par an.

### 1.7.4/ Les acteurs en présence : éléments d'appréciation

On peut considérer que l'on est en présence aujourd'hui d'une certaine incompréhension entre deux catégories d'acteurs :

- **Les industriels** ont opéré depuis des décennies et vivent le « non-conventionnel » dans la continuité de leur longue expérience et les règles environnementales comme des contraintes nouvelles ;
- **Le « grand public »** est d'une certaine manière frappé par la soudaineté avec laquelle les hydrocarbures de roche-mère sont apparus sur le devant de la scène.

Nous sommes (la même chose se passe aux États-Unis et au Canada) dans une phase où « tenants » et « adversaires » ont des difficultés à dialoguer, tout ceci étant entretenu sur la base d'actions de communication parfois spectaculaires, telles le film **Gasland**, qui n'a pas de caractère scientifique mais dont l'impact sur le public a été très fort.

Gasland does document troublesome stories from residents who link drilling in their backyard to deterioration of their water; one widely-replayed scene shows a man lighting his water on fire.



Figure 8 A clip on the Internet from Gasland shows a man lighting his tap water on fire.

### 1.7.5/ Éléments structurants de la politique énergétique et environnementale en France

De par la petite taille des bassins, la France, comme les autres pays européens et à l'inverse des États-Unis, ne peut peser quantitativement sur les grands équilibres énergétiques mondiaux.

Il faut dès lors définir les termes de l'engagement de la France sur les huiles et gaz de roches mère : « quels principes peuvent guider la France dans sa décision d'autoriser ou non d'exploiter ses gaz et huiles de roche-mère éventuellement économiquement et environnementalement exploitables » ?

**Outre les impératifs macro-économiques de réduction de notre déficit budgétaire et d'amélioration de notre balance commerciale et de l'emploi (cf. infra § 1.7.6), deux documents-cadres fournissent des principes directeurs :**

- ▶ **la loi POPE sur l'énergie du 13 juillet 2005 édicte les lignes directrices d'une politique de l'énergie intégrant les contraintes environnementales**

***Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (Loi « POPE ») [extraits]***

#### Article 1

*La politique énergétique repose sur un service public de l'énergie qui garantit l'indépendance stratégique de la nation et favorise sa compétitivité économique. Sa conduite nécessite le maintien et le développement d'entreprises publiques nationales et locales dans le secteur énergétique. Cette politique vise à :*

- *contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement ;*
- *assurer un prix compétitif de l'énergie ;*
- *préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de*

*l'effet de serre ;*

- *garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.*

*L'Etat veille à la cohérence de son action avec celle des collectivités territoriales et de l'Union européenne selon les orientations figurant au rapport annexé.*

## Article 2

*Pour atteindre les objectifs définis à l'article 1er, l'Etat veille à :*

- *maîtriser la demande d'énergie ;*
- *diversifier les sources d'approvisionnement énergétique ;*
- *développer la recherche dans le domaine de l'énergie ;*
- *assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins.*

*En outre, l'Etat favorise la réduction de l'impact sanitaire et environnemental de la consommation énergétique et limite, à l'occasion de la production ou de la consommation de l'énergie, les pollutions sur les milieux liées à l'extraction et à l'utilisation des combustibles ainsi que les rejets liquides ou gazeux, en particulier les émissions de gaz à effet de serre, de poussières ou d'aérosols. [...]*

## ▮ la Charte constitutionnelle de l'environnement (février 2005) et notamment le principe de précaution

L'article de la Charte de l'environnement, adoptée le 28 février 2005, qui retient le plus l'attention est relatif à l'application du principe de précaution. On peut rappeler à cet égard que :

*« Le principe de précaution impose, même en l'absence de risques avérés, de définir des mesures immédiates de protection de l'environnement. Cependant, loin d'être un principe d'inaction systématique, le principe de précaution encadre les mesures prises en imposant, d'une part, qu'elles soient provisoires et proportionnées au regard des dommages envisagés, et d'autre part, qu'elles s'accompagnent d'expertises destinées à mieux connaître les risques et ainsi à adapter les mesures prises. [...] »* [Source : site Internet MEDDTL]

**Appliquer le principe de précaution ne peut consister** à refuser toute exploration, mais signifie s'entourer de toutes les technologies existantes et matures pour diminuer au maximum tous les risques imaginables avant de décider.

**Quelles que soient les préconisations et recommandations qui seront faites par la mission dans ce qui suit, il est impératif qu'elles soient évaluées et jugées à la lumière des principes directeurs rappelés ci-dessus, comme l'a récemment rappelé le Premier ministre :**

*« La Charte de l'environnement, à valeur constitutionnelle, précise que « Lorsque la réalisation d'un dommage, bien qu'incertaine en l'état des connaissances scientifiques, pourrait affecter de manière grave et irréversible l'environnement, les autorités publiques veillent, par application du principe de précaution et dans leurs domaines d'attributions, à la mise en œuvre de procédures d'évaluation des risques et de l'adoption de mesures provisoires et proportionnées afin de parer à la réalisation du dommage ».*

*Je vous demande de bien vouloir mettre en œuvre, dans la limite de vos attributions respectives, les procédures administratives nécessaires pour qu'aucune opération de forage non conventionnelle ne soit engagée avant que les rapports n'aient été rendus publics et sans que les mesures d'information et de consultation du public prévues par la Charte de l'environnement n'aient été respectées. »*

*[Extrait de la circulaire du Premier ministre aux ministres le 11 mars 2011]*

### 1.7.6 L'impact économique de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère en France

Il est évidemment particulièrement difficile d'estimer, au stade actuel de nos connaissances, les conséquences économiques qui résulteraient de l'exploitation de nos gisements d'hydrocarbures de roche-mère, alors que l'on ignore encore les quantités de pétrole et de gaz économiquement exploitables faute d'avoir procédé aux travaux de recherches nécessaires.

Toutefois, avec pour seule ambition d'obtenir des ordres de grandeur, la mission s'est attachée à évaluer les impacts économiques que pourraient avoir pour notre pays l'extraction annuelle de 20

Gm<sup>3</sup> de gaz et de 4 Mm<sup>3</sup> d'huile de roche-mère. La mission convient que ces hypothèses ne reposent sur aucune donnée incontestable. Elles lui apparaissent toutefois compatibles avec l'état des connaissances sur les gisements techniquement disponibles et les business plans des opérateurs pétroliers qu'elle a pu consulter.

- **La balance commerciale**

La production dans notre pays d'hydrocarbures de roche mère, qui ne représente compte tenu des volumes en jeu qu'une faible partie de notre consommation, n'aurait pas d'impact sur le niveau de notre consommation ni sur le mix énergétique. Elle viendrait simplement se substituer à des produits importés. En prenant pour hypothèses qu'une exploitation raisonnée de nos richesses en hydrocarbures de roche-mère permettrait d'extraire 20 Gm<sup>3</sup> de gaz naturel et 4 Mm<sup>3</sup> d'huiles par an et en retenant les valeurs moyennes de 18 c€/m<sup>3</sup> de gaz et de 380 €/m<sup>3</sup> de brut, le déficit annuel de notre balance commerciale serait réduit d'environ 5 milliards d'euros (1,5 G€ pour l'huile et 3,5 pour le gaz).

La facture « pétrole-gaz » de la France s'est élevée en 2010 à 45 milliards d'euros. C'est donc une réduction de plus de 11 % de notre déficit structurel pendant environ 25 ans que permettrait l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère dans notre pays.

- **Les taxes et redevances**

La mission ne dispose d'aucun élément propre à lui permettre d'estimer, même en ordre de grandeur, les produits de la TVA et de l'impôt sur les sociétés qui résulteraient de l'exploitation des hydrocarbures de roche mère. Ces produits devraient toutefois être significatifs si l'on en juge par les temps de retour sur investissement en vigueur dans l'industrie pétrolière. Ces produits seraient en tout état de cause très largement supérieurs à ceux que procurent les activités agricoles et touristiques qui pourraient pâtir momentanément de l'activité minière.

Le produit annuel de la redevance progressive des mines s'élèverait à environ 200 M€ pour le gaz et 30 M€ pour l'huile sur la base des tarifs en vigueur en 2011.

Ceux de la redevance communale et départementale des mines sont estimés à environ 30 M€ pour le gaz et 20 M€ pour l'huile sur la base des tarifs en vigueur en 2011.

- **Les emplois**

En ce qui concerne les emplois susceptibles d'être créés par l'exploitation de nos gisements d'hydrocarbures de roche-mère, la mission n'est en mesure de raisonner que qualitativement en considérant les différents acteurs de la filière.

Les opérateurs pétroliers, grands groupes (Total, GDF-Suez, ...), filiales françaises de groupes internationaux (Toreador, Vermilion, ..) et spécialistes des hydrocarbures de roche-mère (Schuepbach, Hess, ..) devraient renforcer leurs implantations françaises ou créer des filiales françaises s'ils s'engageaient dans l'exploitation en France. Il en résulterait la création d'emplois très qualifiés de haut niveau, mais en nombre limité (de l'ordre de la centaine en première approximation).

Les sous-traitants seront principalement de grands groupes internationaux (Schlumberger, Halliburton, Weatherford, ..) auxquels sont confiées les opérations de forage, de cimentation, de fracturation, ... Il est à craindre que le marché français soit trop limité pour que ces entreprises s'implantent sur notre territoire et il serait vain d'espérer l'émergence d'une offre française susceptible de concurrencer ces grands groupes. En revanche, certains lots spécialisés pourront sous-traiter à des entreprises françaises déjà bien implantées : géophysiques (CGG-Veritas, par

exemple), traitement des effluents, forages, boues, etc. si leurs offres sont compétitives. Toutefois les créations d'emplois devraient ici rester marginales.

Les fournisseurs des matériaux nécessaires à l'extraction des hydrocarbures de roche mère, tubes (Vallourec), additifs de fracturation, ciments, ... devraient pouvoir bénéficier du développement des activités d'extraction d'hydrocarbures en France. Mais les conséquences de l'augmentation de ces marchés sur l'emploi devraient rester marginales.

La principale source de création d'emploi devrait provenir des prestataires de service locaux génie civil (routes, plate formes de forage, canalisations, etc.), transport (équipements et consommables), traitement des eaux et des effluents, électricité basse tension, services généraux, etc. Ces différents services aux opérateurs pétroliers devraient être à l'origine de la création de plusieurs centaines d'emplois locaux sur 25 ans directement liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.

A côté de ces emplois directs, peu d'emplois induits sont à attendre de la filière, compte tenu notamment, en France, des faibles retours en terme de taxes et de redevances, tant auprès des collectivités locales que des propriétaires des sols.

A cet égard, la mission a eu connaissance, suite à son voyage aux États-Unis, d'une étude du cabinet américain « National Resources Economics, Inc. » (NREI) réalisée en 2010. Celui-ci estime, à partir de méthodes de type macro-économique, que la production de 21 milliards de m<sup>3</sup> de gaz par an dans le bassin de Marcellus serait à l'origine de la création de 118 000 emplois, ce qui paraît très important, voire excessif, mais qui pourrait résulter en grande partie des taxes et redevances locales aux États-Unis, beaucoup plus favorables aux acteurs locaux qu'elles ne le sont en France.

## 2. Technologies utilisées

### 2.0 Les forages conventionnels : rappels

Schématiquement, la construction d'un puits comporte trois étapes :

- La première consiste à forer un trou dans les terrains de surface (une dizaine de mètres) puis à y installer un coffrage et le cimenter, c'est-à-dire couler du ciment entre le terrain traversé et le cuvelage. L'objectif consiste à isoler le puits du sol de la plateforme de forage et à éviter la chute de matériaux dans le puits ;
- La seconde étape consiste à forer un puits jusqu'à une limite suffisante pour protéger les nappes d'eau souterraines traversées, notamment la nappe phréatique. Un coffrage en acier est introduit dans le puits. Il est cimenté sur toute la longueur à protéger. On s'assure de la bonne réalisation de la cimentation par la descente dans le puits d'un dispositif de contrôle non destructif : la diagraphie ;
- Enfin, une fois le puits rendu à la profondeur souhaitée en ayant traversé le gisement d'hydrocarbure, un tube de production est introduit dans le puits de forage. Ce tube est lui aussi habituellement cimenté de manière à assurer l'isolation de la zone d'hydrocarbures.

En France, le chapitre « forage » du RGIE<sup>12</sup> (voir chapitre 4 *infra*) définit par la voie réglementaire les bonnes pratiques à respecter en matière de forage.

### 2.1 Gaz et huiles de roche-mère : données géologiques et techniques générales

Comme il a été dit au § 1.1, **les gaz et huiles de roche-mère** résultent de la transformation en hydrocarbures de la matière organique contenue dans des dépôts argileux, devenus des schistes gris-noirs après enfouissement sous d'épaisses couches sédimentaires. Les hydrocarbures, du fait de la nature de la couche argileuse imperméable, sont piégés « en place », soit dans les pores, soit par adsorption sur les particules minérales, de manière très diffuse dans la couche sédimentaire qui les abrite.

**A l'inverse, les gaz et huiles conventionnels** ont pu « s'échapper » de leur roche mère *via* des fractures et « remonter » vers un « piège » doté d'un toit imperméable (voir figure 9). Les hydrocarbures conventionnels résultent ainsi de la maturation de la matière organique dans une roche-mère, de leur migration et de leur piégeage dans des réservoirs poreux et perméables.

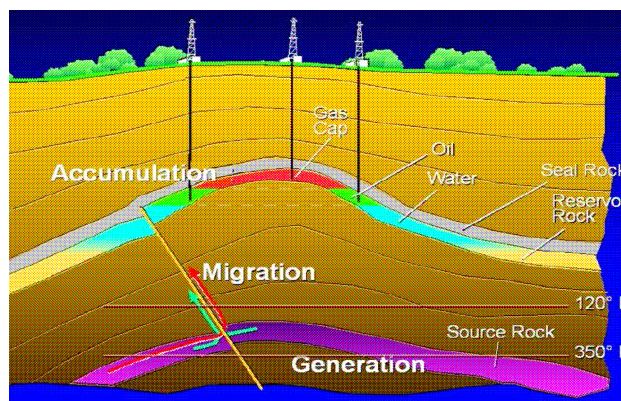


Figure 9. Schéma montrant la formation d'un piège à hydrocarbure (conventionnel) [source BRGM]

<sup>12</sup>

Règlement général des industries extractives.

↳ **Les gaz et huiles conventionnels**, accumulés dans un piège, sont accessibles par un forage vertical à partir duquel on pourra soutirer les hydrocarbures du réservoir par simple pompage.

↳ **S'agissant des gaz et huiles « non conventionnels »**, les hydrocarbures, à l'origine matières organiques déposées au fond du bassin, sont disséminés dans une couche sédimentaire (de l'ordre d'une centaine de mètres d'épaisseur pour le Lias, par exemple). Les perspectives de découvertes intéressantes sont assez variables, en fonction de la quantité de matière organique initiale, de sa transformation en huile ou gaz et de son éventuelle migration ; l'expérience des bassins nord-américains montre qu'il y a des secteurs plus favorables (« sweet spots ») que d'autres... Dans les bassins sédimentaires où les couches ne sont pas plissées, un forage horizontal au bon niveau permet d'exploiter au mieux les hydrocarbures (il faudrait à défaut une multitude de puits verticaux) et la fracturation hydraulique permet aux hydrocarbures de sortir de leur gangue minérale.

**Au plan technique**, les techniques de forage de drains horizontaux et de fracturation hydraulique ne sont ni nouvelles<sup>13</sup> ni exceptionnelles<sup>14</sup>. Elles sont utilisées depuis longtemps dans l'exploitation des accumulations conventionnelles, y compris en France, à des fins de stimulation de la production. La nouveauté vient de l'ampleur avec laquelle ces techniques sont utilisées pour l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère : on peut forer 12 à 20 drains horizontaux de 1 à 4 km de longueur à partir d'une même plate-forme, chaque drain peut faire l'objet de plus d'une dizaine de fracturations hydrauliques, et l'exploitation d'un gisement suppose de nombreuses plates-formes. On se trouve alors, compte tenu des quantités de produits utilisés (eau, sable, substances chimiques) et de la circulation de poids lourds induite, confronté à des impacts potentiels sur l'environnement d'un autre ordre que ceux des exploitations conventionnelles.

## 2.2 Éléments de contexte

### ▪ La sous-traitance

Il est d'usage pour les opérateurs pétroliers de recourir à la sous-traitance pour la réalisation des différents travaux nécessaires à un forage : foreur, cimentier, « boueux », contrôleur diagraphique, opérateur de mesures sismiques, etc. Les opérateurs s'attachent à sélectionner avec soin leurs sous-traitants et à contrôler en permanence les résultats de leurs activités.

La recherche et l'exploitation en roche-mère fait intervenir un nouveau métier : la société de service en fracturation. Celle-ci peut elle-même sous-traiter certaines prestations annexes (transport, fournitures de certaines machines ou consommables, etc.). De nombreuses sociétés de service en fracturation sont susceptibles d'intervenir en France. Le coût des travaux est important (30 à 40 % du coût du forage) et les équipes de fracturation n'hésitent pas à parcourir le monde. Certains opérateurs sont des grands groupes mondiaux (Schlumberger et Halliburton) et disposent d'une excellente réputation technique parmi les opérateurs pétroliers.

Toutefois, la multiplication des intervenants et la mondialisation du marché des prestataires de services aux pétroliers rendent de plus en plus difficile l'obtention de l'assurance de la qualité des prestations réalisées. **Le RGIE (règlement général des industries extractives) exige que l'opérateur pétrolier ou gazier fasse connaître au préfet, au titre de la déclaration d'ouverture des travaux miniers, toutes les entreprises intervenant en sous-traitance sur le site.**

---

<sup>13</sup> La première fracturation hydraulique a eu lieu en 1949 à Velma en Oklahoma aux Etats-Unis.

<sup>14</sup> Plusieurs centaines de milliers de puits d'exploitation d'huile et de gaz de roche-mère ont été forés dans le monde à ce jour.

- **Des éléments de coûts**

Selon certains professionnels rencontrés par la mission, le coût unitaire de réalisation d'un forage (un puits muni d'un drain horizontal et 10 fracturations hydrauliques) destiné à l'extraction d'un hydrocarbure de roche-mère serait de l'ordre de 8 à 10 M\$ (les coûts peuvent être bien moindres dans certains bassins à l'étranger) se décomposant en 40 à 50 % pour la plate-forme de forage, 8 à 10 % pour l'acquisition des tubes et coffrages et 30 à 40 % pour la fracturation hydraulique.

Les taux de récupération des gaz de roche-mère varient de 20 à 40 %, ceux des huiles de 1 à 2 %. Ils sont faibles par rapport à ceux des gisements conventionnels (60 à 80 %) mais ils s'améliorent progressivement, permettant une diminution du coût par unité d'hydrocarbure produit.

- **La police des mines**

En France, les activités des opérateurs pétroliers et gaziers sont étroitement encadrées par des agents spécialisés des DREAL<sup>15</sup> (DRIEE<sup>16</sup> en Ile-de-France) chargés, sous l'autorité du préfet de département, de la police des mines et de l'inspection du travail dans les industries extractives.

Ces agents instruisent les demandes d'ouverture et de fermeture des travaux miniers (forages, fracturation hydraulique, etc.), s'assurent au cours des travaux du respect de la réglementation et des spécifications particulières qu'ils édictent, et contrôlent les résultats obtenus. Ils peuvent à tout moment imposer l'interruption des travaux en cas de difficultés ou de risques graves.

## **2.3 Présentation détaillée des techniques de forage et d'extraction**

Les **techniques utilisées**, et détaillées ci-après, pour rechercher, puis extraire l'huile et le gaz de roche-mère, **diffèrent de celles employées pour l'exploitation des gisements conventionnels** sur quatre points principaux :

- En l'absence d'accumulation locale d'hydrocarbure, il est nécessaire d'utiliser de **nombreux puits** pour accéder à un gisement vaste mais peu concentré. L'extraction des hydrocarbures de roche-mère exige une **occupation (au moins temporaire) des sols importante** ;
- Toujours en raison de la faible concentration en hydrocarbure des gisements, l'extraction nécessite le forage de **nombreux drains horizontaux** au sein de la roche-mère : les tubes de production sont ainsi au contact du plus grand volume possible du gisement ;
- La roche-mère étant très peu perméable, **il faut créer ou rétablir dans la roche-mère autour du drain horizontal des fissures pour canaliser** et en extraire les hydrocarbures. On a recours à une opération de **fracturation hydraulique** ;
- Les opérations techniques étant plus nombreuses et plus complexes que pour l'exploitation d'un gisement traditionnel, les opérateurs gaziers ou pétroliers font appel, en sous-traitance, à un **plus grand nombre de sociétés de services**.

### **2.3.0/ Exploration**

La phase d'exploration comprend en général :

- le travail sur les données existantes : études géologiques diverses, sondages, géophysique, etc. Les données géophysiques acquises dans le passé peuvent être re-traitées, les outils

---

<sup>15</sup> Direction Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement

<sup>16</sup> Direction Régionale et Interdépartementale de l'Environnement et de l'Energie



informatiques de dépouillement ayant progressé ces dernières années et les objectifs actuels pouvant différer de ceux de la campagne initiale ;

- un éventuel travail géologique classique de terrain, sur certains secteurs mal connus ;
- des investigations de sismique-réflexion (camions-vibreurs comme source sismique) ;
- des forages profonds avec carottage des couches intéressantes (pour analyses et essais de laboratoire tels que teneur en matière organique et son degré d'évolution) et logs de diagraphies diverses (résistivité, acoustique, température, etc.).

**S'agissant des hydrocarbures de roche-mère, si l'on veut conclure sur l'exploitabilité et la rentabilité économique d'un gisement, il est indispensable de réaliser en outre quelques essais de fracturation hydraulique**, en forage vertical le plus souvent, assortis de prises de données complètes (notamment pression-débit des fluides et micro-sismicité).

Aux différents stades de l'exploration, en cas de résultat insuffisant, le prospecteur peut décider de ne pas poursuivre.

### **2.3.1/ Forage**

#### ▪ **Les tubes et les cuvelages**

Les cuvelages et les tubes sans soudure utilisés pour la recherche et l'extraction des hydrocarbures de roche-mère sont destinés à supporter de fortes pressions. Ces tubes sont encadrés par un vaste ensemble de normes internationales (normes ISO) auxquelles les opérateurs pétroliers s'appuient pour établir leurs spécifications.

Depuis 2002, les opérateurs pétroliers et les fournisseurs<sup>17</sup> de tubes ont mis en place un système de qualification des tubes à 3 niveaux (PSL product specification level) et de qualification du dispositif de connexion des tubes à 4 niveaux (CAL connexion application level) destiné à donner aux acheteurs des assurances plus ou moins grandes quant à la conformité des tubes aux normes en vigueur. Il est ainsi d'usage de recourir à des connexions qualifiées CAL IV pour les tubes des drains horizontaux qui subissent de fortes contraintes mécaniques lors des opérations de forage.

La différence entre une qualification PSL 3 et une qualification moindre PSL 2 ne tient pas tant au mode de fabrication du produit qu'aux contrôles qualité et de conformité qui sont plus importants en PSL 3 (ce qui induit, outre un surcoût, un ralentissement de la chaîne de production). Il nous a été indiqué qu'aux États-Unis, le goulot d'étranglement tient à l'impossibilité qu'il y aurait à satisfaire la totalité des demandes si tous les opérateurs demandaient du PSL 3.

#### ▪ **Puits avec drains multiples**

Afin de minimiser le nombre d'implantations en surface, les sociétés pétrolières qui envisagent d'exploiter les gaz et huiles de schiste en Europe prévoient d'utiliser des plates-formes compactes, comprenant un ou plusieurs puits verticaux émettant plusieurs drains horizontaux dans la couche de schiste.

---

<sup>17</sup> En pratique, trois grandes sociétés internationales, dont Vallourec.

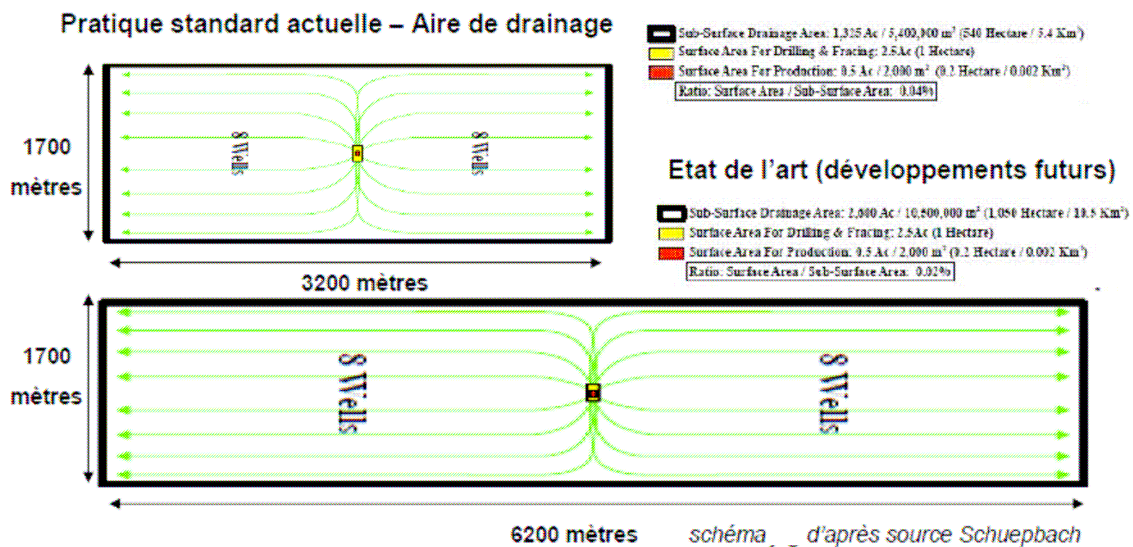


Figure 10. Vue en plan des drains horizontaux

### 2.3.2/ Fracturation hydraulique

L'objectif de la fracturation hydraulique est simple : fissurer la roche-mère non poreuse pour permettre la libération et l'extraction des molécules d'hydrocarbure qui s'y trouvent emprisonnées.

Les principes du procédé utilisé sont aussi bien connus : introduire au contact de la roche-mère un fluide sous haute pression (plusieurs centaines de bar) afin d'engendrer la création d'une fracture (ou l'ouverture d'une fracture préexistante), accroître la dimension de la fracture et créer des fissures tout autour, introduire des agents de soutènement (généralement du sable ou des « proppants » en céramique) pour éviter la refermeture des fissures et récupérer par pompage les fluides de fracturation en excès.

Les procédés mis en œuvre par les sociétés de service de fracturation hydraulique auxquelles font appel les opérateurs gaziers et pétroliers diffèrent sensiblement d'une société à une autre sur des points essentiels pouvant avoir un impact sur la sécurité ou l'environnement, par exemple :

- Les techniques utilisées pour perforer le tube d'extraction (et parfois le cuvelage) et mettre en contact le fluide de fracturation avec la roche-mère : ouverture d'un tubage pré-perforé ou usage d'explosifs ;
- Les techniques de mise en pression : descente d'un outil spécifique ou mise en pression de l'ensemble de la colonne de production ;
- La nature du fluide de fracturation et des agents de soutènement. Le fluide n'est pas homogène et sa composition varie avec l'état d'avancement du processus de fracturation ;
- Les quantités d'eau nécessaires à la fracturation et les quantités d'effluents à stocker et à traiter différent selon les technologies utilisées ;
- Les adjuvants utilisés pour faciliter la pénétration des agents de soutènement dans les fissures et assurer la protection du tube.

Les opérations complexes de fracturation (variation de la pression, des débits, de la composition des différentes strates du fluide de fracturation, etc.) dépendent des caractéristiques du site ; la propagation de la fracture dépend de la résistance mécanique de la roche, de l'existence de fissures préalables, de l'état de contraintes initial, tous paramètres qui varient d'une couche à l'autre.

Les fractures et les fissures créées dans la roche-mère sont généralement une longueur de quelques dizaines de mètres et peuvent atteindre 100 m. Les opérateurs sont capables de générer des fissures

pouvant atteindre quelques centaines de mètres. Le processus de fracturation est piloté depuis la surface par un opérateur en agissant sur la pression et le débit du fluide de fracturation injecté. L'opérateur applique un protocole préalablement défini. Le développement de la fracturation peut être contrôlé en temps réel en utilisant un dispositif de micro-sismique qui détecte et visualise la position des fissures créées.

L'expérience et le tour de main des opérateurs de fracturation ont une grande influence sur l'efficacité des travaux et donc le pourcentage du gisement récupérable.

A la lumière de ses auditions, force est à la mission de constater que, au-delà des principes, les détails des techniques de fracturation utilisées par les grandes sociétés de service susceptibles d'intervenir en France sont mal connus de nos organismes techniques et même, ce qui est plus surprenant, des opérateurs pétroliers disposant de titres de recherches d'hydrocarbures de roche-mère dans notre pays et qui font appel à leurs services.

Il est vrai que ces techniques sont considérées par les sociétés de services de fracturation comme faisant partie de leurs secrets industriels, que les progrès techniques sont très rapides en ce domaine et que rares ont été les opérations de fracturation en roche-mère réalisées dans notre pays. **Aucune société de service en fracturation ne dispose de base technique en France.**

#### ▪ **Le fluide de fracturation : pressions, volumes d'eau injectés**

Le fluide de fracturation est constitué essentiellement d'eau. Selon l'IFPEN, la quantité d'eau nécessaire au forage et à la fracturation d'un puits de gaz de roche-mère serait comprise entre 10 000 et 20 000 m<sup>3</sup> (soit à peu près la consommation mensuelle d'une ville de 2000 habitants). Ce volume se décompose de la manière suivante : 1000 à 2000 m<sup>3</sup> d'eau seraient nécessaires pour le forage d'un puits, chaque fracturation requiert l'usage d'environ 1500 à 2000 m<sup>3</sup> d'eau et chaque drain fait l'objet de 8 à 10 fracturations en moyenne sur la base d'un drain de 1000 m environ.

En France, aucun puits de production d'hydrocarbure de roche-mère n'ayant été foré, nous ne disposons pas de données pour confirmer ou infirmer ces moyennes. Toutefois, trois tests de fracturation opérés à partir de forages verticaux ont été effectués sur notre territoire.

Le premier test de fracturation réalisé pour évaluer la richesse en gaz d'un gisement de « gaz de réservoir compact » situé à une profondeur de 1000 m a nécessité l'utilisation d'environ 710 m<sup>3</sup> d'eau (dont 110 m<sup>3</sup> ont été récupérés) et 81 tonnes de matériaux de soutènement (proppants en céramique). Les deux autres tests de fracturation hydraulique réalisés dans le cadre d'une recherche d'huile de roche-mère ont requis l'utilisation de respectivement environ 700 et 300 m<sup>3</sup> d'eau.

Ces dernières consommations sont sensiblement inférieures à celles données par l'IFPEN et les professionnels. Il est vrai qu'il s'agit de simples tests de recherche.

Si en mer du Nord on utilise l'eau de mer, à terre l'eau nécessaire au forage et à la fracturation est généralement transportée par camions. Dans certains cas favorables, une canalisation destinée à l'évacuation des hydrocarbures extraits peut servir lors de la phase de construction à l'acheminement de l'eau. Bien souvent un bac provisoire de rétention est construit à proximité de la plate-forme de forage.

#### ▪ **Les agents de soutènement**

Un sable quartzueux propre, de granularité assez uniforme, est souvent employé : c'est un matériau trouvé couramment dans les sablières pour béton par exemple. Dans le cas de grandes profondeurs

et de fortes contraintes, une matière plus dure est nécessaire et on utilise des billes de céramique.

Pour 15 000 m<sup>3</sup> d'eau utilisés dans un puits, 800 à 900 m<sup>3</sup> d'agent de soutènement sont nécessaires.

▪ **Les additifs chimiques utilisés dans la fracturation**

Si l'on a utilisé dans le passé aux Etats-Unis plus de 700 produits chimiques différents, plus ou moins nocifs pour l'environnement, et cela de manière non transparente, comme adjuvants pour les opérations de fracturation de roche-mère, la situation s'est aujourd'hui considérablement assainie.

Selon l'EPA, les opérateurs miniers et des experts du pôle Avenia, rencontrés par la mission, il est possible pour réaliser une opération de fracturation dans de bonnes conditions, de n'utiliser, outre l'eau et les agents de soutènement, qu'une **douzaine de produits**, conformément au tableau ci-après (1 gallon = 3,79 litres).

Certains de ces produits sont d'usage courant depuis des décennies dans l'industrie pétrolière et gazière conventionnelle, ainsi que dans l'exploitation des puits géothermiques dans le bassin parisien. Il en est ainsi par exemple des inhibiteurs de corrosion et des biocides.

Les quantités d'adjuvants de fracturation utilisées sont faibles si on les exprime de manière relative : de l'ordre de 0,5 % du volume du fluide de fracturation. Elles sont importantes si on les considère de manière absolue : quelques dizaines de mètres cubes pour un puits. Le choix des produits est fonction du site géologique et de l'eau utilisée.

TABLE 4. AN EXAMPLE OF THE VOLUMETRIC COMPOSITION OF HYDRAULIC FRACTURING FLUID

Component/ Additive Type	Example Compound(s)	Purpose	Percent Composition (by Volume)	Volume of Chemical (Gallons) <sup>a</sup>
Water		Deliver proppant	90	2,700,000
Proppant	Silica, quartz sand	Keep fractures open to allow gas flow out	9.51	285,300
Acid	Hydrochloric acid	Dissolve minerals, initiate cracks in the rock	0.123	3,690
Friction reducer	Polycrylamide, mineral oil	Minimize friction between fluid and the pipe	0.068	2,640
Surfactant	Isopropanol	Increase the viscosity of the fluid	0.065	2,550
Potassium chloride		Create a brine carrier fluid	0.06	1,800
Gelling agent	Guar gum, hydroxyethyl cellulose	Thickens the fluid to suspend the proppant	0.056	1,680
Scale inhibitor	Ethylene glycol	Prevent scale deposits in the pipe	0.043	1,290
pH adjusting agent	Sodium or potassium carbonate	Maintain the effectiveness of other components	0.011	330
Breaker	Ammonium persulfate	Allow delayed breakdown of the gel	0.01	300
Crosslinker	Borate salts	Maintain fluid viscosity as temperature increases	0.007	210
Iron control	Citric acid	Prevent precipitation of metal oxides	0.004	120
Corrosion inhibitor	N,n-dimethyl formamide	Prevent pipe corrosion	0.002	60
Biocide	Glutaraldehyde	Eliminate bacteria	0.001	30

Data are from GWPC and ALL Consulting, 2009, and API, 2010b. Note that the example compounds are not necessarily the compounds used in this fracturing operation in the Fayetteville Shale. <sup>a</sup> Based on 3 million gallons of fluid used.

Figure 11. [source : EPA Study program, février 2011]

Les risques pour l'homme ou l'environnement qui s'attachent à l'usage de ces produits peuvent être relativisés : ces produits sont destinés à être introduits dans un milieu situé à 2000 mètres de la surface et déjà fortement imprégné d'hydrocarbures. C'est seulement en cas d'incident qu'ils peuvent entrer en contact avec des milieux fragiles à protéger.

- **L'occupation au sol : un chantier encombrant, mais transitoire**

L'exploitation des hydrocarbures de roche-mère exige l'occupation temporaire de surfaces au sol importantes pour deux raisons. La première tient à la nécessité de forer de nombreux puits pour drainer un gisement à faible teneur. La seconde résulte des opérations de fracturation hydraulique qui imposent la présence auprès de la plate-forme de forage d'équipements importants : compresseur, capacité de stockage et de traitement du fluide de fracturation, bassins de rétention et de décantation, stockage du sable et des adjuvants, etc.

La durée des opérations de forage dépend du nombre de drains horizontaux installés et du nombre de fracturations réalisées. Compte tenu des aléas et de la durée des opérations de démontage, on peut estimer de 6 à 18 mois la durée des opérations sur une plate-forme.

### 2.3.3/ Phase d'exploitation

- **Peu de choses visibles en surface durant la phase de production**

Si les produits extraits sont évacués par canalisation enterrée, seule une surface nécessaire à protection de la tête de puits (100 m<sup>2</sup> environ) resterait occupée pendant la durée d'exploitation, soit 15 à 25 ans. Dans le cas contraire un réservoir de stockage est à prévoir.

La surface d'extraction qu'autorise le forage d'un puits dépend naturellement des caractéristiques locales de la roche-mère. Selon les informations rassemblées par la mission, un puits vertical muni d'une dizaine de drains horizontaux devrait permettre d'exploiter une surface de 4 à 6 km<sup>2</sup>.

Selon une estimation récente de l'IFPEN, pour le gaz, un maximum de 25 plates-formes serait nécessaire pour produire 1 Gm<sup>3</sup>/an, soit l'équivalent de notre production actuelle.

- **Profils de production des hydrocarbures non conventionnels**

La production d'un drain décroît assez vite les premières années et plus lentement ensuite, la durée totale d'exploitation étant d'une quinzaine d'années, voire jusqu'à 20 ou 30 dans certains bassins après ré-activation.

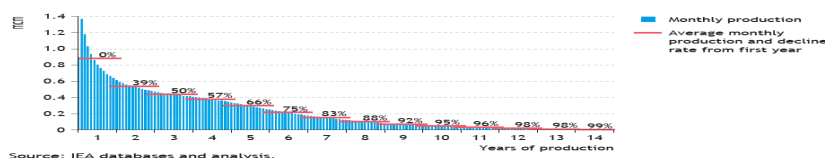


Figure 12 Profil de production type des puits horizontaux de « Barnett shale » (production mensuelle en millions de mètres cubes)

### 2.3.4/ Fermeture

Comme pour tout autre forage profond, la fermeture d'un puits d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbure non conventionnel doit être réalisée selon les règles de l'art. Faute de quoi, une corrosion du cuvelage peut se développer et des fuites peuvent intervenir avec mise en communication de nappes. Un cas connu est celui d'un forage pétrolier dans la région de Chailly-

en-Brie, qui n'était plus en exploitation et qui a engendré une pollution, découverte en 1992, de la nappe superficielle par des eaux salées plus profondes ; ensuite le puits a été repris et la pollution stoppée ; la qualité de l'eau a été légèrement et temporairement altérée par augmentation de la salinité, sans conséquence pour l'alimentation en eau potable<sup>18</sup>.

Vis-à-vis de ce risque, les bonnes pratiques pour la fermeture des puits, définitives ou provisoires, ont été établies dans les années 90 et formalisées dans le RGIE (Titre forage, articles 59, 50 et 51). Elles consistent d'abord en un examen de l'ensemble des données géologiques et hydrogéologiques, puis en un diagnostic de l'ouvrage, comprenant suivant les cas :

- un calibrage des tubages par diagraphie ou caméra vidéo, afin de déceler les zones éventuelles de corrosion ou de dépôt ;
- une vérification de la qualité de la cimentation annulaire des tubages par diagraphie ;
- une analyse chimique des fluides en place afin de choisir une qualité de ciment compatible ;
- un test de mise en pression du tubage afin d'en vérifier l'intégrité.

Des bouchons de ciment sont ensuite réalisés et testés à différentes cotes du forage (épaisseur de chaque bouchon : 50 à 100 m) de façon à garantir l'isolation de chaque niveau perméable par rapport à ses voisins.

En fin d'exploitation, la surface doit être remise en état et le terrain rendu à son propriétaire. Toute trace visible de l'extraction doit disparaître. La procédure de fermeture des puits et son contrôle sont définis dans les différents textes réglementaires.

## **2.4 Impacts et risques, techniques de prévention**

La mission s'est rendue dans les départements de l'Ardèche, de l'Hérault et de Seine-et-Marne pour recueillir les avis et les analyses des élus locaux, des organisations de protection de l'environnement et des associations qui se sont mobilisés autour des projets d'exploration des ressources en hydrocarbures de roche-mère. Ces entretiens ont notamment mis en lumière les craintes que suscitent la recherche et l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère en matière d'impact sur la santé des populations riveraines et sur l'environnement.

Les expériences de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère en Amérique du nord démontrent que ces craintes ne sont pas toujours infondées. La mission s'est attachée à tirer les leçons de ces expériences. La mission s'est posée la question de savoir si l'emploi des meilleures techniques disponibles, la mise en œuvre de mesures préventives et le recours à des contrôles internes et par tierces parties pouvaient permettre d'exploiter proprement les hydrocarbures de roche-mère.

### **2.4.1/ Les besoins en eau**

#### **▪ La ressource en eau**

Il serait évidemment inacceptable que les prélèvements des grandes quantités d'eaux nécessaires aux fracturations hydrauliques puissent s'opérer au détriment d'autres acteurs économiques.

Dans la Brie, la mission a pris note des inquiétudes locales au sujet de la nappe du Calcaire de Champigny, considérée comme en danger dès aujourd'hui, aussi bien en quantité qu'en qualité. L'utilisation de la nappe du Dogger, saline (10 à 30 g/l) donc impropre à la consommation, est à l'étude chez les industriels : compte tenu des situations de sécheresse qui peuvent affecter la région, la possibilité d'un recours aux eaux du Dogger, moyennant des traitements adéquats, pourrait constituer une solution au problème de la gestion locale de l'eau. Dans le sud-est, les aquifères

<sup>18</sup> Rémi Galin : *Les forages profonds : un autre après-mine ?* Annales des Mines, mai 2000

karstiques constituent une ressource importante, mais elle peut présenter des étiages sévères.

La réglementation française encadre déjà les opérateurs miniers vis-à-vis de l'utilisation de nos ressources en eaux à travers la procédure de déclaration ou d'autorisation d'ouverture des travaux miniers. Ainsi les articles 6 et 8 du décret du 2 juin 2006 stipulent que la personne se proposant d'ouvrir des travaux miniers doit notamment fournir « un document indiquant les incidences des travaux sur la ressource en eau ».

Cette disposition confère au préfet les moyens de s'assurer que les prélèvements en eau s'opèrent au mieux de l'intérêt collectif et éventuellement de s'opposer au projet du pétitionnaire. Dans un souci de clarification, la mission estime cependant utile de préciser dans les textes concernés que le pétitionnaire doit décrire les dispositions qu'il se propose de mettre en œuvre pour satisfaire ses besoins d'eau et exposer l'impact de ses projets sur les autres utilisateurs d'eau et sur l'environnement.

Les SAGE et les SDAGE fixent les règles (non juridiquement opposables) de répartition des usages de l'eau.

<b>Proposition</b>
<b>Clarifier les obligations des opérateurs gaziers et pétroliers sur les incidences de leurs travaux sur les ressources en eau.</b>

▪ **Récupération, stockage en surface et réutilisation**

Les opérateurs pétroliers et les sociétés spécialisées en fracturation hydraulique, compte tenu des limitations de la ressource qui existent un peu partout, accentuent le recours au recyclage des eaux remontant du forage après fracturation (60 à 70 % des eaux injectées, selon la société Vermilion qui a effectué deux fracturations hydrauliques dans le Bassin parisien) qui pourraient être intégralement ré-utilisées, après traitement éventuel, pour de nouvelles fracturations. Un stockage intermédiaire doit être prévu à cet effet.

**2.4.2/ Les fluides de fracturation : vers une liste « positive » de produits**

L'émotion suscitée aux États-Unis par le recours à des substances chimiques innombrables et potentiellement dangereuses appelle à rendre plus objectifs les termes du débat. Certes la nature et la composition chimique des produits utilisés peuvent constituer une partie du savoir-faire dont la divulgation affecterait l'avantage concurrentiel de tel ou tel opérateur. Mais ne nous assure-t-on pas dans le même temps que les produits sont des produits utilisés dans l'agro-alimentaire ?

Après avoir testé l'idée auprès d'experts (industriels et organismes), la mission est convaincue qu'il est possible d'imposer une liste positive de produits (**une vingtaine, et non 700**) permettant de couvrir toutes les fonctionnalités attendues du mélange et bien adaptées au sous-sol français. Cette liste pourrait être établie par un Comité scientifique à créer. Elle s'imposera alors à toutes les opérations de forage de grande profondeur. En réduisant le nombre de molécules susceptibles d'être utilisées, elle limitera « l'effet cocktail » et permettra de mieux appréhender les interactions entre produits et les réactions chimiques potentielles avec les composants de la roche-mère.

La liste des produits de fracturation autorisés sera publiée au Journal officiel en tant que partie du RGIE. Il appartiendra à l'opérateur pétrolier d'indiquer dans sa demande d'autorisation de travaux miniers, parmi cette liste, les produits qu'il se propose d'utiliser. Pour ne pas figer le progrès technique, cette liste devra être régulièrement tenue à jour.

Un dispositif dérogatoire pourrait être prévu afin d'autoriser, à titre exceptionnel, un opérateur à utiliser un produit non visé par la liste des produits autorisés à la double condition de la

démonstration par le demandeur de l'innocuité du produit concerné et de l'accord du Comité scientifique.

<b>Proposition</b>
--------------------

<b>Faire dresser une liste des molécules (une vingtaine) dont l'emploi sera autorisé dans les opérations de fracturation hydraulique. Introduire cette liste dans le titre forage du RGIE pour lui donner force réglementaire.</b>
--

La bonne application de ces dispositions sera contrôlée au titre de la police des mines.

Notons que les divers industriels rencontrés font état d'une activité R & D importante, dans le but de réduire l'utilisation de produits potentiellement nocifs. Par exemple, l'emploi de rayons UV pourrait remplacer les biocides.

La mission a par ailleurs eu connaissance d'une technique alternative à la fracturation hydraulique. Cette alternative porte sur la nature du fluide utilisé, du propane sous forme liquide, gaz qui se substitue ainsi à l'eau généralement utilisée. Selon les promoteurs de cette technique, les principaux avantages seraient les suivants : pas de prélèvement sur les réserves d'eau locales, réduction importante des gaz brûlés lors de la phase initiale de production des puits fracturés hydrauliquement (« clean up »), réduction des quantités de contaminants remontés, pour un volume réduit de propane utilisé.

La mission rappelle cependant que le propane est un gaz qui présente un niveau de risque élevé. De façon générale, l'utilisation exclusive de gaz (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, etc.) en remplacement de l'eau est peut-être une « fausse bonne idée », dans la mesure où le stockage et la manipulation de gaz sous pression ne sont pas sans danger.

### **2.4.3/ Les risques de contamination des eaux**

Trois types de polluants potentiels sont à considérer :

- les additifs chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique,
- les hydrocarbures de la roche-mère,
- les substances présentes dans la roche-mère.

Concernant ces dernières, les schistes riches en matière organique sont connus pour contenir des sulfures biogéniques, lesquels ont la particularité de piéger de nombreux métaux (Pb, Cu, Zn, Co, Ni, Cd, Hg, U, etc.). Selon les experts de l'INERIS, on peut donc craindre une mobilisation de certains éléments par le fluide de fracturation et leur transfert vers la surface *via* les remontées de ce fluide. Tout dépend de la concentration initiale dans la roche-mère, très mal connue aujourd'hui, de la quantité d'eau récupérée en surface et des additifs chimiques utilisés. Les quantités de métaux lourds ainsi remontées seraient évidemment faibles mais peuvent imposer des traitements spécifiques des eaux avant rejet. Concernant la radioactivité, si l'on sait qu'elle est négligeable dans le Lias, une étude particulière devra être réalisée pour le Permien du Sud-est.

### **Les cibles concernées intègrent les eaux de surface et les différents aquifères.**

La nappe phréatique, qui se situe dans une zone proche de la surface, peut être affectée par des travaux de recherche ou d'exploitation d'hydrocarbures de roche-mère de trois manières : en raison du forage qui la traverse, par suite d'incidents dans le stockage ou le dépotage des liquides stockés en surface, et comme conséquence immédiate et à moyen terme des opérations de fracturation hydraulique. **On considèrera successivement les différents types de risques de contamination.**



▪ **Remontée le long du forage**

Pendant les opérations de forage, la nappe phréatique traversée est isolée du puits en cours de réalisation par la boue de forage. La nappe est ensuite isolée du puits par un cuvelage en acier et la boue de forage est remplacée par du ciment. La qualité de la cimentation est vérifiée par diagraphie.

La réalisation d'un forage fragilise les roches adjacentes et peut contribuer à la création d'un chemin préférentiel de communication de la nappe avec d'autres horizons. Ce risque n'est évidemment pas spécifique aux forages pétroliers ou gaziers.

Conscients de cette fragilité, les Pouvoirs publics français ont étroitement encadré par voie réglementaire (titre forage du RGIE) les pratiques à respecter en matière de cuvelage et de cimentation. La police des mines examine systématiquement les diagraphies réalisées. Ce dispositif réglementaire a démontré son efficacité : sur les 2 000 puits pétroliers forés dans le bassin parisien, un seul puits de production de brut foré dans les années 1980 s'est révélé légèrement fuyard bien que fermé et a conduit à une légère contamination de la nappe phréatique.

Si l'on souhaite aller plus loin et obtenir l'assurance de la non-communication d'une nappe phréatique avec le puits ou avec une autre nappe aquatique plus profonde, il est possible d'installer un dispositif de contrôle piézométrique (niveau et qualité de l'eau).

<b>Proposition</b>
<b>Exiger l'installation de piézomètres dans les nappes phréatiques traversées par les forages de recherches d'hydrocarbures de roche-mère.</b>

▪ **Déversement de liquides en surface**

La seconde cause de pollution possible d'une nappe phréatique par des travaux miniers résulte d'incidents se traduisant par le déversement de liquides (huile de moteur, pétrole brut, adjuvants de fracturation, effluents, ...) sur le sol. S'agissant des hydrocarbures de roche-mère, ce risque est amplifié du fait de l'emploi de grandes quantités de produits de fracturation et de la nécessité de stocker des volumes importants d'effluents.

Il serait vain d'espérer éviter toute erreur de manipulation au cours d'une exploitation avec de multiples plateformes de forage. On peut toutefois exiger des opérateurs diverses mesures d'organisation propres à permettre d'en réduire la fréquence et d'en diminuer les effets (imperméabilisation du sol, par exemple).

<b>Proposition</b>
<b>Exiger que la demande d'ouverture des travaux miniers précise les mesures prises pour éviter le déversement sur le sol des fluides autres que l'eau, exiger des sous-traitants d'être certifiés ISO 9000 de manière à avoir l'assurance de la qualité de leurs prestations, exiger que tout déversement constaté soit systématiquement signalé à la police des mines.</b>

▪ **Les risques liés à la phase de fracturation hydraulique : connexions entre formations profondes et celles de surface engendrées par la fracturation**

On peut craindre que la fracturation hydraulique engendre ou active des failles ou des fissures telles que le fluide de fracturation ait la possibilité de migrer vers des nappes d'eau souterraines.

La mission constate tout d'abord que le phénomène de propagation des fractures est un domaine de

recherche actif chez les scientifiques. Des études en liaison avec la fracturation hydraulique ont été lancées aux États-Unis (EPA) et au Canada (BAPE).

La mission observe par ailleurs que les risques de contamination des eaux varient considérablement d'un milieu à un autre. Dans le bassin parisien, la roche-mère visée (le Lias) est séparée par plusieurs centaines de mètres de matériaux des aquifères non salés : le risque est faible, voire nul, d'autant plus que, après la phase de fracturation, le gradient de pression oriente les fluides vers le puits. En revanche, dans d'autres régions où l'enfouissement de la roche-mère est moins profond, où des remontées d'eaux profondes existent localement à l'état naturel et où les caractéristiques des formations géologiques sont moins bien connues, le risque doit être évalué avant de procéder aux fracturations.

Les formations karstiques du sud-est sont des réservoirs d'eau potable très vulnérables, du fait de la propagation rapide d'une éventuelle contamination. En particulier, des études récentes ont montré l'existence de karsts profonds, liés à l'histoire géologique régionale (la baisse de niveau de la Méditerranée il y a environ 6 millions d'années), qui sont le lieu de circulations d'eau mal connues. Des connexions entre diverses nappes peuvent exister à la faveur de failles et certaines remontées d'eaux chaudes et/ou chargées de CO<sub>2</sub> sont connues, comme en témoignent les nombreuses sources d'eaux minérales (Quézac, Vals-les-Bains, Perrier) et thermales. Ces aquifères sont en réalité mal connus : à titre d'exemple, la ville de Montpellier est alimentée par la source du Lez, dont le bassin d'alimentation est très vaste et dont on a découvert récemment qu'une partie des eaux était d'origine profonde.

<b>Proposition</b>
--------------------

<b>Dans la demande d'autorisation d'ouverture de travaux miniers, exiger la présentation d'une évaluation des risques de contamination basée sur la situation géologique et hydrogéologique du territoire prospecté. Faire examiner cette étude par le comité scientifique dont il est proposé la création.</b>
---

La mission estime nécessaire que les opérateurs pétroliers et les services chargés de la police des mines puissent avoir connaissance des résultats effectifs de l'opération. Les techniques de microsismique permettent notamment de visualiser l'étendue du système de fissuration créé (coût de 1 à 2 M€ par site).

<b>Proposition</b>
--------------------

<b>Rendre obligatoire la surveillance par micro sismique des premières opérations de fracturation hydraulique.</b>
--

- **Surface : gestion et traitement des eaux usées, accidents : les effluents de la fracturation hydraulique**

Le fluide et les boues récupérés en surface après une ou plusieurs opérations de fracturation contiennent des substances diverses : résidus plus ou moins dégradés des adjuvants de fracturation, débris de forage, résidus d'hydrocarbures, additifs chimiques, substances recueillies au contact de la roche-mère (métaux lourds). La composition de ces effluents, variable selon les caractéristiques de la roche-mère explorée et des adjuvants de fracturation employés, semble encore mal connue si l'on en juge par la littérature consultée par la mission. Il en résulte des incertitudes sur les dispositions à prendre pour l'enfouissement des boues et le traitement des effluents, dans les meilleures conditions de protection de l'environnement.

En France, selon le BRGM et l'INERIS, les caractéristiques chimiques des roches-mères

recherchées (notamment le schiste-carton du Toarcien) sont insuffisamment connues à ce jour pour prévoir la composition des effluents résultant de la fracturation.

<b>Proposition</b>
--------------------

<b>Confier à un organisme spécialisé une étude sur les propriétés physico-chimiques des roches-mères explorées et le lessivage des métaux lourds qu'elles contiennent.</b>
--

<b>Proposition</b>
--------------------

<b>Prescrire aux opérateurs pétroliers et gaziers des analyses périodiques de leurs effluents et l'établissement d'un plan de gestion de ces boues et effluents.</b>
--

#### **2.4.4 Gestion de l'eau : programmes de recherche**

Quand bien même de strictes procédures de contrôle seraient établies et respectées, un certain nombre d'incertitudes demeurent concernant notamment les risques de pollution liés au processus de fracturation hydraulique. Compte tenu des expériences heureuses et malheureuses de forages aux États-Unis, l'EPA américaine a lancé en février 2011 un ambitieux programme d'études (voir en annexe ; plus de 12 M\$ dont 6 M\$ en 2011 avec une fin prévue fin 2014). Une autre étude est également lancée au Canada.

<b>Proposition</b>
--------------------

<b>Assurer un suivi précis des résultats des études lancées par l'EPA (agence fédérale de l'environnement) en février 2011 sur la qualité des eaux et évaluer leur transposabilité à la situation en France.</b>
--

L'EPA avait déjà lancé en 2005 une étude lourde analogue dans le cadre de la problématique des CBM (Coal Bed Mining) dont les résultats ont été produits en 2008. Selon les éléments dont dispose l'IFPEN, les conclusions de cette étude n'ont pas mis en évidence de relation prouvée entre l'exploitation de CBM et une dégradation de la qualité des eaux souterraines et superficielles.

En cohérence avec ces études et avec la participation des établissements publics (BRGM / IFPEN / INERIS), un programme de recherche pourrait être développé en France, voire au niveau européen, sur la fracturation hydraulique et ses impacts.

Par ailleurs, un bilan des connaissances sur la ressource (agencement des bassins de dépôt, histoire géologique des formations, géochimie, état de contraintes, estimation des volumes présents, etc.) pourrait être engagé dès maintenant. Les dernières synthèses géologiques sur le Bassin parisien comme sur le Sud-Est, publiées par le BRGM, remontent aux années 80. Des études hydrogéologiques spécifiques devront être menées dans les périmètres du sud de la France, au voisinage des sources d'alimentation en eau (cas de formations karstiques ou de remontées d'eaux minérales profondes).

#### **2.4.5 Qualité de l'air**

Dans le cas du gaz de roche-mère, des émissions de méthane ont lieu pendant la complétion du puits, notamment lors des remontées du mélange d'eau et de gaz après fracturation. Il convient de prendre des dispositions pour minimiser ces émissions et de faire en sorte que le raccordement du puits à un réseau de collecte soit installé le plus rapidement possible pour éviter le brûlage à la torchère.

Les fuites de gaz en tête de puits ou sur les installations de surface n'apparaissent pas exceptionnelles ; un cas récent a notamment été signalé au Québec. Pour les juguler rapidement, la réalisation d'inspections périodiques des fuites de gaz pourrait utilement être prescrite à l'opérateur.

Par ailleurs, l'activité intense qui règne au moment des opérations de fracturation hydraulique (circulation des camions, moteurs des compresseurs, etc.) engendre inévitablement des rejets de gaz nocifs et de particules fines dans l'atmosphère. Cette activité étant, dans le cas de l'exploitation d'hydrocarbures de roche-mère, d'une ampleur largement supérieure à celle du « conventionnel », les émissions sont en proportion.

Enfin, l'entreposage à l'air libre d'eau contenant divers produits dissous peut engendrer par évaporation une pollution de l'air.

Observons que ces diverses pollutions sont limitées au voisinage immédiat des puits et qu'elles ne durent que le temps des phases de forage et de fracturations.

La mission n'a pas eu le temps d'examiner en détail le RGIE pour ce qui concerne la qualité de l'air. Il conviendra d'examiner si des compléments doivent lui être apportés sur ce sujet.

#### **2.4.6 Accidents ou risques naturels**

- Incidents, explosions, incendies

S'agissant des hydrocarbures de roche-mère, si de tels risques ne peuvent pas être totalement annulés, une gestion rigoureuse des installations peut les minimiser, par l'emploi de différentes techniques et procédures. Les textes officiels prévoient que des plans de secours sont élaborés pour faire face à un accident.

- Précipitations (épisodes cévenols), tempêtes, inondations

Ce sont des événements qui doivent être pris en compte dans le dimensionnement des équipements industriels. En particulier, les bassins de stockages d'eau de forage doivent être dimensionnés pour éviter un débordement susceptible de polluer les sols, les eaux superficielles et les nappes.

- Séismes

Une crainte parfois formulée est celle de la génération de séismes suite aux opérations de fracturation hydraulique.

Les microséismes directement engendrés par la fracturation hydraulique, qui peuvent atteindre quelques centaines, sont en général trop faibles pour pouvoir être ressentis en surface (séismes de magnitude négative sur l'échelle logarithmique de Richter). Le document du Worldwatch Institute (voir annexe bibliographique) fournit les magnitudes enregistrées sur un site de Barnett shale, qui s'étalent entre - 3,6 et - 1,6.

La question de la génération indirecte de séismes plus importants est différente.

Un document du Worldwatch Institute cite le cas d'un séisme de magnitude 3.3 (pouvant être ressenti par la population, mais sans causer de dégâts) à Cleburne, Texas. Les sismologues de l'université du Texas n'ont pas établi de lien convaincant entre l'exploitation elle-même des gaz de schiste de Barnett et cette sismicité, mais la ré-injection d'eau dans certains puits après exploitation pourrait en être la cause. On peut remarquer que plus de 12 000 puits ont été exploités dans ce secteur et que près de 200 puits d'injection sont utilisés : on n'a connaissance que de deux sites où la micro-sismicité a été ressentie.

Distinguons deux types de phénomènes :

- La sismicité liée au tassement du terrain par suite de la « déplétion » du gisement. L'exploitation de gaz de schiste, roche peu compressible, ne peut être comparée à celle de gaz conventionnel en roche poreuse diminuant de volume au fur et à mesure de l'extraction du gaz (cf. la sismicité induite à Lacq, par exemple). Ce type de sismicité n'est donc pas à craindre pour les gaz de schiste.
- Le déclenchement d'un séisme sur une faille naturellement sous contrainte, par effet de « lubrification » sur le plan de faille. Pour ce qui concerne les gisements potentiels de gaz de schiste, le bassin parisien est classé en zone de sismicité très faible et le risque peut donc être considéré comme nul. Les permis du sud-est se situent en zones de sismicité très faible, faible et, au voisinage de la vallée du Rhône, modérée. Les failles des Cévennes sont considérées aujourd'hui comme inactives ; celle de Nîmes, potentiellement active, est située en dehors des permis accordés. En tout état de cause, les forages éviteront le voisinage de grandes failles, qui risquent d'avoir permis la migration des gaz. On peut recommander, dans le sud-est, le suivi instrumental par des capteurs de surface, même si les magnitudes éventuellement attendues restent très modestes.

#### **2.4.7 Occupation du sol et paysages**

Le problème de l'occupation des sols ne se pose véritablement que lors de la phase d'exploitation, où les forages de nombreux puits se succèdent dans une même région. Si l'on souhaite maintenir constante l'occupation du sol sur le périmètre d'une concession, il est possible de subordonner l'ouverture d'une plate-forme de forage à la fermeture définitive d'un puits. L'IFPEN estime que, pour maintenir une production d'huile ou de gaz respectivement au niveau d'environ 1 Mt/an et de 1 Gm<sup>3</sup>/an, il convient d'ouvrir (et de fermer) deux nouvelles plates-formes par an. Il s'agit d'une estimation moyenne sachant que la productivité d'un puits peut varier d'un facteur 1 à 6 selon les bassins.

La mission, lors de sa visite au Texas, s'est interrogée sur le risque d'aboutir à une multiplication des voiries lourdes pour accéder aux plates-formes, risque il est vrai renforcé par le régime de propriété du sous-sol aux États-Unis. Il importerait, en France, de mettre au point un schéma directeur des voiries d'accès dans le périmètre d'exploitation.

#### **2.4.8 Nuisances diverses : bruit, circulation routière**

Les nuisances résultant du forage d'un puits avec fracturation hydraulique apparaissent en partie inévitables. Elles sont cependant temporaires (6 à 18 mois) et se doivent d'être limitées au strict nécessaire.

Les nuisances dues au bruit et aux poussières sont strictement encadrées par la réglementation (RGIE). La police des mines devra s'attacher à vérifier que ces réglementations sont effectivement respectées, notamment par les machines spéciales (compresseurs notamment) avec une attention particulière pour celles d'origine non européenne.

La mission a pu vérifier aux États-Unis l'efficacité de murs anti-bruit, à parois souples et de grande hauteur, installés autour d'une plate-forme où des puits étaient en cours de forage en milieu urbain.

La principale nuisance tient aux nécessités de transport. On estime que la réalisation d'un puits de recherche (avec un drain horizontal et fracturations) nécessite entre 900 et 1300 voyages de camion, dont 500 à 600 voyages de camions-citernes (de capacité de l'ordre de 30 m<sup>3</sup>). Il importe d'en

limiter les inconvénients pour les riverains et pour éviter la détérioration des petites routes dont la structure (profils en long et en travers) est en général peu adaptée à un trafic lourd, même temporaire.

<b>Proposition</b>
--------------------

Privilégier, dans la mesure du possible, l'approvisionnement en eau par canalisation pour les opérations de fracturation.
---

<b>Proposition</b>
--------------------

Étudier avec les collectivités locales concernées les parcours routiers pouvant supporter le trafic induit par les travaux envisagés et qui présentent le moins de nuisances pour les riverains.
--



Figure 12bis. Plate-forme ConocoPhillips (Eagle Ford, Texas) avec de fracturation hydraulique en cours (photo du 9 mai 2011)

Enfin, en vue d'assurer une juste contrepartie aux collectivités territoriales qui subissent les nuisances liées à l'extraction du gaz de roche-mère, la mission suggère aux autorités publiques d'examiner la mesure dans laquelle les communes concernées pourraient être raccordées à un réseau de distribution de gaz naturel.

#### **2.4.9 Surveillance ; instrumentation (« monitoring »)**

Il résulte de ce qui précède qu'une surveillance environnementale sérieuse, basée sur une instrumentation adéquate, doit être mise en place pendant les travaux de forage et de fracturation, et, pour certaines techniques, maintenue pendant l'exploitation, ceci principalement au début de l'exploitation d'un champ. On citera notamment :

- Ecoute sismique avec localisation des micro-séismes, par des capteurs en surface et/ou en forage ;

- Contrôle des nappes superficielles (piézométrie, pollution) ;
- Contrôle des cours d'eau au voisinage des installations de forage (pollution) ;
- Mesures de bruit si l'installation est assez proche d'habitations ;
- Mesures d'émanations de gaz en surface.

Un état des lieux initial (« état zéro ») doit être établi avant le début des travaux.

<b>Proposition</b>
<b>Faire établir, avant le début des travaux, un état des lieux initial (« état zéro »).</b>

Concernant l'écoute micro-sismique, indépendamment de l'objectif de l'industriel qui est d'optimiser la fracturation hydraulique, il est nécessaire de contrôler les impacts des opérations : d'une part déterminer, en temps réel, la localisation des fractures engendrées et vérifier qu'elles se développent en restant dans la couche imperméable, et d'autre part s'assurer objectivement que les vibrations en surface restent négligeables.

En matière de localisation, les bonnes pratiques actuelles peuvent atteindre une précision d'environ 10 % de la profondeur, soit 100 m à 1000 m de profondeur. Il apparaît ainsi que, même en surdimensionnant le nombre de capteurs pour obtenir une précision optimale, on peut avoir du mal à contrôler de près la propagation des fractures dans les régions où la roche-mère imperméable est profonde et peu épaisse. Une précision meilleure peut être obtenue lorsque plusieurs capteurs sont placés dans des forages, non loin des sources, mais le coût est un facteur limitant... De façon réaliste, on peut espérer des localisations avec une précision de 20 à 50 m<sup>19</sup>. Il s'agit d'un domaine de recherche actif en géophysique et des progrès sont attendus dans les années qui viennent. Des organismes comme l'IPG de Strasbourg ou l'INERIS peuvent sur ce sujet développer de nouvelles méthodes et apporter une compétence indépendante.

La micro-sismicité peut être considérée désormais comme une technique bien répandue parmi les opérateurs souhaitant intervenir en France. D'autres équipements de contrôle et monitoring existent cependant ou sont en phase de recherche développement (pôle de compétitivité Avenia à Lacq) comme nous l'a confirmé par ailleurs l'INERIS.

Il importera de se donner les moyens d'imposer de recourir aux dernières techniques innovantes dès lors qu'elles seront opérationnelles, ce notamment à l'aide de puits expérimentaux proposés par la mission et d'un comité scientifique chargé de valider l'ensemble des mesures.

---

<sup>19</sup> Les graphiques de localisation présentés par les opérateurs paraissent à cet égard un peu trompeurs, les points représentatifs ayant des dimensions inférieures à 10 m en général.

## **2.5 Éléments complémentaires pour l'évaluation des risques**

### **2.5.1 Incidents signalés aux États-Unis et au Québec ; dispositions réglementaires :**

On pourra consulter en annexe un tableau récapitulatif des principaux incidents signalés aux États-Unis. [Source : rapport "Frac Attack" juillet 2010 (RESERVOIR & TUDOR PICKERING HOLT&CO)]

**Les cas où du gaz naturel s'avère avoir infiltré de l'eau potable ne sont pas liés à des opérations de fracturation hydraulique, selon les conclusions des enquêtes officielles diligentées.** Des fuites de gaz présent à une bien moindre profondeur et retrouvé dans les aquifères résultent dans la majorité des cas expertisés de défauts dans les tubages et dans les travaux de cimentation.

En particulier, selon une très récente étude américaine<sup>20</sup> portant sur le nord-est de la Pennsylvanie et de l'État de New-York, effectuée à partir de prélèvements d'eau dans les nappes phréatiques :

- des concentrations de méthane d'origine fossile étaient présentes dans les nappes proches des puits forés pour extraire du gaz de roche-mère, avec des concentrations d'autant plus fortes que l'on se rapproche des puits ;
- aucune trace des produits utilisés pour la fracturation hydraulique n'a été trouvée.

Cette étude laisse donc à penser que la pollution des nappes dûment constatée provient de défauts d'étanchéité des puits d'extraction (cuvelage défectueux, cimentation poreuse) et non des fracturations hydrauliques elles-mêmes.

L'incident récent de Leclercville au Québec est instructif : des fuites de gaz à partir d'un puits mal réalisé ont été colmatées par des injections de ciment autour du puits (re-cimentation), mais on peut observer que l'opération a pris plusieurs semaines. Remarquons aussi que cette malfaçon aurait dû être détectée lors du contrôle initial de la cimentation (diagraphies).

Tous ces éléments confirment **l'importance essentielle de l'opération de conception (design) du puits**, élément que tous les opérateurs rencontrés par la mission ont bien souligné, les désordres étant souvent le fait d'entreprises peu expérimentées et surtout négligentes et peu contrôlées...

### **2.5.2 Dispositions réglementaires aux États-Unis**

Aux États-Unis, les responsabilités environnementales sont partagées depuis 1970 entre l'État fédéral, l'EPA et les États :

- l'État fédéral définit, au travers de la législation adoptée par le Congrès, des objectifs de politiques environnementales et les mesures de financement afférentes pour les agences fédérales,
- l'EPA, créée en 1970 par le Congrès, est responsable de l'application des lois environnementales, de leur suivi et de leur respect. Elle a également le pouvoir de mettre en place des réglementations spécifiques,
- les États sont chargés de la mise en œuvre des politiques dans leurs juridictions, en bénéficiant d'une certaine liberté pour établir leurs propres politiques sous réserve de respecter les normes fixées par le Congrès.

Les réglementations prises par les États concernés par les exploitations d'hydrocarbures sont extrêmement variables d'un État à un autre. Il est particulièrement important de noter que, pour les États-Unis, l'exploitation de ce potentiel d'hydrocarbures participe pleinement à leur politique

---

<sup>20</sup> « Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing », par S. Osborn et al. de la Nicholas School of the Environment et de la Duke University.



énergétique. Au plan réglementaire, les problématiques d'environnement et de santé sont traitées de manière à la fois empirique, par retour d'expérience, et scientifique.

Plusieurs États ont reconnu la nécessité de construire un nouveau cadre réglementaire spécifique pour l'exploitation des hydrocarbures, en particulier lorsque la fracturation hydraulique est employée (l'État de New York a élaboré sur 3 ans un cadre réglementaire téléchargeable de 800 pages, qui deviendra obligatoire cet été 2011).

En outre, des ONG participent au chantier d'élaboration de la réglementation : l'Environment Defense Fund participe à des travaux auprès de Steven CHU, Secrétaire d'État américain à l'Énergie, et a produit un règlement-cadre d'une quarantaine de pages sur la fracturation hydraulique bâti à partir des meilleures prescriptions en cours dans les différents États (voir extrait ci-dessous).

**ARTICLE I – Utilizing the Model Regulatory Framework**

1. **Scope.** This Model Regulatory Framework for Hydraulically Fractured Hydrocarbon Production Wells (the "Model Framework") is intended to be utilized by state governments in implementing a distinct regulatory regime governing the drilling, completion and production of hydrocarbon production wells that are stimulated by hydraulic fracturing. The Model Framework applies to all hydraulically fractured hydrocarbon production wells, regardless of depth or trajectory, but is not intended to govern any aspect of injection wells, storage wells or any other type of wells that may also be stimulated by hydraulic fracturing.

2. **Purpose.** The Model Framework is based on numerous "best-in-class" state rules and regulations, and incorporates industry "best practices" with regard to safety, efficiency and environmental protection. The Model Framework is meant to give state governments a road-map to implement hydraulic fracturing regulation that (i) utilizes the structure of the most effective state laws and regulations, (ii) makes mandatory the best operational industry practices, (iii) encourages technological advances and innovation to continually improve industry practices and (iv) ensures the protection of precious natural resources.

[...]

La mission considère que l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère appelle la mise au point de réglementations techniques spécifiques à la fracturation hydraulique (*cf. infra* § 4.1.3). Il importe d'assortir en France toute autorisation d'ouverture de travaux miniers, de prescriptions suffisamment précises sur les règles de l'art et de moyens de contrôle afin d'empêcher toute répétition chez nous de désordres tels qu'observés dans certains États américains. Rappelons aussi que, aux États-Unis, les compagnies pétrolières avaient été exemptées en 2005 du SDWA (Safe Water Drinking Act).

### **2.5.3 Comparaison avec la géothermie**

Certaines techniques de la géothermie profonde ont des points communs avec l'exploitation des gaz et huiles de roche-mère : en particulier, les forages profonds, la stimulation hydraulique et l'injection de fluides et d'additifs.

Le **site expérimental de Soultz-sous-Forêts**, en Alsace, est la référence à ce sujet : 4 forages entre 3500 et 5000 m, verticaux puis déviés en profondeur ; fracturation hydraulique (+ agents anti-corrosion, acides, agents complexants) sous forte pression afin d'augmenter la perméabilité, essentiellement par dilatance de fractures existantes ; exploitation par circulation de l'eau salée en boucle. Pour agrandir les fractures, jusqu'à 4700 m<sup>3</sup> d'acide chlorhydrique dilué à 2 g/l ont été utilisés à titre expérimental.

Pour une stimulation dans un puits, de 20 000 à 35 000 m<sup>3</sup> ont été injectés avec des surpressions autour de 13 à 19 MPa (par rapport à la pression lithostatique, c'est-à-dire la pression « ambiante », qui varie de 90 à 125 MPa selon la profondeur). A noter qu'il a été fait appel, pour les opérations de forage, à une maîtrise d'œuvre américaine en raison de sa compétence.

Quelques enseignements peuvent être tirés du fonctionnement sur plusieurs années : rayon d'influence de 100 à 150 m autour du puits ; abondante micro-sismicité engendrée, mais de très faible énergie : une dizaine seulement ont une magnitude supérieure à 2, entre 2 et 2,9 (surveillance assurée par l'École et Observatoire des Sciences de la Terre de Strasbourg) ; aucun problème de pollution de nappes superficielles, du fait notamment que les stimulations se font dans le socle profond.

**Il y a toutefois de notables différences avec les gaz et huiles de roche-mère :**

- granite, donc roche plus résistante qu'un schiste argileux, mais, comme cette dernière, très peu perméable en l'absence de fractures ouvertes,
- grande profondeur du granite et de la stimulation à Soultz,
- pas d'injection d'agents de soutènement (sable) à Soultz, l'ouverture irréversible des fractures étant obtenue par cisaillement et dilatance,
- circulation permanente d'eau pendant les années d'exploitation géothermique (avec agents anti-corrosion si nécessaire), alors que l'injection se limite à quelques dizaines heures pour un puits à fracturations multiples dans le schiste.

La transposition des observations à Soultz – pas de conséquences environnementales significatives – ne peut donc se faire sans précaution.

La géothermie du Dogger, en région parisienne, utilise également des produits anti-corrosion et des biocides (pour lutter contre les bactéries), dans l'eau qui circule à travers le doublet.

## **2.6 Les compétences existantes en France (entreprises et administrations)**

Les forages en métropole (pour hydrocarbures conventionnels) sont devenus de moins en moins nombreux (les grands pétroliers se sont retirés il y a quelques années du territoire français) **et le faible nombre d'experts de l'administration et leur éclatement géographique fait que la compétence collective des administrations** est désormais assez inadaptée face à la recrudescence potentielle des forages en métropole : on peut estimer à moins d'une dizaine les experts encore présents en services déconcentrés...

**La compétence collective à bâtir suppose de disposer d'une offre de formation « robuste » et systématique des futurs experts en DREAL.** Des formations existent actuellement dispensées notamment par l'IFPEN sur base de volontariat (interprétation des BCL et diagraphies notamment) ainsi que par les Ecoles des mines et le pôle de compétitivité Avenia (voir ci-après).

**La même remarque vaut pour les fournisseurs et entreprises sous-traitantes** des opérateurs qui sont dans certains domaines totalement inexistantes en France : on trouve encore quelques « beaux fleurons » (Vallourec par exemple) mais ils demeurent l'exception. Malgré les efforts des pétroliers pour « rattraper » leur retard dans les techniques d'exploration et exploitation des hydrocarbures de roche-mère, il y a en France un déficit de compétences. A l'instar des administrations, il y aurait lieu de promouvoir une offre de formation à l'intention des entreprises ; celle-ci avoir certains modules de formation communs avec l'offre précitée à constituer pour les agents de l'État.

La question de **la reconnaissance par tierce partie des capacités techniques de certains personnels intervenant sur site dans des opérations sensibles** (pilotage de la fracturation par exemple) peut être posée.

## **2.7 Amorcer une véritable compétence collective en France : un Comité scientifique fédérateur, un pôle de compétitivité dédié**

Les paragraphes précédents ont montré que les techniques d'exploitation des gaz de schiste sont la cause d'un certain nombre de nuisances et présentent, comme beaucoup d'activités industrielles, des risques pour l'environnement. Les moyens de réduire ces nuisances et ces risques ont été présentés : l'emploi des meilleures pratiques dans ce domaine, éventuellement imposées par voie réglementaire, permet-il de ramener ces nuisances et ces risques à un niveau acceptable ?

La mission n'endosse :

- ni la position qui condamnerait *a priori* cette activité sous le prétexte du fort danger pour l'environnement que présenterait la fracturation hydraulique : cette technique a été employée de nombreuses fois en Europe sans conséquence irréversible, par exemple en Allemagne, aux Pays-Bas... et en France,
- ni la position qui affirmerait que le risque zéro peut être atteint sans difficulté aujourd'hui (la mission n'en veut pour preuve que le programme de recherche 2011-2013 lancé par l'EPA aux USA, sur l'amélioration de la sécurité environnementale de la fracturation hydraulique : il subsiste bel et bien des marges de progrès).

La mission propose de mettre en place, avant toute exploration et exploitation industrielles, une phase expérimentale destinée à la fois à mieux connaître la ressource d'hydrocarbures de roche-mère<sup>21</sup> et à mieux évaluer et maîtriser les impacts de la technique de fracturation hydraulique, ceci de façon totalement transparente vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes.

La mission considère par ailleurs que les risques vis-à-vis des nappes ne sont pas les mêmes selon les sites, c'est-à-dire selon les configurations hydrogéologiques. Il existe en particulier des sites où le risque est *a priori* plus élevé : zones de failles, proximité d'une nappe d'eau potable, etc.<sup>22</sup>

### **2.7.1/ Pour un Comité scientifique composé d'experts BRGM, IFPEN, INERIS**

Il faut se donner les moyens par des prescriptions adaptées d'imposer, en les détaillant pour tous les aspects du processus, les matériaux et conditions de mise en œuvre offrant les meilleures sécurités en l'état actuel des connaissances. A cet égard, la mission préconise la constitution d'un Comité scientifique dont l'avis constituerait la meilleure référence.

IFPEN, INERIS et BRGM concentrent en France une part essentielle des savoirs experts en matière d'huiles et gaz de roches mères : géologie des aquifères, caractéristiques des massifs fracturés, impacts sanitaires et environnementaux, évaluation des risques, techniques d'exploration et de production, etc.

Constitué notamment d'un ou deux experts de chacun des organismes précités et d'universitaires, y compris étrangers, et d'un ou deux experts choisis par les industriels (opérateurs et prestataires de services), ce Comité scientifique, de dix à douze membres, constituerait une expertise extérieure susceptible d'apporter des réponses à des questions particulières, notamment à l'occasion du dépôt d'un projet.

---

<sup>21</sup> La mission note qu'au Royaume-Uni, le Department of Energy and Climate Change a demandé en 2010 au British Geological Survey un rapport « The unconventional hydrocarbon resources of Britain's onshore basins – shale gas », qui fait le point des connaissances sur les formations géologiques potentiellement exploitables.

<sup>22</sup> On peut citer l'exemple de la ville de New-York, qui a pris une position très restrictive sur les gaz des schistes de Marcellus : lors du percement des galeries d'adduction d'eau dans le secteur concerné, des venues d'eau profondes avaient été rencontrées le long de failles, ce qui révèle l'existence de connexion naturelles entre nappes - Voir le rapport du New York City Department of Environmental Protection sur le sujet.

S'agissant des travaux de recherche scientifique, l'idée de disposer d'un programme de recherche élaboré en commun par les établissements sus-mentionnés paraît souhaitable : le comité scientifique à constituer aurait également la charge d'identifier les différents thèmes de recherche de chaque établissement et de proposer des priorités.

**Proposition**

**Instaurer un Comité scientifique national constitué autour d'un noyau d'experts du BRGM, de l'IFPEN et de l'INERIS. Ce Comité aurait connaissance des travaux de forage prochains et pourrait identifier les exigences particulières qui pourraient être imposées à l'opérateur du forage par le préfet concerné. En matière de recherche scientifique, le Comité aurait également dans ses missions, une fois identifiés l'ensemble des thèmes de recherche en relation avec les hydrocarbures de roche-mère, de définir les priorités au sein d'un programme de recherche scientifique unique.**

**2.7.2/ Faire contribuer le pôle de compétitivité AVENIA de Lacq au réseau de compétence**

Le pôle Avenia est situé en région Aquitaine, dans le bassin de Pau-Lacq. Le pôle a pour ambition de devenir un centre de référence reconnu au niveau mondial sur l'ensemble des technologies liées au sous-sol. Il rassemble les acteurs des géosciences, de l'énergie et de l'environnement : 125 entreprises, soit environ 6000 emplois directs, ayant une forte habitude de coopération.

Il s'appuie sur 3500 chercheurs des centres de recherche privés (Total, Arkema, etc.) et publics (IFPEN, BRGM, Université de Pau, PRES de Bordeaux, ...).

L'Aquitaine propose 14 formations publiques dispensées par les universités et écoles et 6 formations professionnelles privées réalisées par des entreprises (IFPEN training, NeXT, Prideforasol, ...).

**Proposition**

**Étudier le positionnement du pôle Avenia sur l'exploration et l'exploitation des gaz et huiles de roches mère afin de permettre à la France d'être à la pointe du progrès des techniques utilisées et de favoriser la création d'entreprises françaises innovantes, notamment par des actions de formation en relation avec son puits école.**

**2.7.3/ Des forages pilotes sur chaque bassin pour stabiliser et édicter des règles de l'art**

L'engagement relativement récent des majors pétroliers dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures de roche mère, avec tout ce que cela peut représenter comme potentiel technique et financier, ainsi que les synergies résultant des partenariats noués entre ces majors et les entreprises pionnières qui ont acquis un savoir-faire, ont généré d'énormes et rapides progrès. Ceux-ci visent à sécuriser le processus et à rendre économiquement rentable la recherche et l'exploitation de ces hydrocarbures.

**Sans méconnaître l'avantage concurrentiel de chaque opérateur, la mission a acquis la conviction que certaines dispositions techniques offrant les meilleures garanties pourraient être progressivement imposées dans un cahier des charges élaboré par l'administration.**

Ceci conduirait à imposer réglementairement certaines techniques ou dispositions qui ne sont actuellement que de bonnes pratiques et satisferait à la fois :

- un souci de transparence et de pédagogie vis-à-vis notamment des populations locales pour ce qui est des techniques mises en œuvre et de leur impact,

- l'intérêt même des opérateurs : tout incident résultant de pratiques « contestables » d'un opérateur quel qu'il soit rejaillirait très négativement sur l'ensemble de la profession,
- le souci de tirer parti du faible nombre de bassins existant en France permettant de recourir à un nombre limité de variantes dans le processus, en évitant également que chaque opérateur optimise de son côté son processus.

La forme prise consisterait à sélectionner un puits, ou un puits par opérateur, existant ou à forer, considéré comme représentatif du bassin et, sur financement des industriels, à le « suréquiper » pour pouvoir éclairer tous les points de vigilance directement liés aux spécificités de l'exploration et de la production des hydrocarbures non conventionnels.

Ces puits expérimentaux permettraient en toute transparence de tester la pertinence de la mise en place sur tout puits des différents équipements de contrôle qui seront évalués en vraie grandeur. Ils apporteront un éclairage à l'administration pour lui permettre de constituer un véritable cahier des charges et d'imposer tel ou tel équipement de contrôle à tout puits foré.

Au travers des entretiens, des membres de la mission ont acquis la conviction d'une bonne acceptabilité potentielle de telles dispositions par les opérateurs (qui souhaitent ainsi démontrer la qualité de leur prestations).

**Proposition**

**Afin de mieux apprécier en amont les caractéristiques de la roche-mère sur chaque bassin et de permettre à l'administration de libeller au mieux les prescriptions complémentaires à édicter dans le RGIE, sélectionner, en associant le comité scientifique national à créer, un puits existant ou à forer (ou un puits par opérateur présent sur le bassin), considéré(s) comme représentatif(s) du bassin. Ces puits, faits par les industriels, seront « suréquipés » de tous les dispositifs de contrôle pour pouvoir « éclairer » tous les points de vigilance directement liés aux spécificités de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels.**

## **2.8 Capacités techniques et financières des opérateurs à prendre en compte au niveau des déclarations et autorisations de travaux**

Un permis exclusif de recherches est octroyé sous réserve notamment que le bénéficiaire possède les capacités techniques et financières nécessaires pour mener à bien les travaux de recherches et pour répondre aux obligations mentionnées aux articles 161, 163 et 173 (nouvelle numérotation) du code minier.

**Ensuite, préalablement à des travaux d'exploration**, l'administration exigera des porteurs de projets, afin d'obtenir des garanties quant aux compétences professionnelles des agents intervenant sur une plate-forme de forage d'hydrocarbures de roche-mère, la présentation de références précises sur l'expérience du personnel qui sera employé sur chacun des chantiers.

### 3. Enjeux sociétaux et environnementaux

#### 3.1 Les interrogations des collectivités et associations locales : un déficit d'information

La question des « gaz de roche-mère », en fait des huiles et gaz de roche-mère, a généré en France une brutale défiance locale.

La mission, au travers notamment des entretiens menés sur le terrain – **en Seine-et-Marne, en Ardèche et dans l'Hérault** – a entendu deux éléments principaux :

- les craintes vis-à-vis des impacts et risques liés à la fracturation hydraulique,
- la critique sur l'absence d'information des élus et de la population.

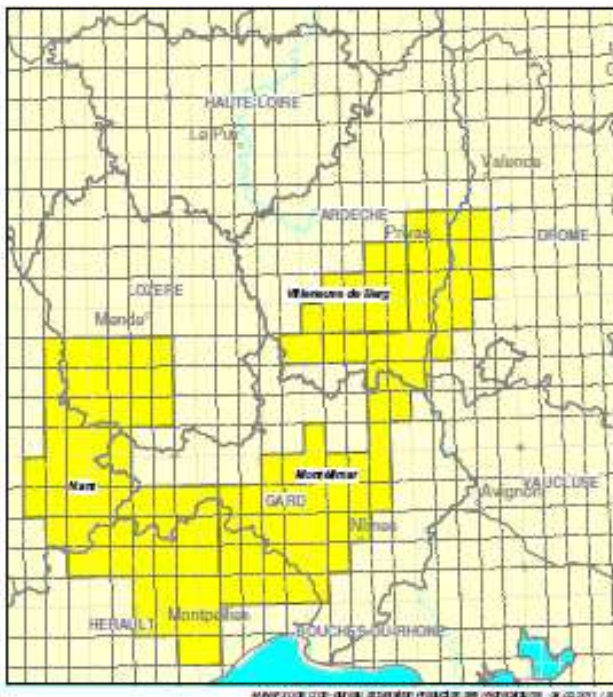


Figure 13 Titres miniers d'hydrocarbures Gaz de schiste dans le Sud-Est

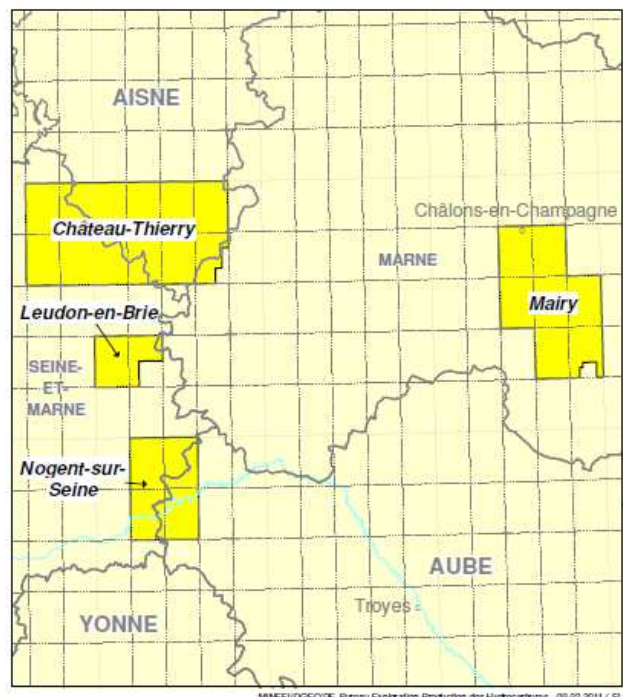


Figure 14 Permis de recherches d'hydrocarbures Huile de schiste dans le Bassin de Paris

Source : MINEFI / DGEC / DE-Bureau Exploration Production des Hydrocarbures

Notre pays, après avoir connu une période (années 1950-60) d'extraction pétrolière certes en faible quantité mais régulière, a vu lentement décliner depuis une vingtaine d'années cette activité sur le sol métropolitain. Cette décroissance s'est accompagnée d'une progressive perte de compétence des administrations en charge des mines. En France métropolitaine, l'instruction des dossiers d'autorisation des travaux miniers a progressivement fait l'objet d'un traitement de routine respectant la procédure, s'agissant de dossiers qu'aucun indicateur ne signalait comme dossier sensible.

Il en a été de même pour l'instruction des premiers dossiers de fracturation hydraulique.

Les collectivités locales n'ont pas de ce point de vue été plus réactives et les informations transmises aux maires en 2009 et 2010 n'ont pas à cette époque eu de raison particulière d'attirer leur attention.

Des élus ont fait part à la mission de leur surprise, en octobre dernier, lorsqu'ils ont reçu la visite de tel opérateur venant leur remettre un planning leur indiquant des travaux de forage programmés sur leur territoire et débutant dans les mois suivants. Certains maires ont indiqué à la mission être « allés sur Internet » pour se documenter sur les travaux de fracturation hydraulique dont il leur avait été fait état.

Il apparaît ainsi que des textes complexes (le code minier), maîtrisés par peu d'agents, se révèlent inadaptés à l'irruption de nouvelles formes d'exploration non conventionnelle d'hydrocarbures. Ces textes trahissent en cela une certaine insuffisance en matière d'information du public et des collectivités locales (voir chapitre 4), même s'il est clair que l'intérêt général doit parfois primer sur l'intérêt local.

Par ailleurs, les rares visites protocolaires que les opérateurs pétroliers ont rendues à certains des élus locaux concernés se sont avérées contre-productives. Étant très sélectives, elles ont créé des frustrations et amplifié les craintes chez ceux qui n'en ont pas bénéficié. Le message des opérateurs se voulait trop rassurant et ne comportait aucune donnée technique. Finalement, l'idée qu'« on nous cache quelque chose » a prévalu et continue encore aujourd'hui à prévaloir.

<b>Proposition</b>
--------------------

<b>Demander aux opérateurs pétroliers et gaziers d'informer les populations locales de leurs projets de travaux et des précautions prises pour réduire les risques et les nuisances qui s'y attachent.</b>
--

### **3.2 Une insuffisance de transparence**

Un second élément d'insatisfaction majeur réside dans l'absence de transparence des procédures d'attribution des permis exclusifs de recherches et d'autorisation d'ouverture de travaux miniers d'exploration. En effet, ces deux procédures ne requièrent pas l'avis des maires des communes concernées. Au plan local, seuls les avis des préfets et des services administratifs concernés sont demandés. Dès lors, les élus locaux ont le sentiment d'être placés devant le fait accompli.

La procédure de déclaration d'ouverture de travaux miniers applicable aux forages d'exploration (comportant ou non des fracturations hydrauliques) réalisés dans le cadre d'un permis de recherches ne prévoit qu'une information des communes concernées et un simple affichage en mairie pour l'information des populations. Cette procédure semble en pratique, selon les constatations de la mission, inadaptée à son objet pour plusieurs raisons :

- La déclaration de travaux miniers n'intervient que dans la phase intermédiaire du processus, en tout état de cause après que l'opérateur ait effectué les premiers repérages et pris les contacts nécessaires pour négocier l'achat ou la location des terrains nécessaires à ses travaux. L'opérateur est donc activement présent sur les communes dont les élus ne sont toujours pas officiellement informés de ses projets ;
- La procédure à suivre pour informer les maires à réception d'une déclaration de travaux miniers n'est pas précisée par les textes en vigueur et laissée à l'appréciation des services locaux qui conduisent la procédure. Il semble que cette information soit en pratique réalisée a minima, au bénéfice du seul maire sur le territoire de la commune duquel la plate-forme de forage sera installée. Les communes limitrophes qui peuvent supporter des nuisances consécutives aux travaux ne sont pas informées. Les collectivités territoriales région et département ne sont pas non plus associées ;
- Enfin, dans le cadre d'une concession, une autorisation de travaux miniers délivrée plusieurs années auparavant, et pour laquelle le maire avait à l'époque été consulté, peut prévoir le forage de plusieurs puits d'exploration. Le concessionnaire peut aujourd'hui à bon droit, et sans formalité supplémentaire, procéder à un forage avec fracturation hydraulique.

<b>Proposition</b>
<b>Compte tenu des craintes que suscite dans l'opinion la fracturation hydraulique, revoir la procédure de consultation et d'information des maires lorsque cette technologie est utilisée.</b>

### **3.3 Un déséquilibre avantages/inconvénients pour les populations locales**

Lors de ses déplacements dans trois départements directement impliqués dans la recherche d'hydrocarbures de roche-mère, la mission a entendu les multiples arguments avancés par les élus locaux et les associations pour refuser tout projet d'exploitation d'hydrocarbures de roche-mère. Elle s'est attachée à évaluer aussi les avantages que pourraient tirer les populations locales de l'exploitation des richesses de son sous-sol.

Force lui est de constater qu'aucun avantage ne compense, aux yeux des élus rencontrés, pour les populations locales les inconvénients liés à l'extraction des hydrocarbures :

- La redevance départementale et communale des mines est considérée comme illisible et d'un montant sans rapport avec les nuisances à subir ;
- Les avantages économiques se limiteraient à l'augmentation du chiffre d'affaire des hôtels restaurants locaux pendant la durée des travaux ;
- La création d'emplois locaux est jugée peu réaliste. Seules des entreprises hautement qualifiées, et essentiellement étrangères, interviendront dans les travaux miniers ;
- La perspective du raccordement au gaz naturel de petites communes aujourd'hui à l'écart du réseau de distribution n'apparaît pas constituer aux yeux des élus un avantage significatif pour des populations ayant recours au chauffage au bois ;
- La location de terrains à usage agricole par les pétroliers pour l'installation temporaire de leurs plates-formes de forage, qui se fait généralement à des tarifs généreux, ne représente pas un avantage aux yeux des représentants du monde agricole. Ils estiment que cet avantage bénéficierait aux propriétaires du sol et non aux agriculteurs qui ne sont généralement qu'exploitants de ces surfaces. De tels avantages qui ne bénéficieraient qu'à certains nuiraient à la solidarité du monde agricole local. En outre, l'implantation d'une installation industrielle sera, selon eux, de nature à nuire gravement à l'image de leurs produits sur les marchés.

L'éventuel intérêt économique national lié à l'extraction des richesses de notre sous-sol (réduction de notre balance commerciale, sécurisation de nos approvisionnements énergétiques, réduction des tarifs du gaz, création d'emplois, ...) n'a jamais été évoqué.

**Bref, avec des risques et des nuisances d'une part et aucun avantage d'autre part, la balance penche sans ambiguïté, selon les élus et associations rencontrées, en défaveur de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.**

### **3.4 Des valeurs incompatibles avec l'extraction d'hydrocarbures**

Certains des interlocuteurs rencontrés ont fait connaître à la mission leur opposition à tous travaux miniers même si les risques liés à la fracturation hydraulique pouvaient être totalement éliminés.

En Ardèche, les élus estiment que l'activité minière n'est pas compatible avec le schéma de développement adopté pour l'Ardèche du sud basée sur la nature et le tourisme.

Certaines associations de protection de l'environnement plaident pour un développement sans



hydrocarbures fossiles, avec le slogan : « les hydrocarbures de roche-mère : ni ici ni ailleurs ».

### **3.5 Eléments sur deux secteurs emblématiques**

On a vu que développement d'une exploitation d'hydrocarbures de roche-mère produit un certain nombre de nuisances, d'impacts et de risques, qui, même minimisés, ne peuvent être éliminés totalement. Ce développement peut donc entrer en conflit avec la protection des riverains et de l'environnement. On peut citer : la proximité de zones habitées, les zones de protection des nappes d'alimentation en eau potable (cas des sources thermales, en particulier), les parcs naturels et les diverses aires de protection (monuments historiques, flore, faune).

Deux secteurs emblématiques de ces difficultés se situent dans le bassin d'hydrocarbures non conventionnels du sud-est de la France : le Parc national des Cévennes et le projet de classement de site Unesco.

#### **3.5.1 Le Parc national des Cévennes**

Un permis exclusif de recherches d'hydrocarbures liquides ou gazeux, dit « permis de Nant », a été accordé en 2010 à la société Schuepbach Energy LLC. Il apparaît qu'une zone incluse dans cette autorisation recoupe une partie du « cœur » du parc national des Cévennes (PNC).

*« Ce permis a été octroyé sans préjuger des dispositions combinées des articles L. 331-1 et L. 331-4-1 du code de l'environnement, des articles 9, 79 et 119-1 du code minier<sup>23</sup> et de l'article 1<sup>er</sup> du décret en Conseil d'État n°2009-1677 relatif au parc national des Cévennes, qui conduisent à prohiber toute recherche par forage dans le cœur du parc national<sup>24</sup>.*

*Par ailleurs, ce permis et celui de Montélimar (et, très marginalement, celui de Villeneuve-de-Berg), recouvrent en partie les territoires des communes constituant l'aire optimale d'adhésion, c'est-à-dire ayant vocation à faire partie du parc national des Cévennes en adhérant à sa charte au titre des articles L. 331-1 et L. 331-2 du code de l'environnement. Cette charte du parc national vise à définir un projet de territoire traduisant la solidarité écologique entre le cœur du parc et ses espaces environnants<sup>25</sup>. Les services du MEDDTL, ainsi que la DATAR et l'ensemble des ministères, réunis en Comité interministériel des parcs nationaux, participent aux travaux d'élaboration de la charte, qui doit ensuite être approuvée par le Premier ministre.*

*Une fois la charte approuvée au plan national par le Premier ministre et officiellement adoptée localement par la commune classée en « aire optimale d'adhésion » du parc national, le régime juridique suivant s'appliquera :*

▪ *tous les services de l'État auront obligation de « cohérence »<sup>26</sup> avec la charte dans l'aire d'adhésion, dans tous les actes de l'État ;*

▪ *les documents de planification locale de gestion des ressources naturelles, tels que les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie arrêtés par les préfets de région, seront soumis à l'avis simple mais obligatoire de l'EP du PNC ;*

*dans la mesure où certaines autorisations délivrées par l'État, telles celles relatives à des permis miniers, seraient situées en aire d'adhésion et de nature à affecter de façon notable le « cœur » du parc national, ces autorisations seront soumises à un avis conforme préalable de l'EP du PNC, après avis de son conseil scientifique. »* [d'après une note établie par José Ruiz, sous-directeur DGALN, avec son accord]

Le directeur du parc national des Cévennes a écrit aux sociétés attributaires des permis d'exploration en insistant sur l'interdiction de recherche en « cœur » de parc et sur les enjeux au regard du projet de territoire du parc national par courriers du 24 janvier 2011.

Une exploitation d'hydrocarbures non conventionnels, avec nombreuses plates-formes en surface, dans l'aire d'adhésion du parc national des Cévennes paraît difficilement compatible avec la

<sup>23</sup> Qui deviendront à compter du 1<sup>er</sup> mars 2011 les articles L. 161-1, L. 173-2, L. 173-5 (3°) du code minier (en application de l'ordonnance n°2011-91 du 20 janvier 2011 portant codification de la partie législative du code minier, notamment de son article 22).

<sup>24</sup> Noter que le simple bivouac des randonneurs est interdit dans le cœur du PNC...

<sup>25</sup> Article L. 331-1 du code de l'environnement.

<sup>26</sup> Obligation énoncée au III de l'article L. 331-3 du code de l'environnement.

vocation de cette aire (« solidarité écologique » avec le cœur).

Il résulte de ces éléments que l'octroi des permis de Nant, et dans une moindre mesure, de ceux de Montélimar et de Villeneuve-de-Berg, peut se trouver en conflit avec la réglementation prévalant dans le Parc national des Cévennes. Certains membres de la mission estiment que, dans l'état actuel de la réglementation, des limitations en résulteront pour les sociétés pétrolières.

La protection des sites classés vis-à-vis des activités minières est une question récurrente qui a été traitée à plusieurs reprises par le Conseil d'État à l'occasion de l'attribution de titres miniers. Faute de pouvoir étudier dans le détail cette question importante dans les délais prescrits, la mission rappelle que la jurisprudence constante considère que les sites classés doivent être assujettis au droit commun en matière de propriété et d'usage du tréfonds : si le sol et le sous-sol proche de la surface (nappe phréatique) doivent être protégés conformément aux règles du site classé, rien ne s'oppose à la recherche et à l'exploitation des gisements miniers du tréfonds, dès lors que les techniques de recherches ou d'extraction ménagent le sol et le sous-sol proche.

### **3.5.2 Le projet de site UNESCO**

*« La France a ratifié en 1975 la convention concernant la protection du patrimoine mondial, culturel et naturel adoptée par la conférence générale de l'UNESCO en 1972.*

*Les biens représentatifs du patrimoine mondial sont proposés par chaque État, puis distingués au terme d'une procédure d'expertise internationale à travers leur inscription sur la Liste du patrimoine mondial. La décision d'inscription relève du Comité du patrimoine mondial, composé des représentants de 21 États parties au traité. Elle est prise après l'expertise d'organismes consultatifs, en particulier – l'ICOMOS. Cette décision adopte également une déclaration de valeur universelle et exceptionnelle (VUE) du Bien, établie selon des critères précis.*

*Un "classement Unesco", selon le terme utilisé en France, ou plutôt, une "inscription sur la liste du patrimoine mondial", correspond à un engagement de conservation et de valorisation. La « VUE », définie après expertise internationale, doit être fondée sur plusieurs critères, dont deux critères dits d'intégrité et d'authenticité. Ces deux critères concernent les conditions de gestion du bien et doivent conduire toutes les autorités responsables, les collectivités comme l'État, à s'engager à mettre en place les dispositions de droit interne qui permettront d'assurer la "conservation" du bien.*

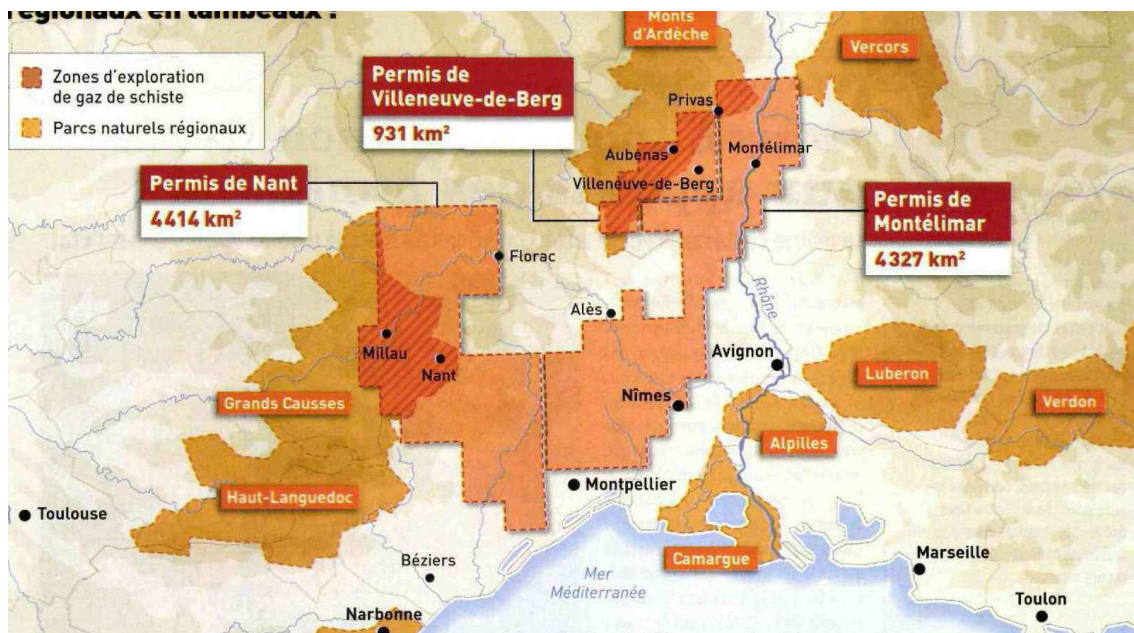
*Le dossier des Causses et des Cévennes a déjà une longue histoire initiée il y a plus de 20 ans. Un premier dossier de candidature, déposé par la France en 2004 a été débattu en 2005, mais renvoyé pour compléments, l'ICOMOS ayant recommandé un recentrage du dossier sur les valeurs de ses paysages façonnés depuis des siècles par l'agro-pastoralisme.*

*Puis, au terme d'un long travail d'études et d'échanges internationaux sur les conditions d'une gestion pérenne de ce type de paysages, un dossier complémentaire fut à nouveau déposé par la France en 2009. Ce dossier a été alors à nouveau renvoyé avec demande de précisions et la France a été encouragée à le finaliser. Enfin, un dossier remanié a été déposé pour un examen prévu à Paris en juin 2011.*

*Si cette candidature aboutit, le classement constituera une contrainte très forte à prendre en compte dans le développement de toute activité minière dans le site, d'une superficie d'environ 3000 km<sup>2</sup>.*

*La doctrine de la convention de l'Unesco est claire pour ce qui est des biens naturels où sont totalement exclues ces activités. Un exemple récent inscrit en 2008 concerne les récifs et lagons de Nouvelle-Calédonie dont les périmètres excluent toute activité minière. Elle devrait s'appliquer, mutatis mutandis, dans le cas des Causses et des Cévennes qui constituent un paysage culturel. »*

*[d'après note établie par C.Bergeal, sous-directrice DGALN, avec son accord]*



Source de la carte : Revue La Gazette des Communes

Certains membres de la mission considèrent comme problématique la compatibilité entre la demande de classement et la perspective d'une exploitation de gaz de roche-mère. Une position gouvernementale, claire et facilement communicable, pour le Comité du patrimoine mondial prévu en juin 2011 devra être établie.

Sur le plan juridique, les sites classés par l'UNESCO relèvent des mêmes règles de droit que les sites classés évoqués au paragraphe 3.5.1. A ce titre, le seul fait d'une reconnaissance par l'UNESCO ne saurait exonérer les propriétaires du sol de leurs obligations vis-à-vis du Code minier.

### **3.6 Autres impacts des chantiers en matière d'émissions de gaz à effet de serre (GES) ; bilan GES**

Les techniques mises en œuvre pour réaliser des forages d'exploration et d'exploitation sont, du fait de leur intensité, génératrices d'émissions notables de GES (transports de fluides et matériaux, compresseurs, unités de mélange, fuites de méthane à l'ouverture du puits, etc.).

Un bilan d'émissions de GES réalisé chaque année pour chaque plate-forme de forage constituerait un indicateur pertinent de la sobriété du processus en termes de CO<sub>2</sub>. Une obligation de bilan s'impose dans le cadre du Grenelle 2 aux entreprises de droit privé de plus de 500 salariés (article 23 du Grenelle 2).

Il est proposé par certains membres de la mission, compte tenu du caractère nouveau de ce type de processus et des nombreuses interrogations qui entourent son évaluation environnementale, d'imposer aux opérateurs, dès le stade du forage d'exploration (qui peut comprendre des fracturations) la réalisation d'un bilan annuel des émissions de GES pour chaque plate-forme et une synthèse pour l'ensemble des opérations intéressant un même titre minier.

Le **GHG Protocol**, standard d'évaluation et de reporting privé défini par le World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) et le World Research Institute (WRI), et le cadre normatif d'évaluation formalisé en 2006 au travers de la série de **normes ISO 14064-1, 14064-2 et 14064-3**<sup>27</sup>, définissent **trois périmètres d'évaluation** :

<sup>27</sup>

14064-1 : quantification et déclaration des émissions et des suppressions de GES au niveau des organismes,

- Périmètre 1 (ou SCOPE 1) - les émissions directes : il s'agit des émissions liées à des sources détenues ou contrôlées par l'organisme ;
- Périmètre 2 (ou SCOPE 2) - émissions indirectes liées à l'électricité : il s'agit des émissions liées à la génération d'électricité, chaleur et vapeur achetées et consommées par les équipements ou les opérations que l'entreprise détient ou contrôle. Les activités suivantes sont susceptibles d'être incluses dans le périmètre 3 : extraction et production de fuel, transports, activités reliées à l'électricité, non incluses dans le périmètre 2, activités sous-traitées, ramassage des déchets ;
- Périmètre 3 (ou SCOPE 3) - autres émissions indirectes

**Proposition (n'ayant pas fait l'objet d'un consensus au sein de la mission)**

**Demander aux opérateurs la réalisation d'un bilan annuel des émissions de GES pour les plates-formes concernées par un même titre minier.**

### **3.7 Exemple de propositions de recommandations faites au Québec en matière de concertation**

Le rapport 273 du Bureau des audiences publiques sur l'environnement (BAPE), commandé en septembre 2010 par le ministre du développement durable, de l'environnement et des parcs du Québec, a été remis en février 2011. Citons **trois conclusions principales** :

- compte tenu des incertitudes existant dans l'évaluation des risques liés à l'exploitation des gaz de roche-mère, **une « évaluation environnementale stratégique »** est proposée, consistant à acquérir des données nouvelles par des forages d'exploration ; pendant ce temps, la fracturation hydraulique ne serait autorisée que pour les travaux requis par l'évaluation ;
- « en vue de favoriser une cohabitation harmonieuse entre l'industrie du gaz et le milieu », **un comité régional de concertation** devrait être institué, comprenant des élus locaux ; ce comité donnerait son avis sur l'acceptabilité du projet ;
- « **les autorités municipales devraient être impliquées** pour une gestion intégrée des activités de l'industrie de gaz de roche-mère », après que des orientations gouvernementales aient été établies.

La situation du Québec étant analogue à celle de la France – un probable potentiel de gaz de roche-mère, mais pas encore d'exploitation – il est opportun de se poser la question d'une transposition de ces recommandations à notre pays.

**La mission recommande d'actualiser la réglementation afférente à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère dans le sens d'une amélioration de l'information et de la consultation du public et des élus**, de façon à se conformer aux principes généraux nationaux et européens. La mission suggère notamment que des procédures de consultation préalable soient instituées avant l'octroi de permis d'exploration.

### **3.8 Les entreprises et les contraintes environnementales : impact financier**

**On trouvera ci-après un calcul de sensibilité de la rentabilité des investissements environnementaux** (référence bassin de Marcellus aux États-Unis) dont la mission a pu prendre connaissance<sup>28</sup>.

---

14064-2 : quantification, surveillance et déclaration des réductions d'émissions ou d'accroissements de suppressions des GES au niveau des projets,

14064-3 : validation et vérification des déclarations de GES.

<sup>28</sup> « Frac Attack : risks, hype, an financial reality of hydraulic fracturing in the shale plays », juillet 2010, Reservoir Research Partners et TudorPickering Holt & CO.

Face à des investissements de l'ordre de 2,5 M\$ (sensiblement inférieurs aux coûts estimés pour l'Europe) à 10 M\$ par puits, le surcoût des contraintes environnementales pourrait être de l'ordre de 200 000 \$ à 500 000 \$, hors prescriptions complémentaires au niveau fédéral (suite à étude EPA), comprenant notamment des opérations de casings renforcées, des opérations de cimentation encore plus rigoureuses et un traitement renforcé des eaux. Les montants varient avec le contexte local, l'hydrogéologie, la géologie. Les conséquences estimées en termes de surcoût des prescriptions complémentaires au niveau fédéral (EPA) sont évaluées à 125 000 \$ à 250 000 \$ supplémentaires par puits.

**En supposant un surcoût de 500 000 \$ par puits**, le rapport a rapproché ce surcoût d'un tableau établi pour le bassin Marcellus donnant par croisement du prix d'un puits avec le prix du gaz le taux de retour sur investissement (TRI). **On peut ainsi lire sur ce tableau que si le prix d'un puits (référence bassin de Marcellus aux Etats-Unis) passe de 3,5 M\$ à 4 M\$ pour un prix du gaz de 6 \$/mcf (million de pieds cube) le TRI chute de 36 % à 29 %, soit l'équivalent de l'impact sur le TRI d'une baisse de 50 centimes du prix du gaz.**

		Marcellus Completed Well Cost, \$1,000's				
		\$3,000	\$3,250	\$3,500	\$3,750	\$4,000
Gas Price, \$/mcf	\$4.00	17%	15%	13%	11%	9%
	\$4.50	24%	21%	18%	16%	14%
	\$5.00	31%	27%	24%	21%	18%
	\$5.50	39%	34%	30%	27%	24%
	\$6.00	47%	41%	36%	32%	29%
	\$6.50	55%	49%	43%	38%	34%
	\$7.00	63%	56%	50%	45%	40%
	\$7.50	72%	64%	57%	51%	46%
	\$8.00	80%	72%	64%	58%	52%

**Figure 15** Source : rapport « *Frac attack : financial reality* », op. cit.

**Beaucoup d'entreprises américaines ont d'ores et déjà anticipé le durcissement des réglementations** en adoptant des processus plus contraignants que la stricte application des réglementations.

## 4. Cadre légal, fiscal, réglementaire applicable

### 4.1 Difficultés spécifiques que pose l'application du cadre légal existant à l'exploration et à l'exploitation de l'huile et du gaz de roche-mère

On pourra consulter en annexe un tableau synthétique des procédures d'octroi des titres miniers.

#### 4.1.1 Le code minier

L'huile et le gaz de roche-mère sont des hydrocarbures liquides ou gazeux et constituent des substances minières au sens de l'article L.111 du code minier.

- **Les titres miniers et l'ouverture des travaux miniers**

Le code minier distingue l'octroi de titres miniers de l'autorisation d'ouvrir des travaux miniers.

Il existe deux types de titre minier : le permis exclusif de recherches accordé pour une période de 5 ans maximum, renouvelable deux fois, et la concession, permis d'exploitation, délivrée pour une période maximale de 50 ans, renouvelable par périodes de 25 ans. Les titres miniers sont délivrés par arrêté ministériel pour les permis de recherches et par décret après avis du Conseil d'État pour les concessions.

L'octroi d'un titre minier de recherches ou d'exploitation est une opération exorbitante du droit commun dans la mesure où il prive le propriétaire du sol de ses droits sur le tréfonds pour une substance minière donnée et pour une durée limitée. **C'est une opération patrimoniale** qui n'autorise aucun travail minier par lui-même.

Les titres miniers sont accordés après instruction par les services de l'État. L'instruction des demandes de concessions fait en outre l'objet d'une enquête publique et d'une consultation des maires des communes concernées. Sans préjuger des suites données au projet de loi en cours de codification du code minier (*cf.* § 4.3) la mission formule la proposition ci-après.

<b>Proposition</b>
<b>Introduire une modalité de participation des communes et du public lors de l'octroi d'un permis exclusif de recherches.</b>

Un titre minier étant accordé, une seconde procédure s'ouvre : l'autorisation d'ouvrir des travaux miniers, délivrée par le préfet du département concerné.

La mission rappelle que les textes en vigueur (articles 122 et 132 du code minier) autorisent qu'un refus soit opposé à l'octroi d'un titre minier dès lors que les obligations des articles 161 et 173 (sécurité, salubrité publique, protection de l'environnement, ..) ne pourraient pas être respectées.

- **Les rendus**

L'article 142 du code minier stipule que « la superficie d'un permis exclusif de recherches d'hydrocarbures liquides ou gazeux est réduite de moitié lors du premier renouvellement et du quart de la surface restante lors du deuxième renouvellement ».

Cette disposition trouve sa justification lorsqu'il s'agit de rechercher un gisement conventionnel dans lequel les hydrocarbures sont concentrés (on parle d'accumulations) dans un volume, et donc une surface au sol, limités. Les surfaces rendues sont alors rouvertes à la recherche.

**Dans le cas de huile et du gaz de roche-mère, la découverte peut être très étendue et couvrir la totalité de la surface du permis de recherches initial.** L'application des dispositions de l'article 142 sus mentionné du code minier conduirait le titulaire du permis de recherches soit à rendre des surfaces qu'il pense exploitables sans avoir eu le temps d'en administrer la preuve, soit à demander une concession couvrant l'ensemble du périmètre de son permis de recherches au risque d'un rejet faute d'être en mesure de prouver l'étendue de sa découverte.

En outre, d'un point de vue économique, l'exploitation d'un gisement de faible concentration en hydrocarbures au m<sup>2</sup> nécessite l'obtention d'un titre d'exploitation de surface minimum. Le seuil de 175 km<sup>2</sup> fixé par l'article L 142 du code minier apparaît à cet égard insuffisant. En effet, selon les informations recueillies par la mission auprès des opérateurs pétroliers, la surface minimale d'un gisement d'huile de roche-mère économiquement exploitable serait de l'ordre de 700 km<sup>2</sup>.

<b>Proposition</b>
<b>Modifier l'article L142 du code minier concernant l'obligation des « rendus » pour ce qui est de la recherche d'hydrocarbures de roche-mère.</b>

- **Les concessions H existantes**

Au titre du code minier, un titre d'exploitation est accordé pour une ou plusieurs des substances concessibles visée à son article L 111. Ainsi, le titulaire d'une concession H a pour droit, mais aussi pour obligation dans l'esprit du code minier, d'extraire dans les meilleures conditions l'ensemble des hydrocarbures se trouvant dans le tréfonds de sa concession. A cet effet, il peut, outre les travaux d'extraction, poursuivre des travaux de recherches afin de mettre en évidence de nouveaux gisements.

**Dès lors, le titulaire d'une concession acquise pour exploiter un gisement conventionnel peut explorer de nouveaux horizons et exploiter, sous réserve de l'obtention d'une autorisation d'ouverture de travaux miniers, des gisements non conventionnels**, par exemple de l'huile ou du gaz de roche-mère.

Ainsi, un opérateur minier exploitant dans le cadre d'une concession un gisement conventionnel d'huile dans le Trias du bassin parisien a engagé, à bon droit, des recherches d'huile de roche-mère dans l'horizon Lias. En cas de découverte économiquement exploitable, cette situation risque de se généraliser dans le bassin parisien.

#### **4.1.2 La police des mines**

L'article L162 du code minier subordonne l'ouverture des travaux miniers à une autorisation administrative (**AOTM = autorisation d'ouverture de travaux miniers**) accordée après enquête publique et consultation des communes. Toutefois, cet article précise qu'un décret détermine les critères et les seuils au-dessous desquels les travaux de recherche et d'exploitation sont dispensés d'enquête publique ou soumis à déclaration.

Les articles 3 et 4 du décret<sup>29</sup> « police des mines » stipulent que les travaux d'exploitation de mines

<sup>29</sup> Décret n°2006-649 du 2 juin 2006 modifié relatif aux travaux miniers, aux travaux de stockage souterrain et à la police des mines et des stockages souterrains (JO du 3 juin 2006).

sont soumis à autorisation. En revanche, les travaux de recherches de mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux relèvent de la procédure de déclaration. Les procédures de déclaration et d'autorisation d'ouverture de travaux miniers diffèrent sensiblement.

**La procédure d'autorisation** nécessite le dépôt auprès du préfet concerné d'un dossier comprenant notamment un exposé sur les méthodes de recherches envisagées, une étude d'impact, un document de santé et de sécurité, une note sur les conditions d'arrêt des travaux, un document indiquant les incidences des travaux sur les ressources en eau, une étude de danger, ... Le dossier de demande d'autorisation est communiqué aux chefs des services intéressés, aux maires concernés ainsi qu'au président de la commission locale de l'eau. Il fait l'objet d'une enquête publique. Le silence gardé par le préfet pendant plus de 12 mois vaut décision de rejet de la demande d'AOTM.

**La procédure de déclaration** est beaucoup plus simple. Le dossier de demande ne comprend qu'un exposé sur les méthodes de recherches envisagées, un document de santé et de sécurité, un document indiquant les incidences des travaux sur les ressources en eau, une étude de danger ainsi qu'une notice d'impact. La procédure de consultation est aussi simplifiée : les textes indiquent que les maires ne sont saisis que pour information et le public n'est informé que par voie d'affichage. Le préfet dispose d'un délai de deux mois pour prendre par arrêté des prescriptions particulières s'il estime que les travaux projetés sont de nature à porter atteinte aux intérêts énumérés aux articles L161 et L173 du code minier.

Les travaux de recherches d'hydrocarbures conventionnels ou non comportent généralement trois phases : le retraitement de données sismiques existantes, l'acquisition de nouvelles données sismiques et un ou plusieurs forages d'exploration. **La recherche d'huiles ou de gaz de roche-mère peut nécessiter en outre des essais de fracturation hydraulique.**

Les dispositions réglementaires rapportées aux recherches d'hydrocarbures non conventionnels appellent de la part de la mission les commentaires suivants :

- Un régime simplifié est appliqué au retraitement de données (travail de bureau) et à l'acquisition de données sismiques (se traduisant en termes d'impact sur l'environnement simplement par le passage de véhicule de moyen tonnage). Il en est de même pour les forages destinés à reconnaître un gisement par des méthodes géophysiques de surface ;
- La réalisation d'un même forage relève de la procédure de déclaration s'il est réalisé dans le cadre d'une exploration, et de celle de l'autorisation s'il s'agit d'un puits destiné à la production. En fait, un puits de recherche peut se transformer en puits de production en cas de succès si les cuvelages le permettent et à l'inverse un puits de production peut s'avérer « sec » ;
- La réalisation d'un forage d'exploration suivi d'un essai de fracturation est une opération lourde en termes capitalistiques (coût de 8 à 10 M\$) qui peut avoir un impact sur l'environnement en cas de mauvaise réalisation. Il importe qu'elle soit bien encadrée réglementairement pour garantir un travail respectueux des règles de l'art ;
- La mission observe que dans certains départements de la région d'Ile-de-France par exemple, le préfet a systématiquement recours à la procédure dérogatoire de « prescriptions par arrêté » en cas de déclaration de travaux comportant un forage ;
- Enfin, compte tenu des craintes que suscite l'exploitation des huiles et du gaz de roche-mère, la mission peut également comprendre que certains souhaitent subordonner l'autorisation de réaliser une fracturation hydraulique à la réalisation d'une enquête publique.

A la lumière de ces observations, la mission recommande de modifier le décret « police des mines » pour soumettre à autorisation tous les travaux de forage comportant une fracturation hydraulique. Ceci d'ailleurs serait plus conforme à la directive communautaire 85/337/CEE dite « directive projets » dont l'annexe 2 mentionne explicitement les forages en profondeur. Cette directive prescrit de rendre publiques les informations « à un stade précoce des procédures décisionnelles » et fournit



un cadre précis d'évaluation environnementale.

<b>Proposition</b>
--------------------

<b>Soumettre à la procédure d'autorisation les travaux d'exploration comportant une opération de fracturation.</b>
--

#### **4.1.3 Le titre forage du RGIE**

Le décret<sup>30</sup> du 22 mars 2000 introduit un nouveau titre « forage » dans le règlement général des industries extractives (RGIE). La circulaire du 22 mars 2000 qui présente le décret aux préfets précise que « le nouveau titre ne concerne que la protection des travailleurs. Il sera complété ultérieurement par une seconde partie relative à la protection de l'environnement ».

**Force est à la mission de constater que cette seconde partie n'a jamais été élaborée.**

Néanmoins, la circulaire observe, à juste titre selon la mission, que « les dispositions nouvelles, notamment celles destinées à s'opposer à une éruption et celles édictées en vue de réduire les risques d'explosion, ainsi que celles concernant les mesures à prendre en cours de forage pour isoler les divers aquifères contribueront déjà très largement à protéger l'environnement ».

Le titre forage du RGIE s'applique aux installations (puits et installations de surface) destinées à l'exploration et à l'exploitation des huiles et du gaz de roche-mère.

**Le RGIE est un texte technique complexe, dont l'analyse détaillée ne peut être raisonnablement envisagée dans le cadre du présent rapport. On indiquera cependant pour une bonne intelligence du texte que les exigences du RGIE s'expriment le plus souvent en termes d'objectifs à atteindre plutôt qu'en dispositions techniques à mettre en œuvre.** De ce point de vue, le titre « forage » du RGIE apparaît dans sa forme actuelle encore bien adapté à l'encadrement réglementaire des opérations de forage traditionnelles, y compris celles comportant des drains horizontaux (ne comportant pas de fracturation hydraulique). **En revanche, le RGIE ignore totalement les opérations de fracturation hydraulique.**

<b>Proposition</b>
--------------------

<b>Moderniser le titre forage du RGIE et le compléter par des prescriptions relatives aux opérations de fracturation hydraulique, notamment sous ses aspects suppression des tubes et des têtes de puits, méthodes de fracturation, nature des adjuvants, traitement des eaux résiduelles et contrôle de la fracturation.</b>
---

Depuis l'intervention de l'article 33 de la loi<sup>31</sup> du 12 mai 2009 qui est venu modifier l'article L 4111-4 du code du travail, **la base législative du RGIE a été fragilisée.** Pour éviter toute contestation, la mission recommande de prendre ce nouveau texte sur la base de l'article L161 du code minier qui prévoit l'adoption par décret « de mesures de tout ordre visant ... la sécurité et la salubrité publiques, la protection du milieu environnant, ... ».

<b>Proposition</b>
--------------------

<b>Recourir à l'article L161 du code minier comme base juridique du nouveau titre forage</b>
--

<sup>30</sup> Décret n°2000-278 du 22 mars 2000 complétant le règlement général des industries extractives institué par le décret n°80-331 du 7 mai 1980 modifié (JO du 26 mars 2000).

<sup>31</sup> Loi n°2009-526 du 12 mai 2009 de simplification et de clarification du droit et d'allègement des procédures.

**Thème à expertiser ultérieurement :** évaluer la pertinence, compte tenu des sujétions induites par les gaz et huiles de roche-mère, d'introduire dans le RGIE un sous-titre spécifique du titre forage concernant exclusivement les gaz et huiles de roche-mère.

#### **4.1.4 L'organisation administrative**

##### **▪ L'administration centrale**

Dans l'actuelle organisation administrative, les services directement concernés par la recherche et l'extraction de l'huile et du gaz de roche-mère relève de trois autorités<sup>32</sup> :

- **Le bureau de la législation des mines et des matières premières**, est rattaché à la sous-direction de l'action territoriale et de la législation de l'eau et des matières premières de la Direction de l'eau et de la biodiversité, Direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature. Ce bureau s'occupe principalement de la législation et de la réglementation minière (code minier et ses décrets d'application) ;
- **Le bureau des sols et sous-sols** de la sous-direction des risques chroniques et du pilotage rattaché au Service des risques technologiques de la Direction générale de la prévention des risques. Ce bureau a en charge la police des mines et le RGIE ;
- **Le bureau exploration et production des hydrocarbures** de la sous-direction de la sécurité d'approvisionnement et des nouveaux produits énergétiques au sein de la Direction générale de l'énergie et du climat. Ce bureau a notamment en charge l'élaboration de la politique en matière d'exploration-production d'hydrocarbures et l'instruction des titres miniers H.

**Ainsi, l'activité minière H, aujourd'hui fort peu développée dans notre pays, est encadrée administrativement par trois entités administratives différentes ayant des finalités distinctes, certes légitimes, mais qui peuvent s'avérer parfois contradictoires**, dans le souci notamment de préserver à la fois la protection de la nature et le développement de la production d'hydrocarbures.

La mission a eu connaissance du lancement récent d'une nouvelle mission conjointe CGIET/CGEDD sur l'organisation des services pour ce qui concerne les matériaux stratégiques et les mines de matières premières minérales (M) non énergétiques. Dans ce contexte la mission recommande le lancement d'une réflexion équivalente pour les mines « H ».

<b>Proposition</b>
<b>Engager à la lumière des conclusions futures de la mission conjointe qui vient d'être engagée sur les matériaux stratégiques et les mines M, une réflexion visant à apporter la réponse, en termes organisationnel et de dimensionnement des équipes, la plus adaptée pour l'administration centrale en charge des mines H.</b>

##### **▪ L'administration régionale**

La police des mines sur le terrain relève des attributions des préfets de départements qui s'appuient à cet effet sur des Directions<sup>33</sup> régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) ou de la DRIEE en Ile-de-France.

La mission n'a pu procéder à un examen exhaustif de la situation des cellules « sous-sol » de toutes

<sup>32</sup> Les mines M relèvent en outre du Bureau des ressources minérales, sous direction de la protection et de la gestion des ressources en eau et minérales, direction de l'eau et de la biodiversité, Direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature.

<sup>33</sup> Direction régionale et interdépartementale de l'environnement et de l'énergie (DRIEE) pour la région d'Ile-de-France.

les DREAL. Toutefois, ses investigations font apparaître un bilan contrasté :

- Certaines DREAL minières (Ile-de-France, Aquitaine) disposent de cellules sous-sol adaptées en effectifs (certes limités) et techniquement compétentes. D'autres sont « sous-équipées » (Picardie) ou ont totalement abandonné toute activité minière H (Champagne-Ardenne) et se reposent entièrement sur les compétences d'une autre DREAL.
- Lorsqu'un titre de recherche s'étend sur deux régions (exemple du permis exclusif de recherche de Château-Thierry), les instructions des demandes d'ouverture des travaux miniers sont confiées à deux DREAL distinctes qui ne procèdent pas nécessairement de manière identique.
- L'augmentation considérable de l'activité des cellules « sous-sol » résultant des projets de recherche d'huile et de gaz de roche-mère n'a pas été anticipée et la plupart des DREAL concernées ne dispose, ni qualitativement, ni quantitativement, des moyens d'y faire face.

La mission estime nécessaire et urgent la mise en œuvre de diverses mesures propres à permettre à l'État d'encadrer dans de bonnes conditions juridiques et techniques les futurs travaux miniers de recherches et d'exploitation d'huiles et de gaz de roche-mère.

<b>Proposition</b>
<b>Compléter, et formaliser dans un cahier des charges, la formation des agents chargés de la police des mines aux techniques spécifiques aux hydrocarbures de roche-mère.</b>

<b>Proposition</b>
<b>Réorganiser les cellules sous-sol des DREAL soit par regroupement des experts soit au sein de 2 ou 3 pôles de compétence interrégionaux dotés des pouvoirs d'intervenir sur l'ensemble du territoire, soit au sein d'un unique service <i>ad hoc</i>.</b>

## **4.2 Les autres textes réglementaires**

### **4.2.1 La réglementation des eaux et des milieux aquatiques**

Le décret « police des mines » du 2 juin 2006 sus-mentionné stipule en son article premier que les autorisations et les déclarations d'ouverture et de fermeture de travaux miniers valent respectivement autorisations et déclarations au titre de l'article L214-3 du code de l'environnement (« loi sur l'eau »). Cet article précise que « sont soumis à autorisation de l'autorité administrative ... les travaux et activités susceptibles de présenter des dangers pour la santé et la sécurité publique, ..., de réduire la ressource en eau, ... de porter gravement atteinte à la qualité ou à la diversité du milieu aquatique ».

Dès lors, dans le cadre de la procédure d'ouverture des travaux miniers évoquée *supra*, le préfet dispose des pouvoirs propres à lui permettre d'encadrer strictement le comportement des opérateurs miniers, d'une part, en matière d'utilisation de la ressource en eau pour les opérations de fracturation hydraulique et d'autre part, en matière de traitement et de rejet des effluents.

Il importe que les conseillers techniques du préfet, au sein des DREAL en l'occurrence, soient vigilants et apportent toute leur compétence pour la fixation de seuils de prélèvement dans la ressource, de concentration des différents éléments dans les eaux de rejet, etc.

#### **4.2.2 Articulation avec la réglementation ICPE<sup>34</sup>**

Les plate formes de forage d'hydrocarbures et les équipements de surface qui y sont associés n'entrent pas actuellement dans le champ de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement.

En première analyse, les installations utilisées pour la recherche et l'extraction des hydrocarbures de roche-mère ne sont pas non plus visées par la nomenclature des ICPE. Si un équipement mobile particulier relevant d'une procédure ICPE devait être utilisé lors d'une opération de fracturation par exemple, l'installation relèverait des dispositions de l'article R512-37 du Code de l'environnement dans la mesure où il est considéré que cette installation mobile serait appelée à fonctionner pendant une durée de moins d'un an.

#### **4.2.3 Autres réglementations techniques**

Il est rappelé que les installations de forage et d'extraction ainsi que leurs équipements de surface doivent satisfaire également les réglementations techniques de droit commun (canalisations, équipements sous pression, matériels électriques) ainsi que les exigences du code du travail et du RGIE (bruit, poussières, véhicules sur piste, etc.).

Les agents chargés de la police des mines assurent également les fonctions d'inspecteur du travail dans les industries extractives.

### **4.3 Les chantiers en cours de codification : code minier , code de l'énergie**

L'article 92 de la loi 2009-526 du 12 mai 2009 de simplification du droit et d'allègement des procédures a habilité le gouvernement à procéder par ordonnances à la **recodification de la partie législative du code minier** dans un délai de dix-huit mois à compter de sa publication, soit jusqu'au 12 novembre 2011. Cette habilitation a été prolongée au 12 mai 2011 par l'article 28 de la loi 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

Par ailleurs, depuis 2005, le gouvernement était habilité à codifier par voie d'ordonnance les textes relatifs à l'énergie, dans le cadre de la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE). Initialement, il avait 3 ans pour préparer le code de l'énergie. Le code est désormais en bonne voie d'être publié, le gouvernement étant habilité à codifier jusqu'au 12 mai 2011 (dépôt au Parlement avant le 25 avril 2011) après que le Conseil supérieur de l'énergie a examiné l'ordonnance relative à la partie législative de ce code. Le code de l'énergie présentera l'avantage de concentrer tous les aspects législatifs du secteur.

A ce sujet, la mission a noté à de très nombreuses reprises lors des auditions en département le « doute » qui s'était installé du fait de la concomitance de l'émergence de la problématique des hydrocarbures de roche-mère et de la refonte du code minier.

### **4.4 Fiscalité pétrolière et gazière amont**

Les taxes et redevances spécifiques à l'activité d'extraction sont au nombre de trois : la redevance tréfoncière, la redevance progressive des mines et la redevance départementale et communale des mines. Depuis la récente abrogation de la « provision pour reconstitution de gisements », la fiscalité spécifique aux hydrocarbures ne touche que la production, à l'exclusion des activités de recherches.

Bien évidemment, les sociétés pétrolières et gazières sont assujetties aux taxes, redevances et

---

<sup>34</sup> Installations classées pour la protection de l'environnement

cotisations sociales de droit commun. Toutefois, le versement de la redevance départementale et communale des mines exonère de la taxe professionnelle.

#### **4.4.1/ La redevance tréfoncière**

Instituée par l'article L132 du code minier, elle vise à dédommager les propriétaires de sol de la privation de leurs droits sur le tréfonds résultant de l'octroi d'une concession. **Elle ne concerne donc pas les titres de recherches.**

La réglementation en vigueur impose aux concessionnaires de verser aux propriétaires de sol une redevance de 15 € par hectare.

Le montant de la redevance tréfoncière n'ayant pas été revalorisé depuis plusieurs décennies, elle revêt aujourd'hui un caractère purement symbolique. De fait la redevance tréfoncière est tombée en désuétude.

En outre, dans le cas de l'exploitation d'une concession dédiée à l'huile ou au gaz de roche-mère, d'une superficie nécessairement étendue, le coût d'établissement de la liste des bénéficiaires et celui du versement risquent de devenir prohibitifs, et en tous cas sans rapport avec les avantages procurés aux propriétaires du sol.

#### **4.4.2/ La redevance progressive des mines**

Instituée par l'article L132 du code minier, elle prévoit le versement à l'État<sup>35</sup> par le concessionnaire d'une redevance à taux progressif assise sur le volume de production fixée par le tableau suivant :

<b>Tranches du volume de production soumises à un barème donné</b>	<b>Barème de la redevance par tranche</b>
<b>Pétrole brut</b>	
Inférieur à 50 000 tonnes	0 %
De 50 000 à 100 000 tonnes	6 %
De 100 000 à 300 000 tonnes	9 %
supérieur à 300 000 tonnes	12 %
<b>Gaz commercialisé</b>	
Inférieure à 300 millions de m <sup>3</sup>	0 %
supérieure à 300 millions de m <sup>3</sup>	5 %

A ces volumes de production, un prix de valorisation est affecté de manière à calculer la redevance en euros. Son produit s'est établi à 7,7 M€ en 2011 (production de l'année 2010).

Les taux s'appliquent aux gisements mis en application après 1980. Le rendement de cette redevance est aujourd'hui très **faible**. Pour le pétrole par exemple 3 concessions sur 70 seulement ont une production annuelle supérieure à 50 000 tonnes. Les autres sont taxées au taux zéro.

#### **4.4.3/ La redevance départementale et communale des mines**

Elle a été créée par les articles 1463, 1519 et 1587 du Code général des impôts au bénéfice des départements et des communes sur le territoire desquels se situent les installations de production. Elle est perçue sur les quantités commercialisées. Les taux sont revalorisés chaque année selon l'indice des prix.

<sup>35</sup> 28,5 % de cette redevance est versée à la caisse autonome nationale de sécurité sociale dans les mines.

L'arrêté du 25 juin 2010 fixe les tarifs suivants applicables<sup>36</sup> en 2010 :

Produit	Redevance communale	Redevance départementale	Total
<b>Gaz naturel</b> Par 100 000 m <sup>3</sup> extraits	68,2 €	86,3 €	154,5 €
<b>Pétrole brut</b> Par 100 tonnes extraites	236 €	300,1 €	536,1 €

La répartition de la redevance communale des mines obéit à un dispositif complexe basé sur les principes suivants :

- 35 % au Conseil général du département du lieu d'extraction qui les répartit entre les communes qu'il désigne selon les modalités qu'il choisit ;
- 17,5 % aux communes où se situent les installations d'extraction ;
- 20 % aux communes où se situent les puits producteurs ;
- 27,5 % à un fonds commun national qui les répartit aux communes où résident au moins 10 agents occupés à l'exploitation des mines et aux industries connexes.

**Le produit de cette redevance est également très faible : 19,3 M€ pour l'année 2011 (production de 2010).**

En conclusion :

- la grande complexité, l'absence de lisibilité et le très faible rendement de la redevance départementale et communale des mines ne permettent pas d'apporter aux collectivités territoriales directement concernées par des opérations d'extraction une juste contrepartie aux nuisances nécessairement subies ;
- Conçue dans les années 80 pour encourager la prospection et l'extraction dans notre pays pauvre en gisements conventionnels, elle pèse effectivement peu sur les opérateurs pétroliers ;
- Le caractère désuet de la redevance tréfoncière se traduit par l'absence de toute contrepartie pour le propriétaire du sol<sup>37</sup> privé de ses droits sur le sous-sol ;
- le poids de la fiscalité française sur la production d'hydrocarbures apparaît plus faible que celui de la plupart des pays européens.

**Dans notre pays, aucune information fiable n'est disponible concernant l'existence et l'étendue des gisements économiquement exploitables d'hydrocarbures de roche-mère.** Dès lors, à ce stade de développement de la filière, la mission ne recommande pas un relèvement des taux de la fiscalité pétrolière.

**En revanche,** la mission suggère une modernisation du dispositif fiscal visant à renforcer les dotations directement versées aux communes concernées par les travaux d'extraction.

**Proposition**

**Engager une réflexion pour moderniser la fiscalité pétrolière et gazière amont en supprimant la redevance tréfoncière et en la rendant plus lisible et plus favorable aux communes directement concernées par les opérations d'extraction.**

<sup>36</sup> Les tarifs applicables en 2011 n'étaient pas connus lors de la rédaction du présent rapport.

<sup>37</sup> Contrairement aux Etats-Unis où le propriétaire du sol peut bénéficier jusqu'au tiers des bénéfices d'exploitation.

**4.4.4/ Fiscalité comparée des principaux pays actuellement concernés :**

L'activité des hydrocarbures de roche-mère est actuellement dans un grand nombre d'États soumise à une fiscalité qui est celle de la fiscalité des hydrocarbures conventionnels. Celle-ci prévoit, outre l'application des règles applicables à toute activité industrielle, quelques impôts complémentaires (redevances, impôt pétrolier sur les bénéfices complémentaires).

On citera quelques dispositions fiscales spécifiques aux seuls gaz de schiste :

Aux USA, il existait un mécanisme de crédit d'impôt particulier pour promouvoir le « gas shale ». Ce mécanisme a été supprimé depuis le développement considérable de la production.

Au Canada, il y a des incitations fiscales, limitées dans le temps, en Alberta ainsi qu'au British Columbia.

Le traitement fiscal des dépenses d'exploration, des amortissements des investissements, des dépenses de remise en état des sites, voire des crédits d'impôts destinés à favoriser la R & D, peuvent avoir un effet significatif sur l'économie d'un projet.

La mission n'a pas eu le temps de développer ce sujet, évidemment très complexe du fait que la fiscalité proprement pétrolière n'est pas seule en cause et qu'il faut prendre en compte l'ensemble de la fiscalité des entreprises.

**La mission suggère qu'une étude comparative soit réalisée entre un certain nombre de pays, tels que les États-Unis, le Canada, l'Allemagne, la Pologne, le Royaume-Uni et la France.** Les Ambassades pourront être sollicitées dans la perspective d'une finalisation de l'étude d'ici la fin 2011.

## Conclusion

Au terme du délai qui lui était imparti, la mission estime pouvoir apporter aux ministres qui l'ont mandatée les éléments de réponse qui suivent.

1. Dans l'état actuel de nos connaissances, les ressources exploitables en gaz et huiles de roche-mère de notre pays restent largement inconnues faute d'avoir réalisé les travaux de recherches nécessaires à leur estimation. Si ces ressources ne sont pas prouvées, la comparaison avec les formations géologiques analogues exploitées en Amérique du nord laisse à penser que notre pays est parmi les pays les plus prometteurs au niveau européen en huiles dans le bassin parisien (estimation de 100 millions de m<sup>3</sup> techniquement exploitables) et en gaz (5000 milliards de m<sup>3</sup> techniquement exploitables).

Ces ressources sont-elles économiquement exploitables ? En l'absence de tests de rendement réalisés dans le cadre de l'exploration, aucune réponse définitive ne peut être apportée à cette question, compte tenu de la spécificité de ces hydrocarbures présents par petites quantités disséminées dans la roche mère et non dans un « réservoir » comme c'est le cas des hydrocarbures conventionnels. Toutefois, l'intérêt que portent à notre pays les grands opérateurs pétroliers et gaziers et les compagnies nord-américaines spécialisées dans l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère, ainsi que les investissements qu'ils se proposent de consentir, attestent de l'ampleur du potentiel. D'un point de vue technique et économique, la probabilité que l'accès à ces gisements permette à notre pays, à un horizon temporel à préciser, de réduire très sensiblement ses importations d'hydrocarbures et de limiter d'autant le déficit de sa balance commerciale n'apparaît pas négligeable.

2. Les grands organismes techniques français, la plupart des entreprises et les analyses les plus sérieuses réalisées à l'étranger (EPA aux États-Unis, BAPE au Québec) reconnaissent qu'il reste encore des marges de progrès à réaliser et des approches innovantes à susciter, aussi bien en termes d'optimisation des forages pour accéder au maximum des ressources que pour rendre ces forages compatibles avec la protection de l'environnement.

Les élus et associations ont exprimé de fortes préoccupations en matière de prélèvement sur la ressource en eau et de risques de pollution. En particulier, l'acceptabilité d'une exploitation d'hydrocarbures non conventionnels apparaît problématique dans certains territoires dont l'économie repose sur l'image de marque, l'agriculture et l'activité touristique.

Les deux bassins susceptibles de renfermer des hydrocarbures de roche-mère diffèrent notablement

- Connaissance géologique avancée dans le bassin parisien, en particulier grâce aux nombreux forages pétroliers, alors que dans le sud-est, la connaissance de la géologie (plissements, formations karstiques) et des relations entre aquifères (failles mettant en relation des aquifères différents) est à l'évidence encore très imparfaite,
- Nature des hydrocarbures : schématiquement, huiles dans le bassin parisien et gaz dans le sud-est.

3. Il faut souligner le caractère trompeur de l'appellation hydrocarbures dits « non-



conventionnels » : ce qui est « non-conventionnel » n'est pas la nature de l'hydrocarbure, mais la roche dans laquelle on les trouve et les conditions dans lesquelles ils sont recherchés et exploités dans cette roche.

La mission estime que du strict point de vue de la maîtrise technique des risques et afin de limiter l'impact de l'activité industrielle, quatre conditions doivent impérativement être satisfaites :

- qu'une bonne connaissance de la géologie et de l'hydrogéologie locales soit acquise,
- que les meilleures technologies disponibles soient utilisées,
- que les travaux de recherches d'hydrocarbures soient strictement encadrés d'un point de vue technique et juridique,
- que l'autorité en charge de la police des mines exerce ses contrôles avec rigueur.

**4.** Il serait dommageable, pour l'économie nationale et pour l'emploi, que notre pays aille jusqu'à s'interdire, sans pour autant préjuger des suites qu'il entend y donner, de disposer d'une évaluation approfondie de la richesse potentielle : accepter de rester dans l'ignorance d'un éventuel potentiel ne serait cohérent ni avec les objectifs de la loi POPE, ni avec le principe de précaution. Mais, pour ce faire, il est indispensable de réaliser des travaux de recherche et des tests d'exploration.

Dans ces conditions, la mission suggère aux ministres de retenir, s'agissant des hydrocarbures de roche-mère, les principes suivants :

- a/** lancer un programme de recherche scientifique, dans un cadre national ou européen, sur les techniques de fracturation hydraulique et leurs impacts environnementaux.
- b/** S'agissant des Causses-Cévennes, il importera de parfaire la connaissance scientifique du fonctionnement des aquifères et de leurs connexions dans les formations karstiques, connaissance indispensable à une gestion optimale de la ressource en eau ;
- c/** promouvoir la réalisation, par les industriels, d'un nombre limité de puits expérimentaux « sur-instrumentés » afin de pouvoir s'assurer du respect des enjeux environnementaux. L'implantation de ces forages sera à définir en cohérence avec les besoins des opérateurs concernés ;
- d/** Ces études et expérimentations contribueront à l'émergence et à la formation d'opérateurs et de sous-traitants nationaux susceptibles de se positionner sur le marché mondial.

Ces initiatives devront être assorties d'un encadrement strict :

- a/** Un Comité scientifique national, composé d'experts du BRGM, de l'IFPEN, de l'INERIS et d'universitaires, y compris venant de l'étranger, sera garant de la qualité et de la transparence des études et recherches envisagées ci-dessus, en particulier sur les études géologiques et hydrogéologiques ainsi que sur l'évaluation des risques environnementaux liés aux travaux d'exploration. Le Comité scientifique donnera son avis sur l'implantation des forages. Il s'assurera en outre de l'emploi des meilleures techniques disponibles, notamment pour la qualité de réalisation des puits. La participation de la société civile devra être assurée ;
- b/** Ces travaux expérimentaux seront instrumentés de manière à contrôler le processus de fracturation, à identifier et mesurer les nuisances et à s'assurer de l'absence de toute pollution, notamment des nappes phréatiques, ceci sous le contrôle du Comité scientifique national ;

c/ des comités locaux d'information, composés d'élus et de représentants d'associations de protection de l'environnement, seront mis en place dans chaque département concerné.

Cette phase expérimentale sera également mise à profit pour optimiser l'organisation des services chargés de la police des mines et conforter leurs moyens.

5. La mission recommande que, en l'attente des résultats de ce programme de recherche, la technique la plus contestée, à savoir la fracturation hydraulique, ne soit pas utilisée hormis pour le programme scientifique indiqué ci-dessus.

6. La mission recommande, en tout état de cause et pour bénéficier des travaux législatifs et réglementaires en cours relatifs à la codification du code minier, d'actualiser la réglementation afférente à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère dans le sens d'une amélioration de l'information et de la consultation du public et des élus, de façon à se conformer aux principes généraux nationaux et européens. La mission suggère notamment que des procédures de consultation préalable soient instituées avant l'octroi de permis d'exploration.

7. La mission préconise d'actualiser la réglementation technique afférente à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures en adaptant certaines règles au cas des hydrocarbures de roche-mère. Les travaux expérimentaux précités contribueront à l'élaboration de ces règles : par exemple n'autoriser qu'un nombre limité d'additifs de fracturation jugés sans risque pour l'environnement ; imposer un référentiel de bonnes pratiques.

8. La mission préconise une révision de la fiscalité pétrolière de sorte que les collectivités locales trouvent un intérêt à une exploitation d'hydrocarbure sur leur territoire.

9. Enfin, dans deux ou trois ans, l'expérience acquise, aussi bien dans notre pays qu'en Europe et en Amérique du Nord, permettra de prendre des décisions rationnelles sur l'opportunité d'une exploitation de gaz et huiles de roche-mère en France.

**Jean-Pierre LETEURTROIS**  
Ingénieur général des mines

**Jean-Louis DURVILLE**  
Ingénieur général des ponts,  
des eaux et des forêts

**Didier PILLET**  
Ingénieur en chef des mines

**Jean-Claude GAZEAU**  
Ingénieur général des ponts,  
des eaux et des forêts





# B.

## Loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011

**LOI n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique (1)**

NOR: DEVX1109929L Version consolidée au 15 juillet 2011

L'Assemblée nationale et le Sénat ont adopté,

Le Président de la République promulgue la loi dont la teneur suit :

### Article 1

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.

### Article 2

Il est créé une Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux.

Elle a notamment pour objet d'évaluer les risques environnementaux liés aux techniques de fracturation hydraulique ou aux techniques alternatives.

Elle émet un avis public sur les conditions de mise en œuvre des expérimentations, réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public, prévues à l'article 4.

Cette commission réunit un député et un sénateur, désignés par les présidents de leurs assemblées respectives, des représentants de l'Etat, des collectivités territoriales, des associations, des salariés et des employeurs des entreprises concernées. Sa composition, ses missions et ses modalités de fonctionnement sont précisées par décret en Conseil d'Etat.

### Article 3

I. — Dans un délai de deux mois à compter de la promulgation de la présente loi, les titulaires de permis exclusifs de recherches de mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux remettent à l'autorité administrative qui a délivré les permis un rapport précisant les techniques employées ou envisagées dans le cadre de leurs activités de recherches. L'autorité administrative rend ce rapport public.

II. — Si les titulaires des permis n'ont pas remis le rapport prescrit au I ou si le rapport mentionne le recours, effectif ou éventuel, à des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche, les permis exclusifs de recherches concernés sont abrogés.

III. — Dans un délai de trois mois à compter de la promulgation de la présente loi, l'autorité administrative publie au Journal officiel la liste des permis exclusifs de recherches abrogés.

IV. — Le fait de procéder à un forage suivi de fracturation hydraulique de la roche sans l'avoir déclaré à l'autorité administrative dans le rapport prévu au I est puni d'un an d'emprisonnement et de 75 000 € d'amende.

#### Article 4

Le Gouvernement remet annuellement un rapport au Parlement sur l'évolution des techniques d'exploration et d'exploitation et la connaissance du sous-sol français, européen et international en matière d'hydrocarbures liquides ou gazeux, sur les conditions de mise en œuvre d'expérimentations réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public, sur les travaux de la commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation créée par l'article 2, sur la conformité du cadre législatif et réglementaire à la Charte de l'environnement de 2004 dans le domaine minier et sur les adaptations législatives ou réglementaires envisagées au regard des éléments communiqués dans ce rapport.

La présente loi sera exécutée comme loi de l'Etat.

**Fait à Paris, le 13 juillet 2011.**

**Nicolas Sarkozy**

**Par le Président de la République :**

Le Premier ministre,

François Fillon

La ministre de l'écologie,  
du développement durable,  
des transports et du logement,  
Nathalie Kosciusko-Morizet

Le ministre de l'économie,  
des finances et de l'industrie,

François Baroin

Le ministre de l'enseignement supérieur  
et de la recherche,

Laurent Wauquiez

Le ministre auprès du ministre de l'économie,  
des finances et de l'industrie,  
chargé de l'industrie,

de l'énergie et de l'économie numérique,

Eric Besson

*(1) Travaux préparatoires : loi n° 2011-835. Assemblée nationale : Proposition de loi n° 3301 ; Rapport de MM. Jean-Paul Chanteguet et Michel Havard, au nom de la commission du développement durable, n° 3392 ; Discussion le 10 mai 2011 et adoption, après engagement de la procédure accélérée, le 11 mai 2011 (TA n° 658). Sénat : Proposition de loi, adoptée par l'Assemblée nationale, n° 510 (2010-2011) ; Rapport de M. Michel Houel, au nom de la commission de l'économie, n° 556 (2010-2011) ; Texte de la commission n° 557 (2010-2011) ; Discussion les 1er et 9 juin 2011 et adoption le 9 juin 2011 (TA n° 140, 2010-2011). Assemblée nationale : Proposition de loi, modifiée par le Sénat, n° 3525 ; Rapport de M. Michel Havard, au nom de la commission mixte paritaire, n° 3537 ; Discussion et adoption le 21 juin 2011 (TA n° 691). Sénat : Rapport de M. Michel Houel, au nom de la commission mixte paritaire, n° 640 (2010-2011) ; Texte de la commission n° 641 (2010-2011) ; Discussion et adoption le 30 juin 2011 (TA n° 155, 2010-2011).*







**C.**

**RAPPORT  
COMPLEMENTAIRE**

**(Février 2012)**

**suite à la loi du 13 juillet 2011**

## **Sommaire**

1. UN CONTEXTE ENERGETIQUE EN EVOLUTION page 84
- Etat des lieux 2010 : production et consommation d'énergie : des tendances lourdes  
prospective 2030 : énergie/climat : quelques jalons pour éclairer le débat
2. HYDROCARBURES : ETAT DES LIEUX page 88
- La ressource gaz : éléments de contexte  
Prix : des contextes très différents  
GHRM et acquisitions : les majors reprennent la main  
GHRM : technologies
3. REVUE DES PRINCIPAUX PAYS page 95
- Amérique du nord  
Chine et Afrique du sud  
Europe  
Enseignements pour la France
4. DES EXPERIMENTATIONS EN FRANCE page 115
- Un besoin de connaissances avéré  
Un programme d'expérimentations aux fins de recherche  
Aspects organisationnels  
Recueil de données selon des méthodes conventionnelles pouvant aboutir à des expérimentations  
de fracturation hydraulique
5. CONCLUSION page 125

### **Annexes au rapport complémentaire (voir fin du document)**

- 1 C Lettre de mission
- 2 C Rapport du Trésor (décembre 2011) sur Allemagne, Royaume Uni, Pologne
- 3 C Rapport de mission des Etats-Unis (avril 2011)
- 4 C Note Ambassade sur Afrique du sud
- 5 C Extrait du programme prioritaire des propositions BRGM INERIS IFP (septembre 2011)
- 6 C Personnes rencontrées
- 7 C Liste bibliographique et liens Internet (non exhaustifs)

## **Introduction**

Une mission complémentaire a été confiée par les deux ministres aux Conseils généraux : Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD), Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGIET).

Cette mission complémentaire intervient après la promulgation de la loi du 13 juillet 2011 qui encadre strictement les forages d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en interdisant tout recours à la technique de fracturation hydraulique.

Deux dispositions sont notamment introduites par cette loi pour améliorer la connaissance et pour la partager :

- 1/ la possibilité « d'expérimentations réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public » ;
- 2/ la constitution d'une commission plurielle qui devra notamment émettre « un avis public sur les conditions de mise en oeuvre des expérimentations »

Un rapport doit être remis au Parlement un an après la promulgation de la loi.

Les questions posées dans le cadre de cette mission complémentaire sont :

- Q1 : Passer en revue l'ensemble des techniques disponibles ou en développement pour explorer et exploiter les gaz et huiles de schiste ;**
- Q2 : Evaluer précisément leur efficacité, leur maîtrise par l'industrie française et européenne, leurs impacts, leur coût et leurs perspectives d'évolution ;**
- Q3 : Effectuer le retour d'expérience de l'usage de ces techniques en Europe ;**
- Q4 : Mieux qualifier le potentiel économique que pourrait générer l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère sur le plan national, européen et mondial ;**
- Q5 : Proposer un cadre organisationnel et juridique complet permettant d'encadrer strictement des expérimentations sur les technologies d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en France et d'assurer la concertation nécessaire avec l'ensemble des parties prenantes.**

La première mission avait remis son rapport d'étape aux ministres à la mi-avril 2011 conformément à la commande qui lui avait été faite.

Les semaines qui ont suivi la remise du rapport d'étape ont été notamment l'occasion d'une mission de quelques jours aux Etats-Unis (voir rapport de mission en annexe) début mai occasion de visiter des plate formes à différents stades d'avancement dont une en phase de fracking, et occasion de rencontrer plusieurs instances (Texas, Pennsylvanie, Services rattachés à la Maison Blanche) grâce aux introductions de l'Ambassade de France.

Le présent rapport signale d'abord différents éléments relatifs au contexte au plan international, avant de faire un état des lieux de l'exploitation des GHRM et des techniques associées. Cet état des lieux constate la place actuelle prééminente de l'Amérique du nord dans une activité où elle a une forte antériorité tandis qu'elle ne fait que démarrer en Europe. Le contexte de l'activité, de son extension et de sa réglementation dans différents pays européens est ensuite décrit. Le rapport conclut sur des propositions..

# 1 Un contexte énergétique en évolution

## 1.1 Etat des lieux 2010 : production et consommation d'énergie : des tendances lourdes :

Quatre éléments paraissent devoir être soulignés : la croissance continue de la demande d'énergie ; la part croissante de la part du charbon dans la consommation mondiale d'énergie ; le rôle essentiel de la Chine tant comme producteur d'énergie que de consommation ; la croissance forte de la consommation mondiale de gaz naturel.

Quelques chiffres portant sur 2010 sur les quantités faisant l'objet de transactions commerciales (biomasse hors sphère économique non incluse) sont illustratifs.

### 2010 / 2009

### 2010

Taux de croissance consommation mondiale de **pétrole**  
« le plus faible taux parmi les énergies fossiles »

**+3,1%**

Part du **charbon** dans la consommation mondiale d'énergie  
« la plus élevée depuis 1970 »

**29,6%**

Taux de croissance consommation de **gaz naturel**  
« le plus élevé depuis 1984 »

**+7,4%**

Part des **énergies renouvelables** dans la consommation mondiale d'énergie

**1,8%**

Taux de croissance consommation mondiale d'énergie  
« la croissance la plus élevée depuis 1973 »

**+5,6%**

Part de la **Chine** dans la consommation mondiale de **charbon**

**48,2%**

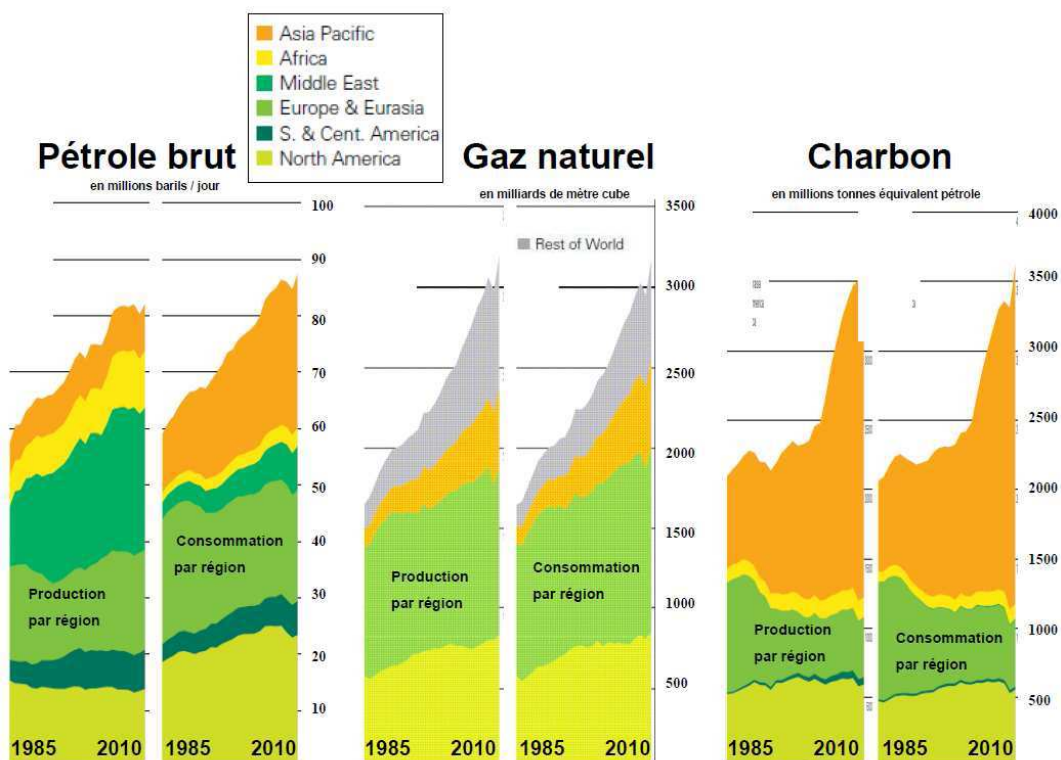
Part de la **Chine** dans la consommation totale d'énergie  
« la plus grande part mondiale »

**20,3%**

[Source BP Annual Statistical Review juin 2011]:

De même les graphiques ci-dessous (source : tableau de synthèse à partir tableaux BP juin 2011) montrent les tendances lourdes par grandes régions mondiales.

## EVOLUTION 1985-2010 DE PRODUCTION ET CONSOMMATION PAR GRANDES REGIONS



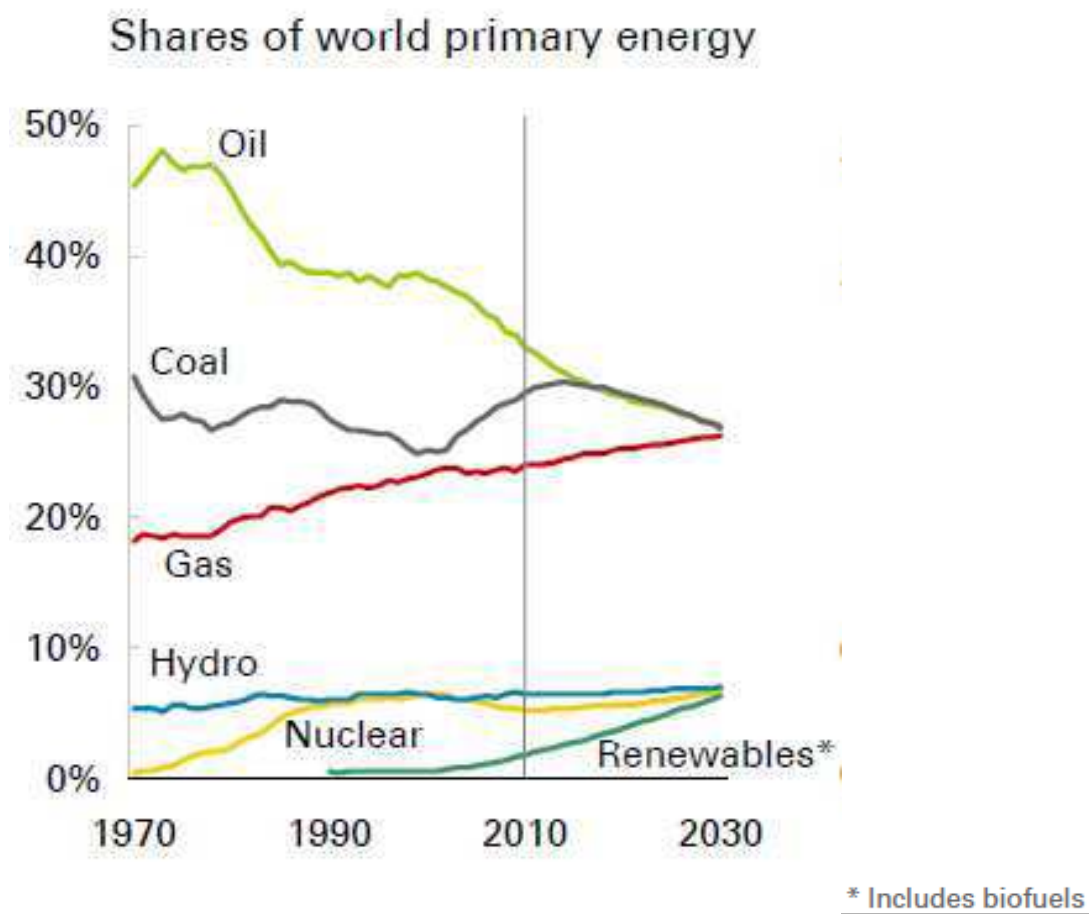
On notera notamment le **doublment** de la consommation mondiale de gaz entre 1985 et 2010.

## 1.2 Prospective 2030 : Energie / Climat : quelques jalons pour éclairer le débat

### 1.2.1 : Énergie primaire : vers quel mix énergétique ?

La consommation mondiale d'énergie connaît une progression régulière qui devrait se poursuivre dans les 20 prochaines années.

La croissance du gaz naturel dans le mix énergétique futur paraît acquise dans de nombreux scénarios prospectifs. Reprenant le titre du récent rapport de l'AIE (juin 2011) actualisant certains de ses scénarios 2010 à la lumière des événements rappelés : « Are we entering a golden age of gas ? »



source BP Energy Outlook 2030

Même si le nucléaire ne représente au plan mondial qu'une faible part de l'énergie primaire produite dans le monde, la catastrophe de Fukushima, l'abandon annoncé (programmé pour 2022) par l'Allemagne du nucléaire réinterrogent le futur mix énergétique : gaz ou charbon pour absorber la croissance constante de la consommation énergétique mondiale (**doublment d'ici 2050**) et, dans une logique de diminution des émissions mondiales de GES (gaz à effet de serre), quel développement des énergies renouvelables d'ici à 2050 ? S'agissant de l'Allemagne, la décision prise, portant sur un quart de sa production d'électricité, est de nature à modifier notablement la donne énergétique européenne tant en matière de mix énergétique que d'échanges commerciaux intra européen dans le domaine énergétique.

### **1.2.2 Emissions de GES : Négociations internationales climat durablement au point mort**

Au plan des négociations internationales sur le climat, les incertitudes qui entourent le post Kyoto n'ont pas été levées par la conférence Climat onusienne de Durban en raison notamment de la crise due à l'endettement des Etats ; les préoccupations climatiques semblent désormais passées au second plan ; la perspective d'engagements mondiaux des Etats juridiquement contraignants en matière d'émissions de GES paraît repoussée à plusieurs années.

Le CO<sub>2</sub>, après être entré dans la sphère économique avec le protocole de Kyoto signé en 1997 et mis en œuvre en janvier 2005, peut céder le pas pour la prise de décisions à des logiques purement financières.

L'Europe, qui (ne) « pèse » (que) 16% des émissions mondiales de GES, souvent à l'avant-garde des initiatives en matière de lutte contre le changement climatique, peut-elle, sans dégrader sa compétitivité à l'international, continuer à s'imposer des contraintes toujours plus importantes (perspective pour l'Europe d'aller au-delà de son engagement unilatéral de baisser ses émissions de GES au-delà de 20%) si aucun écho n'y répond sur la scène internationale de la part des grands émetteurs.

### **1.2.3 Des décisions d'investissements lourdes en matière de production d'énergie à décider**

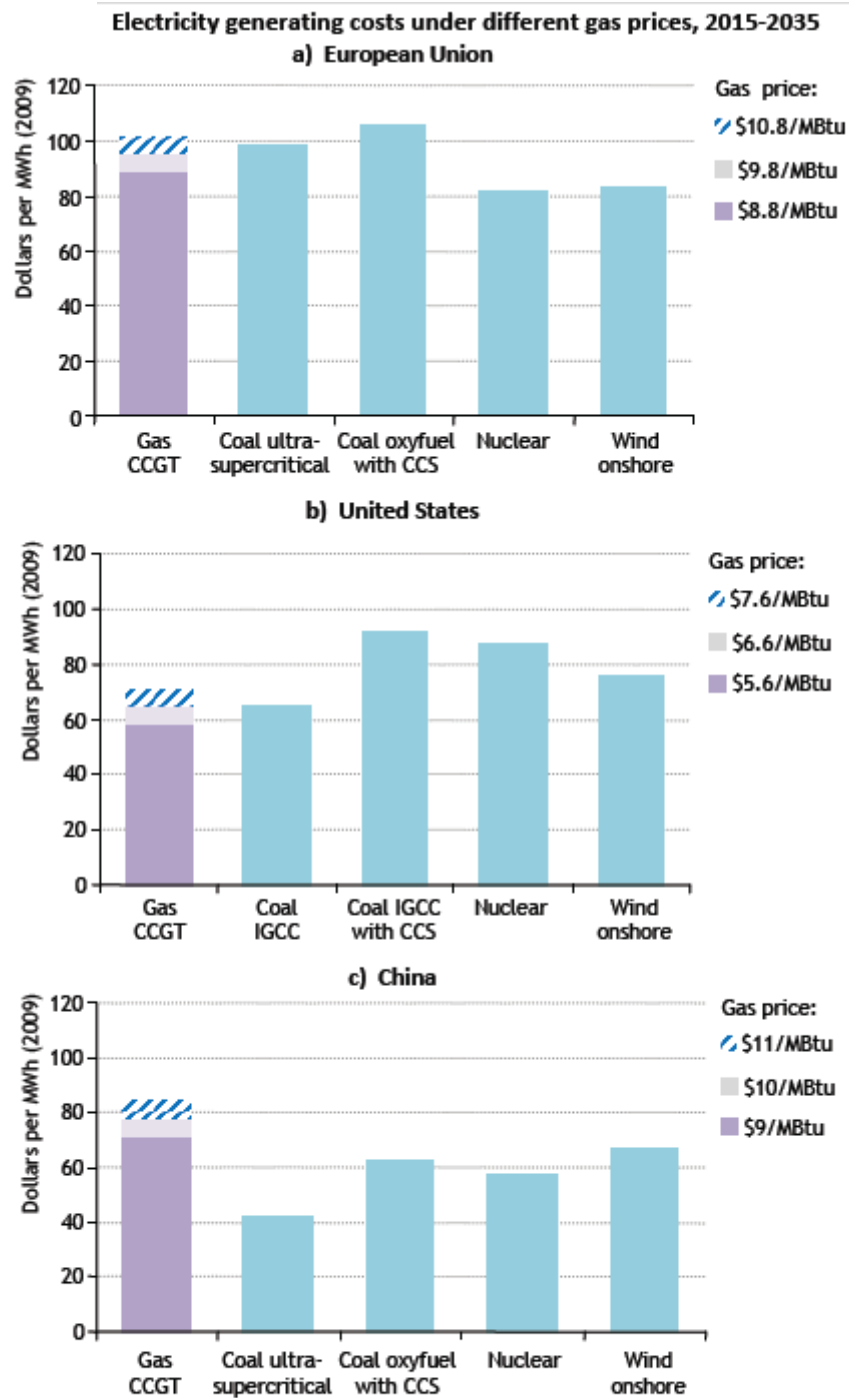
Les deux précédents items interviennent dans un contexte où la croissance de la demande d'énergie appelle dans toutes les grandes zones du monde d'importants investissements : production, éventuelle transformation (LNG, CTL, etc.), grandes infrastructures de transport, construction et remplacement de centrales.

Il est clair que l'absence d'engagement contraignant en matière de GES et de valeur mondiale de la tonne de carbone empêche toute valorisation du CO<sub>2</sub> piégé et stocké par recours au CCS et peut dès lors orienter durablement certaines décisions d'investissement.

Les choix pour notamment la réalisation de nouvelles centrales thermiques et le remplacement des centrales thermiques obsolètes vont concerner notamment l'alternative entre des centrales à charbon incluant ou non CCS et des centrales à gaz à cycle combiné, tout ceci dans un contexte de pression moindre sur les Etats en matière d'émissions de GES.

Les décisions concernent des investissements dont la durée de vie conduit à 2050 susceptibles de dégrader fortement le contenu CO<sub>2</sub> du kWh et donc d'accroître de manière irréversible les quantités de CO<sub>2</sub> (durée de vie du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère 100 ans). L'objectif 2°C, conforté par la récente communication (nov. 2011) du GIEC, pourrait ainsi définitivement s'éloigner.

On trouvera ci-après quelques graphiques (source AIE juin 2011) montrant, en supposant une absence de valorisation de la tonne de carbone, les coût respectifs des différents centrales de production d'énergie en Europe, aux Etats-Unis et en Chine.



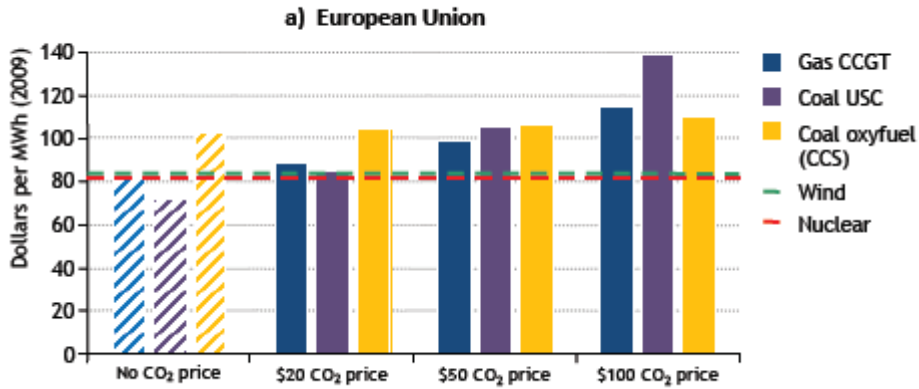
Note: Assumptions are in Table 3.2. Electricity generating costs in the European Union include a CO<sub>2</sub> price of \$40 per tonne. The central gas price reflects the average price in the GAS Scenario.

Source IEA

World Energy Outlook 2011 | Special Report

Ces schémas sont indiqués en prenant l'hypothèse d'une absence de taxation de la tonne de carbone. On a reproduit en dessous pour la seule Union européenne l'impact d'une valorisation de la tonne de carbone.

Electricity generating costs under different CO<sub>2</sub> prices, 2015-2035



source AIE / WEO / june 2011 / Special Report

### 1.2.4 Le rôle essentiel de la Chine dans les décisions et la situation future

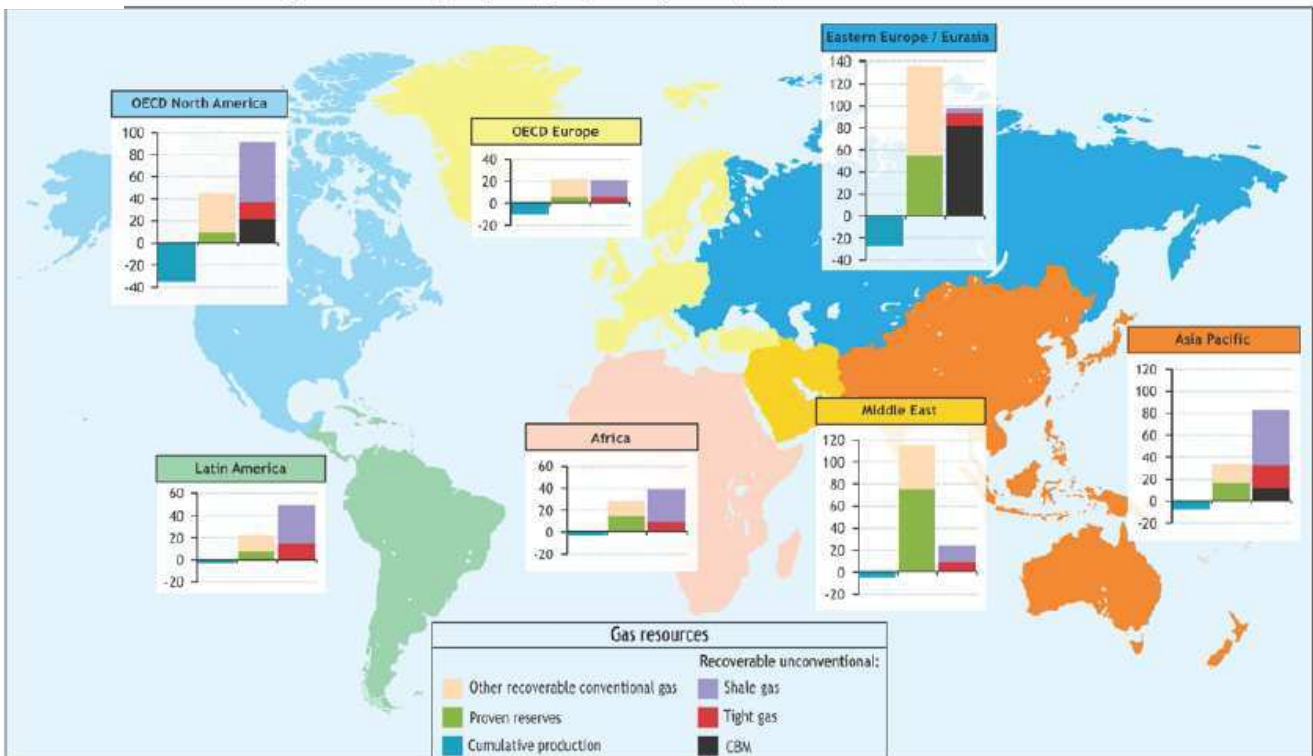
Les volumes de gaz transportés (gazoduc ou LNG) entre grandes régions du monde devraient croître dans l'avenir.

La demande en Chine sera le facteur déterminant le plus important pour la demande globale future de gaz. Pour réaliser son ambitieux 12<sup>ème</sup> plan quinquennal, la Chine devra importer environ 50 à 60 bcm (billion cubic meters) de LNG en 2015, soit le niveau d'importation moyen de l'Union européenne.

## 2. Hydrocarbures : état des lieux

### 2.1 La ressource gaz : éléments de contexte

World natural gas resources by major region, January 2010 (tcm)



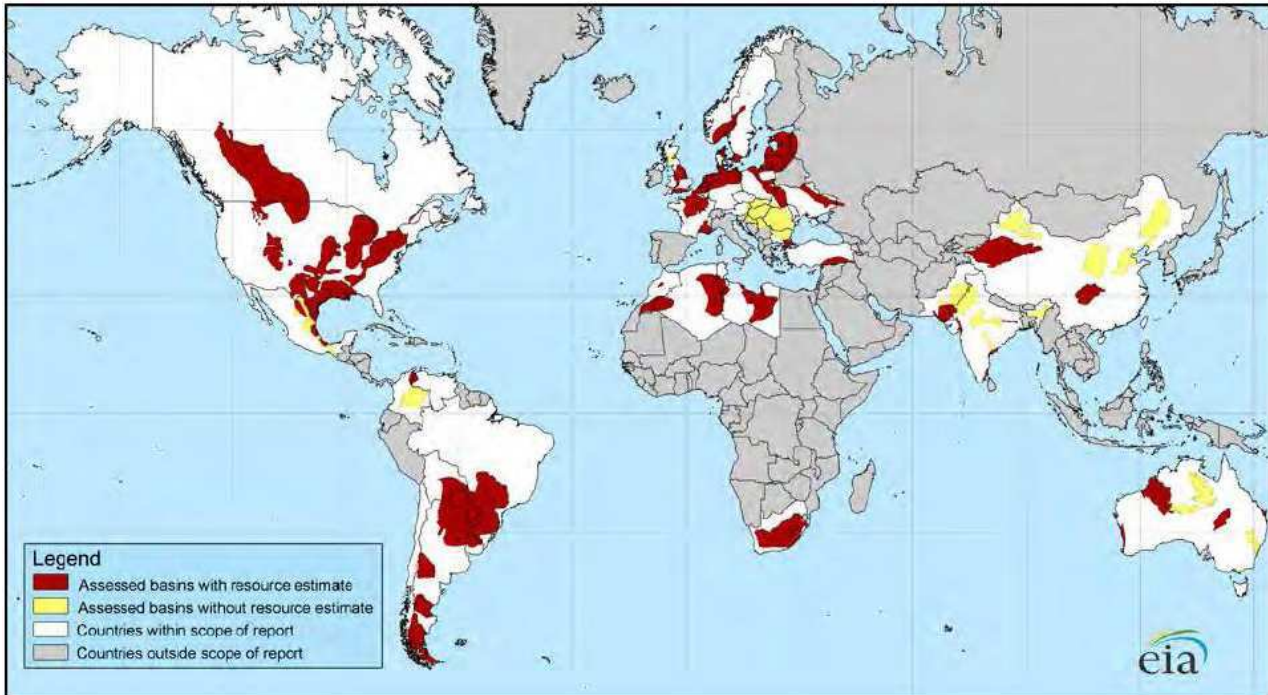
This map is for illustrative purposes and is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory covered by this map.

Sources: Cedigaz (2010); USGS (2000 and 2008); BGR (2009); US DOE/EIA (2011); Kuuskraa and Stevens (2009); Gazprom (2010); IEA estimates and analysis.

source AIE / WEO / june 2011 / Special Report



## Map of 48 major shale gas basins in 32 countries.



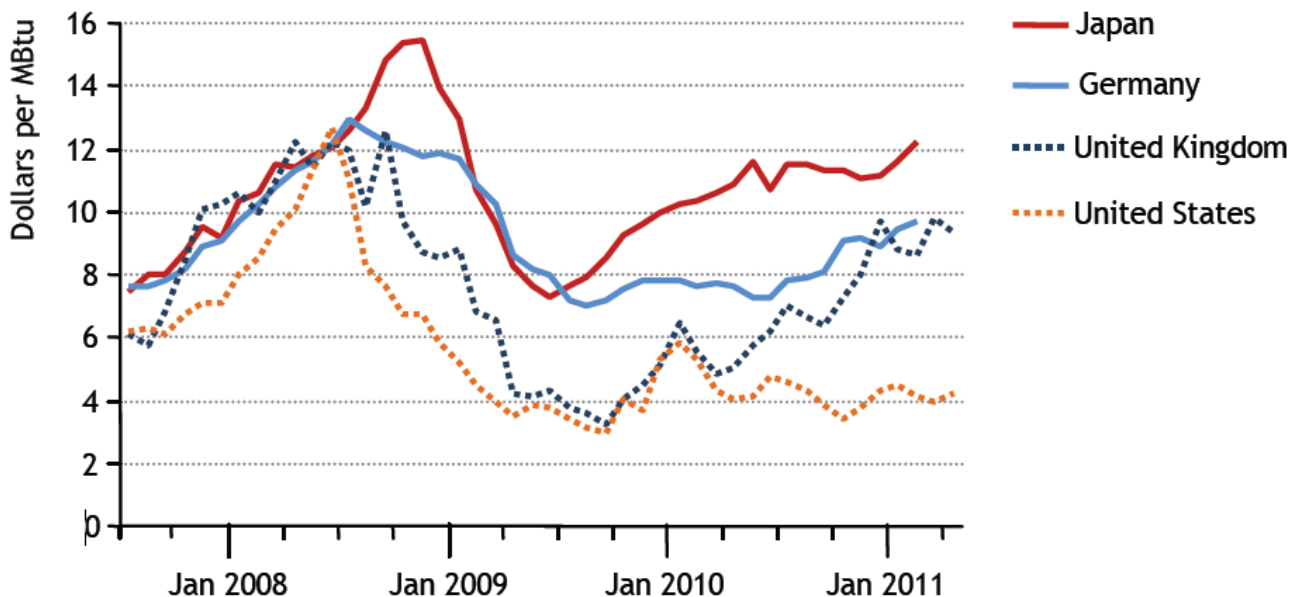
[source : colloque Varsovie mai 2011 à partir EIA]

### **2.2 Prix : des contextes très différents pour le pétrole brut et pour le gaz naturel :**

Le prix est un facteur déterminant de l'ajustement entre l'offre et la demande.

Autant le pétrole dispose d'un prix au plan mondial, autant le prix du gaz affiche de fortes disparités d'une grande zone géographique à une autre.

#### ► Natural gas prices in major markets, July 2007 to April 2011



[source AIE / WEO / June 2011 / Special Report]

Le **coût d'exploration et production de gaz** à partir d'un gisement peut varier (hors transport) de 2 dollars /million Btu à plus de 9 \$ selon le type de ressource et sa localisation, les prix les plus bas concernant la production de gaz conventionnel au Moyen Orient ou en Europe de l'est et Russie.

On peut estimer que désormais la production de gaz non conventionnels peut, dans le cas de bassins importants, coûter entre 4 et 6 \$/Mbtu, ce qui rend désormais leur production économiquement viable par rapport aux gaz conventionnels.

S'agissant du gaz **le transport** est onéreux, qu'il s'effectue par gazoduc ou sous forme de LNG. Contrairement au pétrole pour lequel il n'y a qu'un marché mondial, le coût du transport du gaz étant 10 fois plus élevé que celui du pétrole, il y a 4 marchés distincts du gaz : Amérique du nord disposant de ressources locales importantes, Europe, Asie-Pacifique et dernièrement Amérique du sud. Les contrats de gaz sont souvent à long terme mais dans certains cas les pays peuvent avoir accès aux prix spot et faire jouer la concurrence.

Ceci génère des différences durables de prix entre grandes régions du monde : ainsi les Etats-Unis disposent-ils d'un réseau conséquent de transport du gaz.

**A l'échelle européenne**, on peut constater de fortes disparités du prix du gaz (dans un rapport de 1 à 2), tenant notamment aux possibilités ou non d'accès des pays aux prix spots du gaz et à leur approvisionnement possible par gazoducs.

### **2.3 GHRM et Acquisitions: les majors « reprennent la main »**

Le **mouvement d'acquisitions par les majors** d'entreprises du secteur des hydrocarbures non conventionnels se poursuit intensément.

**Les Etats-Unis sont le lieu d'importantes acquisitions :**

**2009 :** On rappelle qu'en décembre 2009, Exxon Mobil a repris XTO Energy, un des pionniers du secteur non conventionnel, pour 40 Milliards \$. Une des clauses de la transaction prévoit son annulation si la réglementation future rend toute opération de fracturation hydraulique non profitable financièrement ou l'interdit.

**2010 :** Royal Dutch Shell a acquis la maîtrise de champs gaziers du nord est des Etats-Unis par reprise en mai 2010 de East Resources.

En novembre 2010 Chevron a acquis Atlas Energy.

La plus importante acquisition en 2011 est venue du géant BHP Billiton qui a acquis les droits d'exploitation de champs en Arkansas auprès de Chesapeake Energy peu après avoir pris le contrôle de champs du Texas et de Louisiane par l'acquisition de Petrohawk Energy.

**2011 :** Avec la chute des prix du gaz aux Etats-Unis (fin 2011, le prix du gaz naturel avait chuté de 50% depuis 2009 aux Etats-Unis) et la baisse de la demande, on assiste actuellement à un vaste mouvement d'acquisitions par les majors internationaux d'entreprises fragilisées par le retournement économique.

En octobre 2011, Statoil (Norvège) a acheté Brigham Exploration Company pour 4,4 Mds \$ pour prendre le contrôle de champs pétrolifères très prometteurs du Dakota du Nord et du Montana.

**Selon Thomson Reuters, en 2011, les majors du gaz et du pétrole auraient ainsi réalisé 149 milliards d'acquisitions sur le continent nord américain, soit environ 64 % du total des acquisitions réalisées dans le monde (235 milliards \$).** Parmi les plus importantes acquisitions récentes, Kinder Morgan a acquis à la mi octobre 2011 El Paso Corporation pour 21,1 milliards \$. [source New-York Times 17oct 2011]

Enfin on citera l'entreprise française Vallourec qui a acquis pour 650 millions \$ une unité de production à Youngstown (Ohio) pour fabriquer des tubes d'acier pour réaliser les forages.

**2012** (3 janvier) : Total va prendre une participation de 25% dans des gisements américains de gaz de schiste opérés par Chesapeake pour 2,3 milliards de dollars. Le chinois Sinopec acquiert un tiers de 5 gisements de Devon Energy pour 2,2 milliards de dollars (source Les Echos)

**En Chine** Royal Dutch Shell PLC est un des rares majors pétroliers à avoir signé un ambitieux partenariat avec PetroChina pour l'aider à réaliser des forages. Exxon a noué un partenariat avec Sinopec pour explorer le Bassin du Sichuan. BP PLC et Statoil sont également en pourparlers pour des partenariats.

**En Allemagne**, ExxonMobil, qui a dépensé 185 M€ en 2009 dans l'exploration de gaz non conventionnels, considère que cette ressource domestique pourrait devenir compétitive par rapport au LNG et au gaz en provenance de Russie.

## 2.4 Gaz et Huiles de roche-mère / Technologies

### 2.4.1 La technologie de fracturation hydraulique à l'eau

Si l'on excepte l'apparition récente (2008), au Canada, d'une technologie de fracturation hydraulique au propane (voir 2.4.2), la technologie de fracturation hydraulique à l'eau reste la seule utilisée, à travers le monde, dans les opérations de fracturation. Cette position résulte principalement des décennies de développements et de perfectionnements dont elle a bénéficié et dont elle continue de bénéficier.

En 2010, une communication à la Society of Petroleum Engineers faisait le point des progrès réalisés (d'abord en matière d'optimisation de production mais aussi d'impacts environnementaux..).

*Thirty years of gas fracturing ; What have we learned ?* G.E. King, SPE133456, 2010

Il n'y a pas deux schistes identiques (variations en xy et en z) et il n'y a pas de technologie optimale universelle : les différences de texture/structure du schiste, de fragilité (brittleness) de la roche, de contraintes *in situ*, même dans un puits donné, sont souvent suffisantes pour conduire à modifier les paramètres de la stimulation.

Des développements continus de la technologie, reposant sur des forages horizontaux et des fracturations hydrauliques multiples, permettent d'optimiser la récupération et de rendre l'exploitation acceptable pour l'environnement :

- les études initiales pour localiser les puits, et ensuite les points de fracturation (sismique-3D, diagraphies, étude des carottes, de la fracturation naturelle, puis analyse détaillée des premières fracturations),
- les possibilités d'accroître la surface spécifique créée en développant un réseau complexe de fractures, de façon à augmenter la récupération,
- les fracturations couplées, dans lesquelles on tient compte des changements de contraintes créées par l'une pour améliorer l'efficacité de l'autre,
- l'amélioration de la longévité des fractures et micro-fractures en jouant sur l'agent de soutènement, permettant de stabiliser la production,
- la réduction du nombre d'additifs chimiques tout en améliorant leur efficacité,
- l'augmentation de la ré-utilisation de l'eau de fracturation et la possibilité d'utiliser des eaux salées.

A l'occasion d'un colloque organisé par le CGEDD en septembre 2011, les principaux industriels concernés ont présenté les évolutions technologiques en cours.

Celles-ci portent sur la réduction des surfaces utilisées – par la réalisation de plate formes multi-puits et la réalisation de nombreux forages horizontaux à partir d'un puits vertical donné – sur la protection contre le bruit, et, bien sûr, sur les aspects liés à la ressource en eau, principal sujet de préoccupation.

Les principaux résultats présentés à ce sujet sont :

- La réduction (par un facteur 2) de la quantité d'eau nécessaire à une fracturation hydraulique. Cette réduction s'appuie notamment sur un pilotage microsismique de la fracturation, qui peut également permettre de s'assurer que les fractures ne sortent pas de la zone où elles sont utiles ;
- La publication, la réduction et l'amélioration (utilisation de produits acceptés comme additifs alimentaires) des additifs ;
- L'amélioration de la gestion et du traitement de l'eau.

L'IFPEN a confirmé à la mission la réalité de ces évolutions, qui ont également été l'objet ces dernières semaines de présentations et d'échanges dans le cadre de l'AFTP (association française des techniciens du pétrole).

La mission note, a contrario, qu'aucun interlocuteur, ni en France ni lors des échanges que nous avons pu avoir avec des experts industriels étrangers ou avec les autorités administratives polonaises, n'a évoqué pour une utilisation dans un futur proche d'autres technologies que la fracturation hydraulique. Il apparaît à ce stade que l'essentiel des importants travaux réalisés dans le monde porte sur l'amélioration de la technologie de fracturation hydraulique (réduction de la consommation d'eau, additifs, empreinte au sol, bruit, ...) plutôt que sur d'éventuelles technologies alternatives. On peut par ailleurs souligner que le nombre de fracturations hydrauliques déjà réalisées dans le monde<sup>1</sup> et même en France<sup>2</sup> fait que cette technologie est bien connue et la manière de maîtriser les risques associées accessible à partir de cette expérience accumulée. Selon nos interlocuteurs polonais, viser une technologie alternative conduirait à ne pas disposer d'un retour d'expérience similaire sur les risques ni sur leur prévention.

L'ampleur des travaux réalisés aux Etats-Unis pour analyser les problèmes rencontrés et pour définir une réglementation qui puisse les éradiquer, et la perspective de développements – plus modérés dans leur rythme qu'aux USA – dans deux pays européens proches, la Pologne et le Royaume-Uni, conduit à penser que tous les éléments sont potentiellement disponibles pour engager une clarification de la situation et des perspectives des hydrocarbures de roche mère en France.

Un des points communs des expertises déjà publiées est l'importance d'une bonne réalisation du forage, de sa cimentation et de son tubage (sur lequel les prescriptions du projet de nouveau GIES de l'Etat de New-York sont particulièrement draconiennes). D'autres points, tels que le monitoring microsismique, la réduction de la consommation d'eau, de l'empreinte du site, le contrôle des fuites de méthane ou la réduction des additifs, ont également une importance évidente, mais on peut penser que la qualité des travaux liés au forage et la capacité pour la police des mines à contrôler efficacement cette qualité sont un socle absolument indispensable.

Pour être aussi exhaustifs que possible, nous reprenons néanmoins ci-dessous les indications que nous avons pu recueillir sur d'autres technologies.

---

<sup>1</sup> Plusieurs millions

<sup>2</sup> Plusieurs centaines, tant dans le cadre de la récupération assistée des hydrocarbures conventionnels que dans celui de la géothermie

## 2.4.2 La technologie de fracturation hydraulique au propane

Comme signalé au paragraphe précédent, une alternative à la fracturation hydraulique a fait son apparition en 2008. Il s'agit de la fracturation hydraulique au propane qui se substitue ainsi à l'eau, utilisée par l'ensemble de la profession ces vingt dernières années. Précisément, la société canadienne GASFRAC, à l'origine du procédé, a réalisé sa première fracturation au propane en janvier 2008.

Sur le principe, il s'agit toujours de générer des fissures au sein de la roche-mère et de les maintenir ouvertes à l'aide de sable et/ou de billes céramiques. Le point-clé de la technologie a été de déterminer l'agent chimique capable de gélifier le propane liquide, ce qui, rappelons-le, est la seule façon pour le fluide de porter les agents de soutènement (sable/céramiques) jusque dans les moindres interstices. Pour cela, un ester de phosphate est utilisé, en association avec un autre additif destiné à casser ultérieurement les chaînes moléculaires à l'origine de la phase gélifiée. Par ailleurs, aucun biocide n'est nécessaire contrairement à ce qui se passe dans le cas d'une fracturation à l'eau.

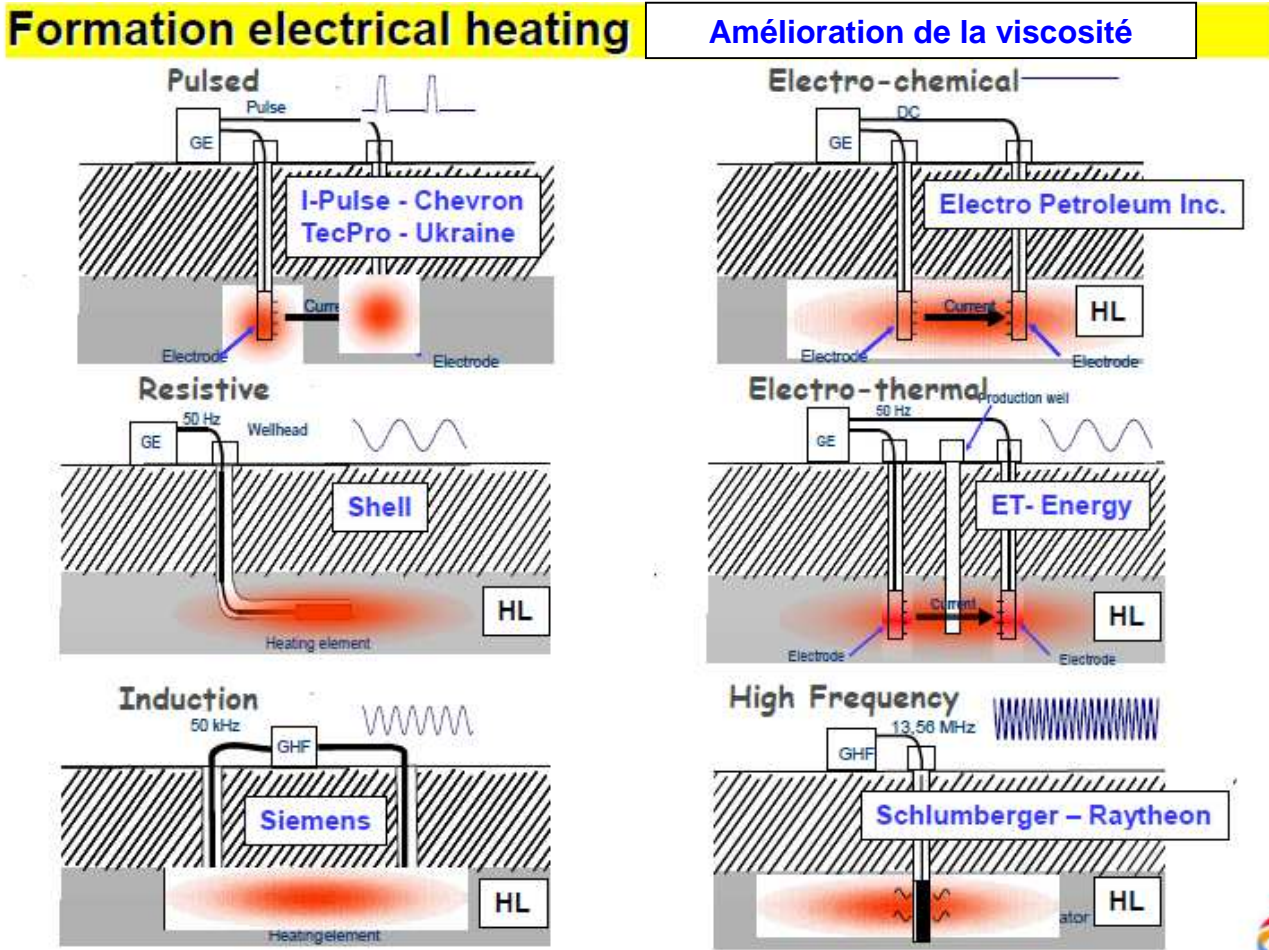
Parmi les autres différences avec la fracturation à l'eau, on retiendra principalement les suivantes :

- Du côté des avantages :
  - Pas d'utilisation d'eau, donc pas de problèmes de traitement d'eau,
  - Pas de remontées de polluants, hormis du radon, en fonction des formations rocheuses rencontrées,
  - Une tension de surface, ainsi qu'une viscosité réduite, ce qui confère des taux élevés de récupération du gaz en place (meilleure pénétration du fluide et évacuation facilitée par le passage en phase gazeuse du propane),
  - Des volumes de propane réduits (typiquement 800 m<sup>3</sup>), notamment si l'on considère que la récupération du propane injecté est quasi complète,
  - Des temps de « clean-up » réduits (~2 jours, au lieu de 5 dans le cas d'une fracturation à l'eau), ce qui réduit la perte de gaz (« venting » et/ou « flaring »).
- Du côté des inconvénients :
  - L'inflammabilité du propane, allié au fait que ce dernier est plus lourd que l'air, ce qui retarde sa dispersion en cas de fuites en surface.

En résumé, du point de vue de l'efficacité de récupération des gaz en place, la méthode présente nombre d'avantages au regard des possibilités de la fracturation hydraulique à l'eau. Cependant, les problèmes liés à la **sûreté** des installations de surface empêchent d'envisager une diffusion significative de la technique à une échelle internationale. A ce jour, plus de mille opérations de fracturation ont été menées au Canada, et deux accidents liés à l'inflammabilité du propane ont été recensés. A ce stade, et indépendamment des améliorations de sécurité recherchées, ces problèmes de sûreté apparaissent rédhibitoires aux opérateurs entendus par la mission.

### 2.4.3 L'électro-fracturation

L'électro-fracturation est un terme qui englobe différentes techniques d'utilisation de l'électricité pour l'exploitation pétrolière en cours de recherche : utilisation de flux électriques pour compléter la maturation du kérogène, utilisation de flux électriques pour diminuer la viscosité des pétroles lourds, utilisation de chocs électriques pour aboutir à des fracturations.



5 Introduction to EHO and Bitumen Projects - SCR/RD - Reservoir - Paris, June 2010



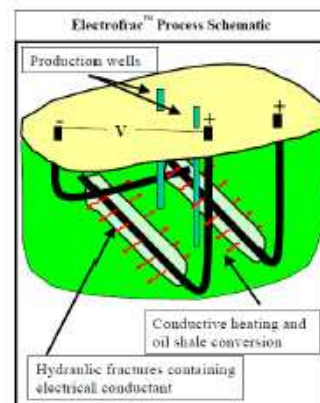
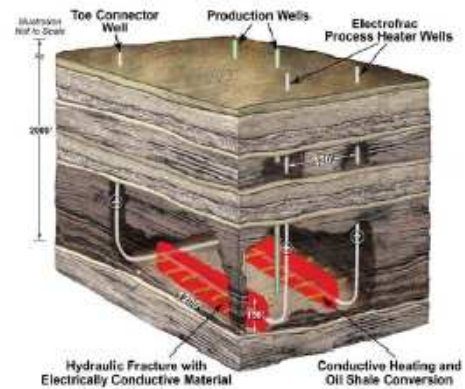
Pour ce qui concerne plus spécifiquement la fracturation hydraulique, le but recherché est une amélioration de la perméabilité de la roche qui est obtenue par une série de trains d'ondes acoustiques. Ces trains d'ondes, transmis à la roche par un fluide (typiquement de l'eau), sont générés à partir de décharges électriques délivrées par un dispositif à arc. Cette technique a en particulier fait l'objet de deux brevets déposés par Total en mars 2011.

D'une manière générale, les technologies d'électro-fracturation sont encore au stade de la R&D et la mission n'a recueilli que peu d'information sur la maturité et les perspectives de ces technologies vis-à-vis des hydrocarbures de roche mère.

Par ailleurs, dans certaines zones géographiques, la question de la source d'énergie peut être un handicap. De manière plus systématique, la gestion de la sécurité en surface (fortes tensions électriques avoisinant des gaz inflammables) nécessiterait des dispositions particulières pour ces techniques (personnel habilité pour les hautes tensions), dont il apparaît en tout état de cause qu'elles ne pourraient aboutir à des résultats opérationnellement utilisables avant une dizaine d'années.

### Maturation du kérogène

- Exxonmobil Electrofrac™ (Big Toaster)
  - 2 planar fracs filled with conductive proppant used to electrically heat and mature kerogen in between and produce from vertical wells
  - [http://en.wikipedia.org/wiki/ExxonMobil\\_Electrofrac](http://en.wikipedia.org/wiki/ExxonMobil_Electrofrac)
- Other techniques by Shell, Total, Chevron
  - IDT + Total : [http://en.wikipedia.org/wiki/American\\_Shale\\_Oil](http://en.wikipedia.org/wiki/American_Shale_Oil)
  - Shell in situ conversion process
  - Chevron CRUSH
  - <http://www.nevtahoilsands.com/pdf/Oil-Shale-and-Tar-Sands-Company-Profiles.pdf>



3 KIT SCR RD - External – Unconventional Resources – January 2011

## 3. Revue des principaux pays : Amérique du Nord, Europe, Chine, Afrique du Sud

La mission s'est attachée à recueillir les informations les plus récentes sur la question des hydrocarbures non conventionnels dans différents pays, qu'il s'agisse d'évaluation nouvelle des ressources, de travaux d'exploration ou d'exploitation en cours, des problèmes rencontrés, des nouveautés réglementaires, des pratiques de concertation.

### 3.1. Amérique du Nord : état des lieux

#### 3.1.1 Etats-Unis

Les combinaisons de techniques<sup>3</sup> qui ont permis l'exploitation des hydrocarbures de roche mère, ont été mises en œuvre d'abord aux Etats-Unis. L'examen de l'évolution des pratiques et des réglementations aux Etats-Unis peut présenter pour les raisons suivantes un intérêt incontournable :

- un million de puits forés et deux millions de fracturations hydrauliques y constituent une expérience accumulée significative. Sur le seul gisement du « Marcellus shale », dont la partie la plus active se

<sup>3</sup> Cumul du forage horizontal, de la fracturation hydraulique « haut volume » et de l'injection d'additifs.

trouve au nord-est de la Pennsylvanie et au sud de l'Etat de New-York, plus de forages sont réalisés en un mois qu'il ne s'en réalisera en Pologne dans toute l'année 2012<sup>4</sup> ;

- la diversité des législations et des pratiques des Etats en matière de contrôle, ainsi que la diversité des compagnies qui ont réalisé ces forages, conduit le territoire des Etats-Unis à rassembler le meilleur et le pire en termes de réalisations. Cela donne à la fois une vision des risques et, probablement, de la manière de les éviter ;
- les problèmes environnementaux constatés dans certains Etats, par suite notamment de pratiques laxistes<sup>5</sup>, ont conduit des administrations, fédérales (EPA) comme fédérées (Etat de New-York, Etat de Pennsylvanie, ...) à examiner la compatibilité de cette exploitation et de l'indispensable protection de l'environnement, les études correspondantes peuvent constituer une base documentée pour l'analyse de la situation en France.

Outre les incidents liés à la pollution des eaux, abondamment cités, on peut signaler deux cas de sismicité induite aux Etats-Unis :

- Dans l'Oklahoma, en janvier 2011, une quarantaine de petits séismes se sont produits à moins de 3,5 km d'un puits vertical, quelques heures après une opération de fracturation hydraulique dans des grès ; le plus important a atteint la magnitude 2,8. Le rapport de l'Oklahoma Geological Survey (août 2011) conclut – fort prudemment - à une possibilité de lien de cause à effet.
- Dans l'Ohio, en janvier 2012, plusieurs séismes, dont l'un atteignit la magnitude 4,0, ont été ressentis, dans un rayon de quelques kilomètres autour d'un puits d'injection d'eau lié à un champ d'exploitation de gaz de schiste ; leur attribution à cette injection ne fait pas de doute, selon un expert de l'US Geological Survey.

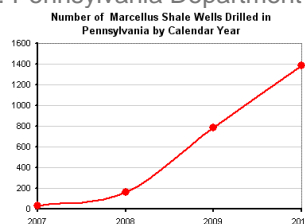
Même s'il s'agit de magnitudes faibles, ces deux incidents rappellent que la sismicité induite reste une question qu'il faut examiner *a priori*, avec deux modalités : soit l'opération de fracturation hydraulique elle-même, soit une ré-injection importante des eaux remontées à la surface après les fracturations hydrauliques, engendrent la re-mobilisation d'une faille pré-existante par effet de pression interstitielle et de lubrification.

4

**Marcellus Shale wells drilled in Pennsylvania per calendar year**

2007 : 27 2008 : 161 2009 : 785 2010 : 1386

Data from: Pennsylvania Department of Environmental Protection.



L'exploitation de gaz de schiste aux USA a commencé au Barnett shale, au Texas, puis s'est développée au Fayetteville shale au Nord de l'Arkansas et au Haynesville shale dans le Nord-Ouest de la Louisiane, pour n'arriver que plus récemment en Pennsylvanie.

<sup>5</sup> Pratiques laxistes qui résultaient en partie d'exemptions accordées par le législateur américain. Le rapport présenté devant l'Assemblée Nationale française par les députés François-Michel GONNOT et Philippe MARTIN présentait la situation dans les termes suivants :

*Les vingt dernières années ont vu se déployer des politiques à destination de l'industrie pétrolière, qu'il s'agisse d'une incitation fiscale pour développer de nouvelles techniques d'extraction ou d'une exemption réglementaire pour parvenir à rentabiliser la production au prix d'une moindre protection de l'environnement.*

*.....*  
*Les investigations conduites par vos rapporteurs ont montré que nombre de ces dérives semblent révolues aujourd'hui. Le déplacement sur un site de production de Pennsylvanie a permis de constater la réalité des installations et la rigueur des procédures de contrôle désormais définies par des compagnies de grande envergure.*



La continuité de l'exploration et de l'exploitation pétrolière aux Etats-Unis y ont permis le maintien et le développement de compétences techniques, tant dans les Universités et centres de recherche que dans les administrations. **Ces compétences sont particulièrement utiles à l'élaboration et à la mise en œuvre de nouvelles réglementations.**

**Pour la France, c'est l'examen de la situation au niveau fédéral – qui a vocation à agréger les expériences des Etats -, ainsi qu'en Pennsylvanie et dans l'Etat de New-York qui paraissent présenter le plus grand intérêt.** Ces deux Etats sont en effet, avec un peu plus de 100 habitants/km<sup>2</sup> pour la Pennsylvanie et près de 150 pour l'Etat de New-York, des Etats dont le climat et la densité de population sont beaucoup plus proches de ceux de la France que ne peut l'être, par exemple, l'Etat du Texas (36 habitants au km<sup>2</sup> et un climat parfois proche du désertique), celui du Colorado (19 habitants au km<sup>2</sup>), ou même la Louisiane (34 habitants au km<sup>2</sup>).

On peut noter, dans ce contexte, les éléments suivants :

#### ↳ Actions et analyses récentes au niveau fédéral

a) Le 5 mai 2011, le ministre de l'Energie (« Secretary of Energy ») a demandé au « Natural Gas Subcommittee » de son « advisory board » de « définir sous 90 jours les mesures immédiates à prendre pour améliorer la sécurité et la performance environnementale du fracking et d'avoir établi sous six mois un consensus des recommandations aux agences vis-à-vis des pratiques pour l'exploitation des hydrocarbures de schiste afin d'assurer la protection de l'environnement et de la sécurité publique. »

Le rapport final de ce comité, qui est paru le 10 novembre, comprend vingt-quatre propositions, regroupées en trois séries de recommandations, distinctes par l'échéance de leur application : le tableau 1 reprend celles que l'administration peut lancer immédiatement seule, le tableau 2 celles dont la mise en œuvre a comme préalable une concertation avec l'industrie, le tableau 3 celles qui nécessitent des changements dans le mode d'action des Etats fédérés ou de l'Etat fédéral.

Ce comité était présidé par un professeur au MIT, John Deutch<sup>6</sup>.

Recommandations du SEAB (secretary of energy advisory board) 10 novembre 2011 :

<sup>6</sup> Qui a résumé comme suit son rapport : « Subcommittee Chairman John Deutch, an MIT professor, said: “Industry, working with state and federal regulators and public interest groups, should increase their best field engineering practices and environmental control activities by adopting the objective of continuous improvement, validated by measurement and disclosure of key operating metrics. This is the surest path forward to assure that shale gas is produced in an environmentally sound fashion, and in a way that meets the needs of public trust.”

“The development of shale gas is one of the biggest energy innovations, if not the biggest, in several decades,” continued Deutch. “It is now about 30 percent of total U.S. natural gas production; it has reduced energy costs and created hundreds of thousands of jobs. But to ensure the full benefits to the American people, environmental issues need to be addressed now – especially in terms of waste water, air quality, and community impact. We believe that our twenty recommendations provide the basis for a pragmatic route forward and hope that they will be acted upon.”

Table 1. Recommendations ready for immediate implementation		
Rec.#	Recommendation	Comment & Status
1.	Improve public information about shale gas operations	Federal responsibility to begin planning for public website. Some discussion between DOE and White House offices about possible hosting sites but no firm plan. States should also consider establishing sites.
2.	Improve communication among federal and state regulators and provide federal funding for STRONGER and the Ground Water Protection Council	Federal funding at \$5m/yr will allow state regulators/NGOs/industry to plan activities. Possible minor DOE FY2012 funding; no multi-year commitment. See discussion below.
3	Measures should be taken to reduce emissions of air pollutants, ozone precursors, and methane as quickly as practicable.	We encourage EPA to complete its current rule making as it applies to shale gas production quickly, and explicitly include methane, a greenhouse gas, and controls from existing shale gas production sources. Additionally, some states have taken action in this area, and others could do so as well. See discussion below.
4	Enlisting a subset of producers in different basins to design and field a system to collect air emissions data.	Industry initiative in advance of regulation. Several companies have shown interest. Possible start in Marcellus and Eagle Ford. See discussion below.
5	Immediately launching a federal interagency planning effort to acquire data and analyze the overall greenhouse gas footprint of natural gas use.	OSTP has not committed to leading an interagency effort, but the Administration is taking steps to collect additional data, including through the EPA air emissions rulemaking.
6	Encouraging shale-gas production companies and regulators to expand immediately efforts to reduce air emissions using proven technologies and practices.	A general statement of the importance the Subcommittee places on reducing air emissions. Federal funding at \$5m/yr for state regulators/NGOs/industry will encourage planning. Some states have taken action in this area, and others could do so as well.
11	Launch additional field studies on possible methane migration from shale gas wells to water reservoirs.	No new studies launched; funding required from fed agencies or from states. <sup>2</sup>
14	Disclosure of Fracturing fluid composition	DOI has announced its intent to propose requirement. Industry appears ready to agree to mandatory stricter disclosure. See discussion below.
15	Elimination of diesel use in fracturing fluids	EPA is developing permitting guidance under the UIC program. The Subcommittee reiterates its recommendation that diesel fuel should be eliminated in hydraulic fracturing fluids.
20	R&D needs	OMB/OSTP must define proper limits for unconventional gas R&D and budget levels for DOE, EPA, and USGS. See discussion below.
Table 3. Recommendations that require new mechanisms for success		
Rec.#	Recommendation	Comment & Status
7	Protection of water quality through a systems approach.	At present neither EPA or the states are engaged in developing a systems/lifecycle approach to water management.
13	Agencies should review field experience and modernize rules and enforcement practices to ensure protection of drinking and surface waters.	Reflects Subcommittee unease that the present arrangement of shared federal and state responsibility for cradle-to-grave water quality is not working smoothly or as well as it should.
16	Managing short-term and cumulative impacts on communities, land use, wildlife, and ecologies.	No new studies launched; funding required from federal agencies or from states. See discussion below.
17	Organizing for best practice.	Industry intends to establish 'centers of excellence' regionally, that involve public interest groups, state and local regulatory and local colleges and universities.
18	Air	
19	Water	

Dans le même contexte, des ONG (organisations non gouvernementales) ont participé au chantier d'élaboration d'un cadre fédéral de réglementation : l'Environment Defense Fund a ainsi été associé aux travaux lancés par le ministre de l'Energie (« **Secretary of Energy** »), Steven Chu, et a produit un **canavas de règlement** d'une quarantaine de pages sur la fracturation hydraulique bâti à partir des meilleures prescriptions en cours dans les différents États (voir extrait ci-après).

**ARTICLE I – Utilizing the Model Regulatory Framework**

1. **Scope.** This Model Regulatory Framework for Hydraulically Fractured Hydrocarbon Production Wells (the “Model Framework”) is intended to be utilized by state governments in implementing a distinct regulatory regime governing the drilling, completion and production of hydrocarbon production wells that are stimulated by hydraulic fracturing. The Model Framework applies to all hydraulically fractured hydrocarbon production wells, regardless of depth or trajectory, but is not intended to govern any aspect of injection wells, storage wells or any other type of wells that may also be stimulated by hydraulic fracturing.
2. **Purpose.** The Model Framework is based on numerous “best-in-class” state rules and regulations, and incorporates industry “best practices” with regard to safety, efficiency and environmental protection. The Model Framework is meant to give state governments a road-map to implement hydraulic fracturing regulation that (i) utilizes the structure of the most effective state laws and regulations, (ii) makes mandatory the best operational industry practices, (iii) encourages technological advances and innovation to continually improve industry practices and (iv) ensures the protection of precious natural resources.  
[...]

b) En juin 2010, l’Environment Protection Agency avait lancé l’élaboration d’un programme de recherche sur la fracturation hydraulique, à la demande de la « U.S. House of Representatives Appropriation Conference Committee ».

L’élaboration de ce programme de recherche s’est appuyée sur une importante consultation des administrations, des organismes de recherche, du public et de différents « boards » placés auprès de l’administration. Cette consultation a été déclinée sur le terrain par des réunions organisées dans les principaux Etats concernés par les hydrocarbures de roche mère. Elle s’est aussi appuyée sur internet (<http://www.epa.gov/owindian/tribal/pdf/hydraulic-fracturing-fact-sheet.pdf>)

Ce programme de recherche (« plan to study the potential impact of hydraulic fracturing on drinking water resources »), extrêmement détaillé, est maintenant lancé. Il porte prioritairement sur les ressources en eau souterraine, qui sont un des domaines de compétence clef de l’EPA : elle a un rôle direct dans le contrôle des eaux souterraines, et ne le délègue à certains Etats – spécifiquement pour les puits d’injection liés aux hydrocarbures - que dans le cadre de conventions<sup>7</sup>.

Le programme de recherches doit publier de premiers résultats fin 2012 et ses résultats définitifs fin 2014.

Les échanges qui ont abouti à l’élaboration du programme de recherche ont néanmoins permis à l’EPA de cerner ce qui relève d’interrogations et ce qui, a contrario, peut d’ores et déjà être considéré comme certain. On note à cet égard la réponse que l’EPA a faite à une question de son « science advisory board » : « l’EPA estime que les impacts potentiels de la fracturation hydraulique sur les ressources en eau potable sont intégralement liés à la conception et à la réalisation des forages, notamment les pratiques relatives à la cimentation et au cuvelage » (Final EPA response to science advisory board : EPA

7

Section 1425 allows a state to obtain primacy from EPA for oil- and gas-related injection wells, without being required to adopt the complete set of applicable federal UIC regulations. The state must be able to demonstrate that its existing regulatory program is protecting

USDWs as effectively as the federal requirements

To date, 40 states have obtained primacy for oil and gas injection wells (Class II), although, as shown in Exhibit 27 not all of these states have oil and gas production.



*believes that the potential for impacts to drinking water resources from hydraulic fracturing is integrally related to well design and construction, including casing and cementing practices.)*<sup>8</sup>

c) Par ailleurs, et en complément de l'action des administrations fédérales, les administrations des Etats se sont regroupées avec des représentants de l'industrie et d'associations dans l'alliance « STRONGER » <http://www.strongerinc.org/> State Review of Oil and Natural Gas Environmental Regulatory Programs). Cette alliance réalise des évaluations croisées des réglementations en vigueur dans les différents Etats et de leurs modalités d'application effective.

### ↳ **Situation en Pennsylvanie**

L'exploitation des hydrocarbures de schiste a représenté pour l'Etat de Pennsylvanie un montant de prélèvements obligatoires supérieur à 1 milliard de dollars pour la seule année 2010. Les enjeux fiscaux et économiques y sont majeurs.

La densité de population de l'Etat, ainsi que les préoccupations liées notamment aux rejets dans l'environnement (le « Marcellus shale » a une concentration importante en minéraux radioactifs « naturally occurring radio active materials – N.O.R.M », qui remontent avec les eaux d'exploitation du gisement) ont conduit à prendre en compte les impératifs de protection de l'environnement.

Le gouverneur de l'Etat a établi le 8 mars 2011 une « **Marcellus Shale Advisory Commission** » chargée « de proposer une stratégie d'ensemble pour une exploitation du Marcellus shale écologiquement responsable » (« *to develop a comprehensive strategic proposal for the responsible and environmentally sound development of Marcellus Shale* »).

Après cinq auditions publiques réalisées par la commission plénière (dix-huit membres, choisis au sein de l'administration de l'Etat, de représentants d'organisations non gouvernementales, d'instances locales et de l'industrie) et seize réunions publiques de groupes de travail – qui ont suscité au total 100 témoignages et 600 e-mails et lettres – la Commission a rendu son rapport le 22 juillet 2011.

Le gouverneur de l'Etat de Pennsylvanie a décidé la mise en place de plusieurs mesures recommandées par le rapport, notamment :

---

<sup>8</sup> Un rapport réalisé récemment pour la Commission Environnement du Parlement Européen reprenait ce constat : "P 29 : Most of the accidents and ground water intrusions seem to be due to incorrect handling, which could be avoided. Regulations exist in the USA, but monitoring and supervision of operations is rather poor, be it for lack of available budgets of public authorities or for other reasons. Therefore, the basic problem is not inadequate regulation, but their enforcement through adequate supervision. It must be guaranteed that best practice is not only available, but also commonly applied.

P30 : Again, most of these water contaminations are due to improper practices. Therefore, very strict handling of these issues is mandatory."

Principales mesures adoptées en Pennsylvanie sur la préconisation de la « Marcellus shale advisory commission »

- Porter de 200 à 500 pieds la distance minimale entre les forages non conventionnels et les puits privés, et à 1000 pieds la distance par rapport aux systèmes d'eau publics ;
- Porter de 100 à 300 pieds la distance par rapport aux cours d'eau, mares, et autres étendues d'eau ;
- Accroître différentes taxes ;
- Accroître le rayon de « responsabilité présumée » des opérateurs de gaz non conventionnels, en cas de détérioration de la qualité de l'eau, de 1000 à 2500 pieds, et la durée de cette présomption de culpabilité de 6 mois à un an après l'achèvement du point ;
- Donner à l'administration la faculté d'agir plus vite pour révoquer ou suspendre les permis d'opérateurs qui seraient en infractions répétitives ;
- Doubler les amendes civiles de 25 000 à 50 000 \$ ;
- Doubler les astreintes journalières de 1 000 à 2 000 \$.

↳ **L'Etat de New-York**

La réglementation applicable à l'exploration et l'exploitation du sous-sol dans l'Etat de New-York est le « Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program – GEIS », qui correspond à la fois à la partie « police des mines » du code minier, au RGIE (réglementation générale des industries extractives) et qui contient une présentation générale de la géologie et des enjeux.

En 2008, la perspective de développement de l'exploitation des hydrocarbures de roche mère dans l'Etat de New-York a suscité des inquiétudes. Celles-ci étaient notamment liées à l'importance pour cet Etat de l'approvisionnement en eau potable souterraine. Les Pouvoirs Publics de l'Etat ont répondu à ces inquiétudes par deux actions :

- Un moratoire sur la fracturation hydraulique, moratoire qui a été prolongé en juin dernier jusqu'en juin 2012 ;
- Une révision du GEIS.

Cette révision s'est appuyée sur un processus de consultation du public détaillé, tant par des réunions publiques que par internet.

Les premiers examens publics ont eu lieu à l'automne 2008.

En septembre 2009, un premier projet a été mis en consultation publique.

Les réactions ont conduit à élaborer le nouveau projet actuel, publié le 7 septembre 2011 (un résumé figure en annexe), qui s'appuie sur :

- les commentaires des organisations non gouvernementales, communes et groupes d'industriels ;
- l'examen des rapports présentés par les groupes d'industriels ;
- la consultation des experts du New-York State department of Health ;
- des travaux sous traités à des consultants (impact socio-économique, nuisances) ;
- des visites sur le terrain et des remontées d'information venant du « Pennsylvania Department of Environmental Protection » et de la « Susquehanna River Basin Commission ». Ce projet comporte, en particulier, une analyse détaillée des incidents survenus dans ces deux zones et des évolutions réglementaires utiles pour prévenir l'arrivée de tels incidents.

Les hypothèses retenues pour élaborer le SGEIS sont une moyenne de 1 600 puits par an, une pointe comprise entre 1 700 et 2 500 puits, et une durée d'exploitation des gaz de schiste de trente ans.

Ce document de 1537 pages décrit le contexte dans lequel se trouvent les gisements de gaz de schiste dans l'Etat de New-York et contient, notamment dans son chapitre 7 (150 pages) des prescriptions techniques précises, visant à maîtriser les impacts sur :

Exemples de prescriptions techniques contenues dans le projet de GEIS de l'Etat de New-York

- Les ressources en eau (autorisation de prélèvement, prévention des débordements et des fuites, procédures pour la fracturation hydraulique, transport des eaux usées, ...);
- Les zones inondables et les zones humides;
- Les écosystèmes et la faune sauvage;
- La qualité de l'air;
- Les émissions de gaz à effet de serre;
- Les remontées de matériaux radioactifs présents dans les gisements (leur présence est significative dans le Marcellus shale);
- L'environnement visuel;
- Le bruit;
- Les infrastructures de transport.

Ceci se concrétise par exemple sous forme :

- d'exigences réglementaires particulières en fonction :
  - de la profondeur des puits (puits profond de plus de 2 000 pieds, puits où la distance entre la zone de fracturation et la base d'une nappe d'eau potable est inférieure à 1000 pieds),
  - ou de la distance horizontale à un aquifère (moins de 500 pieds de la limite connue d'un aquifère important, moins de 150 pieds d'une rivière, etc.),
- de prescriptions techniques détaillées (pour ce qui est des puits de forages, il prévoit, par exemple, pour protéger les aquifères, trois cuvelages cimentés concentriques, l'externe couvrant la zone jusqu'à 20 m en dessous de la base de l'aquifère, l'intermédiaire allant jusqu'à la zone de production, l'interne allant jusqu'à l'extrémité du forage horizontal. Le règlement prévoit aussi une procédure de suivi de la qualité de l'eau sur les captages d'eau proches, et détaille la nature des analyses ainsi que leur mode opératoire et leur fréquence).

Le projet de réglementation prévoit que le type de cuvelage et de cimentation soit soumis à l'approbation de l'administration compétente avant la réalisation de chaque puits, celle-ci se réservant la possibilité, en fonction des informations disponibles, d'imposer des précautions supplémentaires ou, si les démonstrations pertinentes sont apportées, de lever des contraintes.

Par ailleurs, la nouvelle réglementation est confrontée (chapitre 10) aux principaux incidents recensés dans l'État voisin de Pennsylvanie, pour vérifier qu'elle permet d'éviter le renouvellement de tels incidents.

La réglementation issue de ce nouveau GEIS s'appliquera dans tout l'Etat de New-York, certaines faisant l'objet d'interdictions (protection d'aquifères d'eau potable, zones naturelles).

### **3.1.2 Canada / Québec**

Toutes provinces confondues, le Canada exploite aussi bien des ressources en hydrocarbures conventionnels que des schistes bitumineux, des mines d'uranium et, pour le Québec, des ressources hydroélectriques considérables.

La réglementation y varie de province à province, comme aux Etats-Unis. Le principe y est néanmoins que le gouvernement provincial est propriétaire des ressources du sous-sol. Les gouvernements de l'Alberta et de la Colombie britannique procèdent par enchères lors de l'attribution de permis d'exploration, le gouvernement québécois de son côté procède exclusivement par redevances. Ceci a eu pour conséquence que les projets d'exploitation d'hydrocarbures de roche mère ne présentaient que de faibles perspectives de ressources budgétaires au Québec, tandis que l'Alberta recevait d'importantes ressources en résultat de ses appels d'offre.

Il y a une intégration du marché du gaz en Amérique du nord, la production de gaz de schiste aux Etats-Unis a ainsi fait baisser les prix canadiens autant que les prix américains.

Les différences de contextes locaux entre les provinces ont eu comme conséquence de grandes différences de sensibilité : le Québec, disposant de fortes ressources hydroélectriques et d'une pratique pétrolière faible – et pouvant « importer » du gaz de l'Alberta et des Etats-Unis - a ainsi été marqué par une forte opposition à l'exploitation des gaz de schiste, tandis que l'Alberta, à l'historique pétrolier beaucoup plus consistant, abordait le sujet sans trouble particulier.

#### **↳ Situation au Québec**

La densité de population (un peu moins de 5 habitants au km<sup>2</sup>) y est très faible, elle est en pratique pour l'essentiel concentrée le long du Saint Laurent. Le Québec a par ailleurs, au niveau de la province, peu d'expérience administrative récente des hydrocarbures : 589 forages ont été réalisés dans l'ensemble du XX<sup>ème</sup> siècle, qui ont abouti à la découverte de deux gisements de gaz dont l'exploitation s'est achevée dans les années 90.

L'exploration des gaz de schiste, qui a redémarré en 2007 dans une zone proche du Saint-Laurent, s'est dans un premier temps déroulée au Québec avec un fort soutien du gouvernement. Fin 2010, 109 permis de recherche couvrant 18 000 km<sup>2</sup> avaient été attribués à 13 sociétés, après qu'une société québécoise ait fait une découverte laissant espérer d'importantes ressources.

28 forages ont eu lieu entre 2007 et 2010, dont 7 en 2010, accélérés par la décision du gouvernement d'exonérer de redevance, pendant cinq ans, la production des puits réalisés avant 2011. Une vingtaine de fracturations hydrauliques ont été effectuées.

Le même contexte, porté en particulier par le film Gasland, qui a conduit à des inquiétudes dans l'ensemble des pays, a conduit la population québécoise à s'inquiéter, dans l'année 2010, du développement de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère au Québec et en particulier dans le bassin du Saint Laurent. Un incident survenu à Leclercville - fuite de méthane difficilement maîtrisée – a renforcé la méfiance vis-à-vis de la technique d'exploitation.

Dans ce contexte, le gouvernement du Québec a mandaté en août 2010 le Bureau d'audience publique sur l'environnement (BAPE) pour réaliser une enquête publique. Le rapport d'enquête, rendu en mars 2011, recommandait notamment :

- l'amélioration de la concertation entre le MRNF (ministère des ressources naturelles et de la faune) et le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (le « MDDEP »), et l'attribution au MDDEP de la responsabilité en ce qui concerne l'application de toutes les dispositions législatives et réglementaires visant à protéger l'environnement;
- l'octroi aux autorités municipales/régionales de pouvoirs quant à certains aspects de l'industrie au niveau local;
- la réalisation à court terme d'une évaluation environnementale stratégique complète sur tous les aspects de l'industrie (l'« EES »), pour répondre au besoin d'acquisition de connaissances ;
- l'interdiction des opérations de fracturation hydraulique pendant l'EES, sauf aux fins d'approfondir les connaissances scientifiques.

Il recommandait par ailleurs une refonte de la loi applicable aux hydrocarbures (loi minière).

Le 12 mai 2011, le MDDEP a annoncé la mise sur pied du comité de l'EES et l'identité de ses 11 premiers membres. A la suite de la démission, en août, d'un membre issu de l'industrie, le comité compte 3 membres issus du milieu gouvernemental, 2 du milieu universitaire, 2 du milieu municipal, 1 de l'industrie, 1 des groupes environnementaux et 2 de la société civile. Le comité a également accès à de l'expertise gouvernementale et externe. Le comité fera rapport annuellement, son premier rapport devant être présenté en mai 2012.

Le mandat du comité comprend quatre items :

- l'évaluation économique établissant la pertinence socio-économique de l'exploitation de la ressource gazière et les conditions assurant une maximisation des revenus pour l'État,
- l'évaluation des impacts et des risques environnementaux et la définition des seuils d'acceptabilité et des méthodes de mitigation appropriées,
- la préparation d'une réglementation encadrant l'évaluation environnementale des projets d'exploration et d'exploitation gazière,
- l'évaluation de la pertinence de mettre en place des observatoires scientifiques afin d'acquérir en continu des connaissances et d'assurer une mise à jour évolutive de la réglementation.

Le comité de l'EES a présenté en octobre 2011 un projet de « Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste » (<http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca>) qui dresse une liste très large de connaissances à acquérir, concernant notamment les scénarios de développement de l'industrie, les enjeux touchant l'eau, les enjeux touchant l'air, les enjeux touchant les gaz à effet de serre, le régime de gouvernance, les impacts sociaux, l'acceptabilité sociale, les enjeux économiques, la gestion de la rente, la législation, la mise en place d'observatoires scientifiques.

L'exploration des gaz de schiste au Québec est ainsi passée très vite de l'intensité enthousiaste à la suspension. Les mois qui viennent, et en particulier la présentation, en mai 2012, du premier rapport de l'EES, permettront de voir comment la situation y évolue.

## ↳ Situation en Alberta

### Government of Canada

National policies and standards

- Interprovincial pipelines
  - National Energy Board
- Fisheries and Navigable waters
  - Department of Fisheries & Oceans
  - Transport Canada
- Trans-boundry issues
  - Environment Canada
  - Canadian Environmental Assessment Agency

Oil and Gas Companies  
Resource exploration and development

### Government of Alberta

Primary resource development jurisdiction

- Resource rights and Crown royalties
  - Alberta Energy
- Environment
  - Alberta Environment
- Public land access
  - Sustainable Resource Development
- Energy developments
  - ERCB

En Alberta, à la différence des USA, 85 à 90 % des droits miniers sont propriété de la Couronne au niveau de l'Etat.



L'Alberta, avec 662 000 km<sup>2</sup>, a la même taille que Texas, et une densité de population particulièrement faible (5,1 habitants au km<sup>2</sup>, soit quinze fois moins que la Pologne). L'Alberta est le premier producteur canadien de pétrole (tous gisements confondus, il contiendrait les deuxièmes réserves de pétrole brut au monde, derrière l'Arabie Saoudite), de gaz et de charbon. Toutes les données concernant les puits sont publiées.

L'Alberta compte plus de 300 000 puits (150 000 actifs, 60 000 inactifs et 140 000 abandonnés). Chaque année 15 000 demandes nouvelles, dont 60 % comportent des forages horizontaux. On compte environ 800 appareils de forage, 600 en opération actuellement (certains forages durent quelques jours, d'autres une année). La haute saison de forage est l'hiver car le gel facilite les opérations. 60 000 fracturations y ont déjà été réalisées, dont 3 000 durant l'hiver 2011.

La politique de l'Alberta dans la lutte contre l'effet de serre est controversée. L'exploitation des sables bitumineux y conduit à une augmentation régulière et significative des émissions de gaz à effet de serre. L'Alberta affirme néanmoins une politique forte de protection de certaines dimensions de l'environnement axée notamment sur la ressource en eau et sur la protection des communautés locales contre les nuisances (bruit notamment). Dans le cas particulier des hydrocarbures de roche mère, il examine également les questions de sismicité. Le gouvernement définit la politique correspondante et en confie la surveillance au régulateur.

Le régulateur (Energy Resources Conservation Board, ERCB, 900 p) se considère comme indépendant, plus « éloigné » de la politique que le ministère. Il dispose de 10 bureaux locaux.

L'ampleur de ses moyens lui a permis de réaliser en 2009 plus de 25 000 inspections de terrain, à l'issue desquelles il a évalué un taux de « industry compliance » de 98,6 %.

Tout projet de puits, de pipe-line, etc. doit être soumis à son approbation. Le régulateur veille au respect de la législation (police), de l'abandon des puits, peut infliger des amendes et faire arrêter les opérations. Il peut fixer des normes impératives (qualité de la cimentation, meilleures pratiques).

Le régulateur tient 20 à 30 « public hearings » par an. L'acceptation d'un puits passe par un contrôle du plan de forage (tubage, cimentation, complétion, torchage, émissions de vapeurs).

L'ERCB a développé une forte technicité, qui l'a conduit à élaborer des prescriptions techniques détaillées :

- contrôle des rejets et de la réinjection,
- Etat zéro préalable obligatoire,
- Surveillance par micro sismique de la sismicité induite,
- Pour les forages, demande d'un plan global de déploiement sur 1 à 2 ans,
- Responsabilité collective de la profession imposée par une taxe parafiscale sur l'industrie pour financer le régulateur.

Le régulateur souligne que la connaissance géologique est l'élément-clé d'une bonne régulation : il faut des géologues de terrain qui aient une connaissance de la géologie locale. Il souligne également la nécessité pour le régulateur de se maintenir en permanence au courant des progrès de l'industrie. Le régulateur souligne également l'importance de la qualité de la collaboration avec les Pouvoirs locaux.

## **3.2. Asie et Afrique du Sud**

La mission a jugé intéressant de donner quelques indications sur deux pays, la Chine et l'Afrique du Sud.

### **3.2.1 La Chine**

Dans une synthèse réalisée fin août, l'IFPEN note que la consommation en gaz naturel de la Chine (109 milliards de m<sup>3</sup> en 2010) croît plus vite que la production obligeant la Chine à importer plus de 16 milliards de m<sup>3</sup> de gaz en 2010, les deux-tiers sous forme de GNL. La République Populaire de Chine se lance donc dans l'exploration des gaz non conventionnels et plus particulièrement des gaz de schiste. S'il est encore difficile de chiffrer précisément les ressources récupérables, les bassins du Sichuan et du Tarim présentent des conditions géologiques favorables à l'exploitation des gaz de schiste. Plus généralement de nombreux bassins sédimentaires chinois présentent un intérêt pour les hydrocarbures non conventionnels liquides ou gazeux (Tight Gas, CBM, gaz de schiste).

Cette synthèse souligne que la dernière analyse publiée par l'USIEA place la Chine au 1<sup>er</sup> rang mondial pour les réserves de gaz non conventionnels récupérables (36,1 Tcm contre 24,4 pour les Etats-Unis).

L'IFPEN a recensé six compagnies occidentales ayant des permis en cours ou en négociation pour des permis d'exploration et d'exploitation de gaz de schiste dans le Bassin du Sichuan. Un de ces permis pourrait entrer en production dans les prochains mois.

La réglementation de gestion de l'environnement en Chine est mal connue.

Si les contraintes d'infrastructure et de disponibilité d'eau trouvent des solutions, l'étude de l'IFPEN laisse penser que la production d'hydrocarbures de roche mère en Chine pourrait devenir très significative.

### **3.2.2 L'Afrique du sud**

Dans son rapport sur l'estimation des réserves de gaz de schistes dans le monde, hors Etats-Unis, l'EIA a positionné l'Afrique du Sud en cinquième position, avec un volume potentiel estimé de l'ordre de 13 000 milliards de m<sup>3</sup>. C'est à la suite de la publication de ce rapport que plusieurs demandes de licences d'exploration ont été déposées, notamment par les compagnies Shell et Sasol. Ces demandes visent principalement le Bassin de Karoo, le plus prometteur en termes de gaz de schiste selon l'EIA.

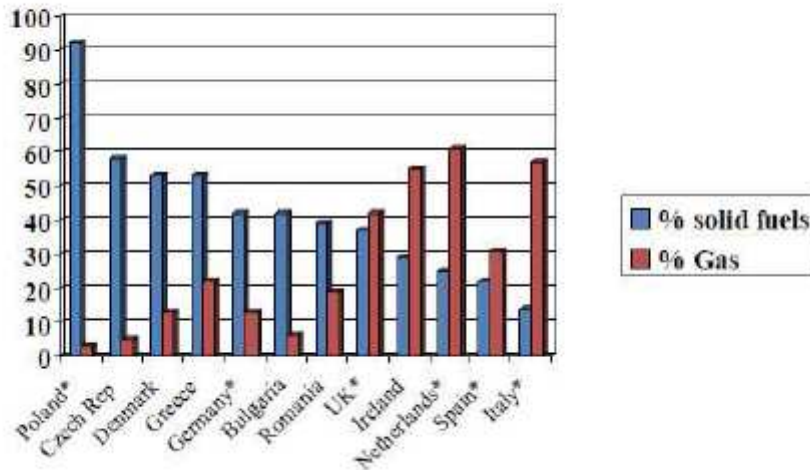
Cependant, des oppositions locales aux techniques de fracturation envisagées dans le cadre des travaux d'exploration ont amené le ministère des ressources minérales (DMR) à décréter un moratoire portant sur l'attribution des permis sollicités. La fin de ce moratoire, décidé en avril 2011, est conditionnée par les résultats d'études techniques lancées dans le cadre d'un groupe de travail ad hoc présidé par le directeur général du DMR. En août 2011, ce moratoire a été prolongé d'une période de 6 mois afin de compléter les études en cours, en s'appuyant notamment sur les résultats à venir d'enquêtes en cours dans d'autres pays, comme c'est le cas des travaux menés sur le sujet au sein de l'agence de protection de l'environnement des États-Unis (EPA).

Par ailleurs, des enjeux énergétiques très importants ont amené le ministère de l'énergie (DOE) à faire pression sur le DMR en arguant de la sécurité énergétique nationale. La position du DOE s'appuie sur un « plan de gestion intégré des ressources » qui trace les choix énergétiques de l'Afrique du Sud d'ici 2030. Dans le cadre de ce plan, la part du gaz dans la production électrique passerait ainsi de 1 % en 2011 à 13% en 2030. Mais le gaz est aussi utilisé pour produire des carburants liquides (GTL), ce qui donne encore plus de force au discours des tenants d'un développement ultérieur de la production du gaz de schiste sud-africain.

### 3.3. EUROPE

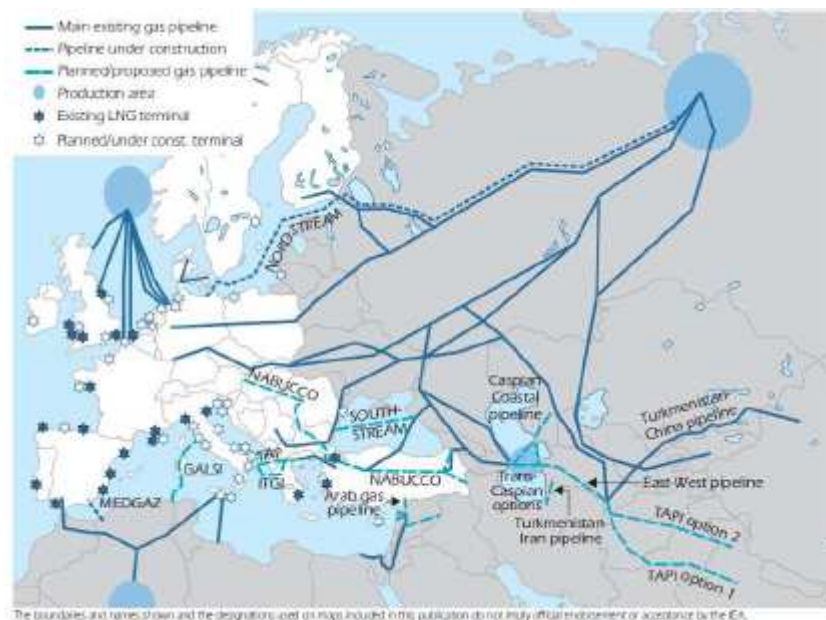
#### 3.3.1 Contexte général

PART DU CHARBON ET DU GAZ DANS QUELQUES PAYS EUROPEENS



[source : Global CCS Institute Forum Energies Fossiles Berlin oct 2011]

**En matière de grandes infrastructures de transport**, le gazoduc Nord Stream (1224 km entre la Russie et l'Allemagne) mis en service le 8 novembre 2011 (le second pipeline entrera en service fin 2012 ; 55 Mds m<sup>3</sup> de gaz par an soit les besoins de 26 millions de foyers) permettra à la Russie de continuer à peser durablement sur l'Europe en matière d'approvisionnement énergétique.



[colloque IDDRI Paris Dauphine juin 2011]

Maciej Woźniak

**Pour ce qui concerne la position de l'Europe sur la question des gaz de schiste**, on notera l'initiative du commissaire à l'Energie, Günther Oettinger, qui a proposé la mise en place de normes communes qu'il devrait soumettre aux Etats membres au printemps 2012. Cette initiative fait suite à l'approche du parlement européen qui a estimé être en présence d'un certain nombre de lacunes, reprises ci-après.

Le rapport du Parlement européen conclut qu'il existe de nombreuses lacunes dans la législation européenne, et qu'il faudrait y remédier. Neuf points, en particulier, sont dignes d'intérêt :

- 1- L'absence d'une directive-cadre sur les activités minières.
- 2- Les seuils insuffisants pour l'extraction du gaz au sein de la Directive sur l'évaluation de l'impact environnemental.
- 3- La déclaration des substances dangereuses qui n'est pas obligatoire.
- 4- L'approbation des produits chimiques qui vont rester dans le sous-sol n'est pas exigée.
- 5- Il n'existe pas de référence sur les meilleures technologies disponibles (BREF) en matière de fracturation hydraulique.
- 6- Le traitement des eaux usées n'est pas suffisamment défini.
- 7- La participation du public aux décisions locales est insuffisante.
- 8- La directive sur la qualité des eaux est insuffisante en l'état (elle ne traite que des pesticides et des nitrates, pas d'autres produits chimiques).
- 9- L'analyse de cycle de vie n'est pas obligatoire.

**Gaz de schiste : les lacunes juridiques perçues par le Parlement européen** (source : Enerpresse du 17 octobre 2011)

La commission européenne a fait réaliser par Philippe & Partners une étude sur l'application des textes européens aux questions d'exploration et de production de gaz de schiste dans quatre États membres : Pologne, France, Allemagne et Suède. Le rapport, daté de novembre 2011, fait une revue comparée des réglementations et procédures dans ces pays, aucun d'entre eux ne présentant de texte spécifique aux gaz de schiste. Le constat est qu'il existe dans les quatre pays des législations couvrant l'ensemble des champs concernés (juridique, financier, sécurité du travail, eau, bruit, etc.), découlant pour certaines de textes européens (REACH, directive sur les hydrocarbures, directive sur l'eau souterraine, Natura 2000, obligation d'étude d'impact lorsque certains seuils sont dépassés, etc.). **Il n'y a donc pas lieu d'introduire de nouveaux textes au niveau européen.** Le rapport souligne cependant une faiblesse dans plusieurs pays, dont la France, concernant l'information et la participation du public au stade de l'attribution des permis de recherche.

### 3.3.2. Grande-Bretagne

Le Royaume Uni a une forte culture d'exploitation d'hydrocarbures offshore mais voit depuis plusieurs années ses réserves diminuer singulièrement d'une année sur l'autre. Les ressources en hydrocarbures non conventionnels sont *a priori* non négligeables et des explorations ont commencé en 2010.

Suite aux craintes exprimées au sujet des eaux souterraines, le « Energy and Climate Committee » a publié un rapport en mai 2011, auquel le gouvernement a répondu en juillet 2011. Les conclusions présentées devant la Chambre des communes en septembre 2011 (par le parlementaire T. Yeo) sont assez analogues à celles des rapports réalisés aux Etats-Unis (*The inquiry found no evidence that the hydraulic fracturing process involved in shale gas extraction – known as 'fracking' - poses a direct risk to underground water aquifers provided the drilling well is constructed properly. The committee concluded that, on balance, a moratorium in the UK is not justified or necessary at present. The MPs, nevertheless, urge the Department of Energy and Climate Change (DECC) to monitor drilling activity extremely closely in its early stages in order to assess its impact on air and water quality.*)

L'entreprise Cuadrilla Ressources a commencé en 2011 des forages pour l'exploitation du gaz de schiste près de Blackpool dans le Lancashire.

Deux événements sismiques ont eu lieu à Blackpool, l'un de magnitude 2,3 le 1<sup>er</sup> avril 2011 et l'autre de magnitude 1,5 le 27 mai 2011, après que cinq fracturations hydrauliques aient été réalisées. Ces événements n'ont causé aucun dommage, mais ils ont été ressentis par certaines personnes en surface.

Cuadrilla a dû cesser ses activités et commander une étude à un groupe d'experts indépendants. Le rapport a été remis le 2 novembre 2011 ; il est disponible sur internet. L'administration britannique doit évaluer le rapport avant de donner éventuellement le feu vert pour la poursuite des travaux.

Le rapport (de 70 pages) analyse l'ensemble des données mises à disposition par Cuadrilla : géologie, diagraphies, résultats d'essais sur carottes, mesures de contraintes, paramètres des cinq fracturations réalisées (volumes d'eau et d'additifs, suivi de pression/débit), enregistrements sismiques (au total, 48 événements ont été décelés), anomalies telles que déformations constatées des tubes de forage.

L'interprétation de l'ensemble de ces données conduit à mettre en avant deux éléments particuliers : le régime de contraintes, avec des contraintes horizontales très anisotropes, et la présence d'une faille importante au voisinage immédiat du forage. Il ne fait guère de doute que ce sont les injections d'eau sous pression qui ont déclenché des ruptures sur cette faille, à l'origine des secousses sismiques.

Une modélisation calée sur les données disponibles conduit à estimer que les événements sismiques maximaux pourraient avoir une magnitude de 3, sans potentiel de dommage significatif.

Par ailleurs, le risque de migration, vers la surface, de fluides le long d'un plan de fracture est considéré comme négligeable, compte tenu de la présence de couches imperméables épaisses au-dessus des schistes à hydrocarbures (les fracturations se font à 2400-2500 m).

Le rapport formule des recommandations pour minimiser le risque de nouvelles secousses, même si la probabilité de retrouver une configuration aussi défavorable que celle de Blackpool est jugée très faible. L'objectif étant de ne pas dépasser la magnitude 2,6 (en référence à une norme DIN sur les vibrations admissibles, plus stricte que la norme BS), il est proposé une procédure basée sur :

- la surveillance micro-sismique : le dépassement de seuils de magnitude entraîne un ralentissement des opérations,
- un intervalle de temps suffisant entre deux fracturations voisines, pour laisser le temps aux pressions de se dissiper, et une progressivité dans les volumes injectés.

L'entreprise Cuadrilla Ressources s'est déclarée prête à mettre en œuvre cette méthodologie.

Au sujet des additifs chimiques utilisés lors de la fracturation hydraulique, l'administration exige que l'opérateur pétrolier lui fournisse la liste des produits. Cuadrilla affirme n'utiliser sur ses sites britanniques que trois formulations.

### **3.3.3. Allemagne**

Après avoir réalisé depuis 2008 six forages pour hydrocarbures non conventionnels en Basse-Saxe, dont un suivi d'une fracturation hydraulique (sur forage vertical), Exxon a décidé de suspendre ses activités. Exxon indique que des études sont en cours dans le cadre d'un groupe de travail comportant des scientifiques et des représentants de l'industrie et du gouvernement. Les conclusions de ces études devraient être connues à la fin du premier trimestre 2012.

Face à la montée de la contestation locale, Exxon a rendu publiques des informations précises sur les travaux réalisés et à venir, en particulier la composition des additifs chimiques utilisés.

Plusieurs organismes de recherche allemands sont par ailleurs actifs notamment au sein du projet Geon (alliance de centres de recherche du Brandebourg pour couvrir l'ensemble des domaines énergétiques, et

notamment les gaz de schiste) et au sein de l'ensemble européen GASH<sup>9</sup>, dont le futur est inconnu.

L'Allemagne partage le souci de faire des expérimentations ; ce sont deux centres de recherche allemands qui sont à l'initiative du groupement d'industriels GASH en 2009 (dont le BRGM est membre ainsi que l'IFPen)

On peut noter après deux années de fonctionnement un certain scepticisme des industriels vis-à-vis de cette démarche qui apparaît plus orientée vers l'intérêt des centres de recherche que dans une logique de totale mutualisation.

**Shale Gas Formation in Time and Space**

- 12 research projects covering regional and reservoir scale
- European Black Shale Database

**E-SOP EUROPEAN SUSTAINABLE OPERATING PRACTICES INITIATIVE**

**Implement Monitoring Programme**

- Implement monitoring program in support of transparent exchange
- Establish baseline environmental quality (land, air, water) before field activities
- Monitor quality during execution of field activities and ongoing production
- Establish industry-provided "field laboratory" for demonstration of operating practices
- Utilize seismic imaging technology to model and measure reach of induced fractures

**Sciences** **Surveys** **Sponsors**

[Source GFZ German Research Centre for Geosciences / Forum Energies Fossiles Berlin oct 2011]

Sur le plan réglementaire, ce sont les Länder qui accordent les concessions et les autorisations des plans d'exploitation. En Basse-Saxe, un décret réglemente les forages profonds, notamment au sujet du tubage et de son contrôle. Le prélèvement ou l'injection d'eau dans les nappes sont soumis à autorisation des agences des eaux.

Le SPD a déposé une requête au Bundestag le 21 novembre 2011 visant, dans le droit minier, à renforcer d'une part la transparence et le rôle accordé à la consultation du public, et d'autre part les exigences environnementales des projets de gaz non conventionnels.

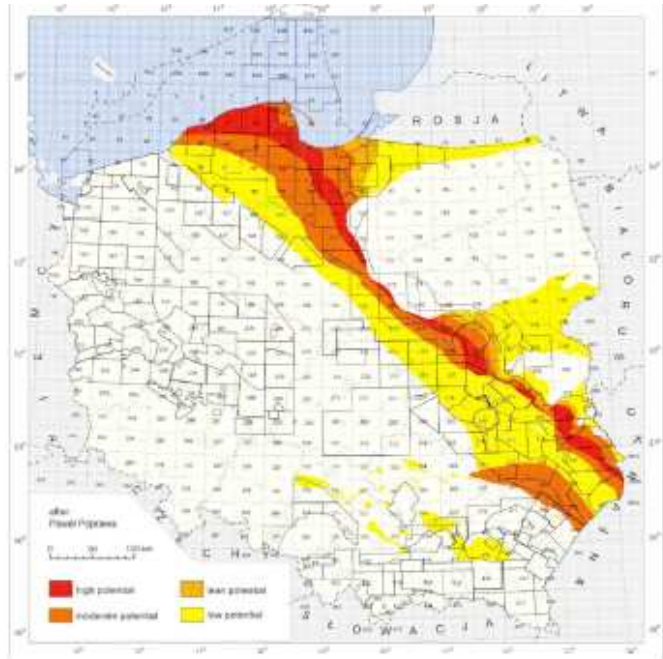
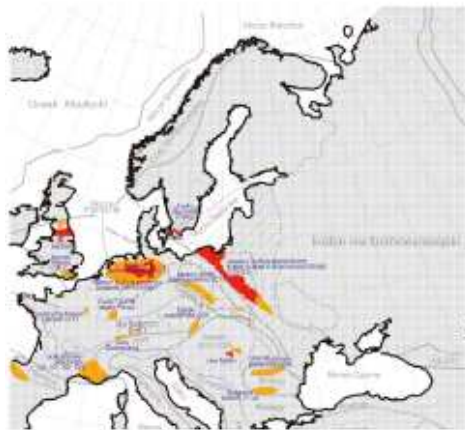
### 3.3.4 Pologne

**La Pologne** est actuellement fortement dépendante des ressources énergétiques de la Russie et a connu par le passé récent certains problèmes d'approvisionnement.

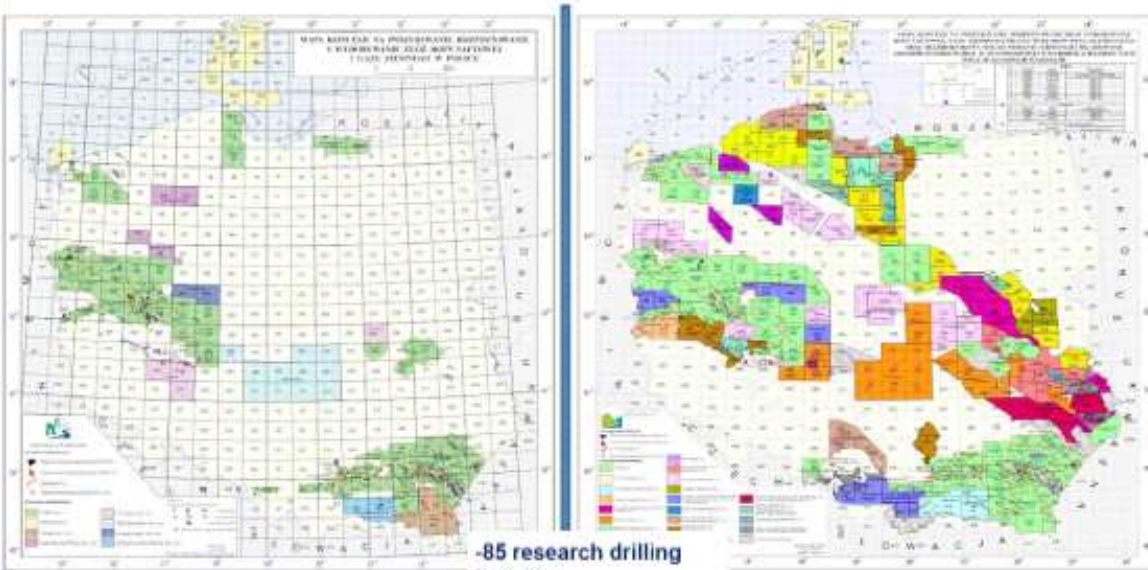
**Comme on le sait les moteurs de la Pologne sont très différents des nôtres avec une forte dépendance d'un seul fournisseur pour le gaz et des centrales thermiques obsolètes au charbon. Rappelons que la Pologne émet plus de GES que la France et qu'elle en émet à elle seule autant que les 11 autres pays d'Europe de l'est de l'UE.**

<sup>9</sup> Gash est un consortium de recherche piloté par le GFZ allemand et le néerlandais TNO, financé par les opérateurs (Total, Vermilion, Hess, ...) intéressés par les hydrocarbures de roche mère en Europe. Les opérateurs cotisent à une hauteur qui serait voisine de 150k€ par opérateur et par an.

<sup>10</sup> GASH est un consortium de recherche piloté par le GFZ allemand et le néerlandais TNO, financé par les opérateurs (Total, Vermilion, Hess, ...) intéressés par les hydrocarbures de roche mère en Europe. Les opérateurs cotisent à une hauteur qui serait voisine de 150k€ par opérateur et par an.



## Oil&Gas research and exploration development



**2004**

-85 research drilling licences

-8 wells (15 till the end of 2011)

**2011**

[Source : Colloque IDDRI Paris Dauphine juin 2011]

Comme l'indiquait en juin 2011 le rapport des parlementaires François-Michel GONNOT et Philippe MARTIN, la Pologne perçoit dans le gaz de schiste une opportunité de se libérer de sa dépendance envers son fournisseur russe. Elle a fait du développement des hydrocarbures de roche mère un axe essentiel de sa politique énergétique.

La note de l'Ambassade de France en Pologne reprise en annexe décrit les bassins géologiques concernés, les permis en cours, et rappelle l'action des autorités polonaises sur ce sujet en Europe.

Lors d'une audioconférence réalisée le 26 octobre 2011 avec le ministère des Affaires étrangères polonais, plusieurs directions du ministère de l'environnement (à Varsovie et à Gdansk), et l'Institut géologique polonais, il a été rappelé à la mission que les 104 concessions existantes devraient avoir

abouti, d'ici la fin de l'année 2012, à un nombre de forages et de fracturations hydrauliques compris entre 100 et 150. Le rythme de forage en cours (plus de dix en novembre 2011, plus d'une centaine prévus en 2012) devrait rapidement apporter des éclairages sur le potentiel des hydrocarbures de roche mère en Pologne.

**Ceci permettra une évaluation du potentiel beaucoup plus précise.**

Les autorités polonaises bénéficient d'une coopération étroite d'autorités nord américaines<sup>11</sup> pour former les cadres de leur police des mines et pour élaborer et mettre en œuvre les réglementations techniques correspondantes. Elles ont indiqué à la mission demander aux compagnies d'accorder une grande importance à la communication avec les populations concernées.

Les questions liées à la ressource en eau et à la pollution n'ont pas semblé soulever d'inquiétude significative auprès des interlocuteurs de la mission qui ont estimé d'une part que les quantités disponibles ne posaient pas de problème de conflit d'usage, d'autre part que les moyens réglementaires et de police dont ils disposaient leur permettaient d'assurer un bon contrôle des opérations.

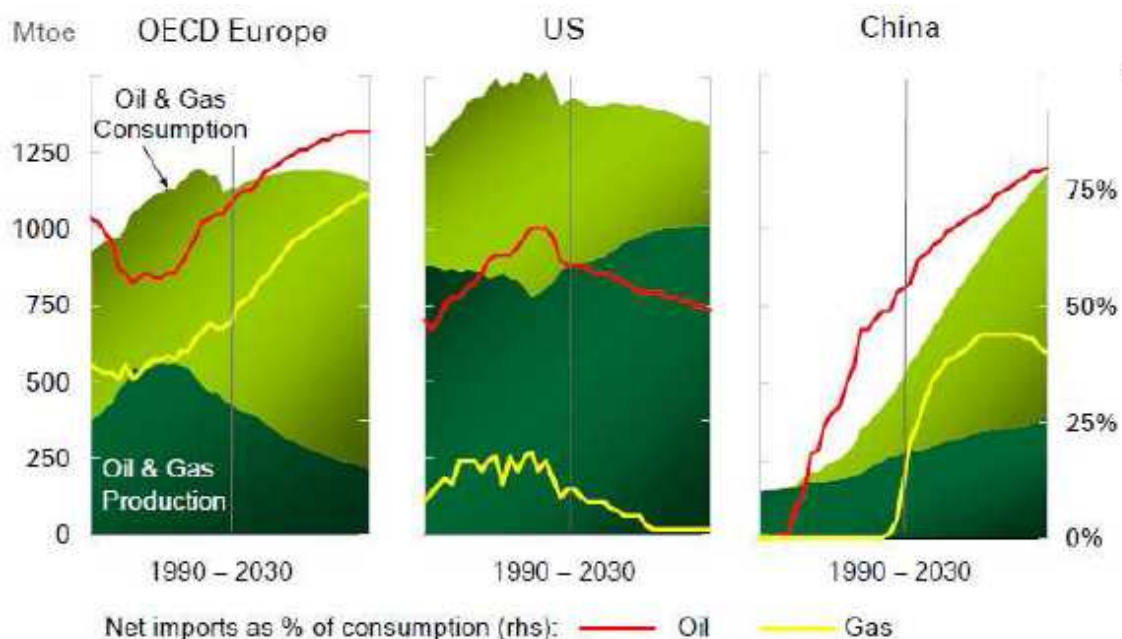
### 3.4 Enseignements pour la France

La problématique des hydrocarbures (gaz et huiles) non conventionnels a fait irruption en Europe et singulièrement en France en 2010 en donnant le sentiment que l'on allait reproduire à l'identique la séquence américaine des dix dernières années de montée en puissance de ce type de production d'hydrocarbures.

Or tout diffère lorsque l'on établit une comparaison en 2011 comme illustré ci-après.

#### 3.4.1 Constat : Amérique du Nord, Europe, Chine : des zones géographiques et des marchés très différents

Quelles que soient les imprécisions de toute prévision, les tendances lourdes sont claires : le différentiel entre production et consommation de produits pétroliers (satisfait par des importations) est extrêmement différent d'une grande zone géographique à l'autre. On pourra considérer avec intérêt les graphiques ci-après illustrant les prévisions à 2030.



<sup>11</sup> Cela s'inscrit dans une volonté générale du gouvernement des USA, formalisée notamment dans la « global shale gas initiative » du « département d'Etat », qui promeut une coopération internationale pour « partager son expérience industrielle et réglementaire ».



S'agissant des Etats-Unis, la part d'importations de pétrole et de gaz devrait chuter de manière importante du fait des productions intérieures de gaz et d'éthanol (en substitution notamment de l'essence). Les Etats-Unis parviennent désormais à satisfaire leur demande de gaz avec leur production nationale (conventionnelle et non conventionnelle) de gaz et avec les importations du Canada. L'Amérique du Nord devrait rester autosuffisante et relativement isolée du commerce gazier inter régional.

Au contraire les importations de pétrole et de gaz en Europe devraient croître significativement du fait du déclin des productions en Europe et de la consommation croissante.

Quant à la Chine les importations de pétrole devraient tripler d'ici à 2030 et celles de gaz être multipliées par 14 !

### **3.4.2 GHRM en 2012 aux Etats-Unis et en Europe**

#### **↳ Des contextes très différents**

**Les Etats-Unis** se sont engagés dans l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels il y a une dizaine d'années avec désormais une ressource qui pèse significativement dans la production nationale.

Le partage de la **rente gazière** ménageant une part significative au propriétaire du sol, joint à la menace de perdre la licence en cas d'interruption prolongée de l'exploitation, a conduit à une croissance fulgurante des forages.

Plusieurs incidents, souvent liés à des travaux réalisés sans respecter parfaitement les règles de l'art et portant sur des prestations classiques (défaut de cimentation, etc.) non spécifiques aux forages non conventionnels, ont conduit plusieurs Etats à s'engager dans des démarches de durcissement de leur réglementation, parfois assez laxiste, et à des études tant au niveau fédéral (EPA sur la gestion et la qualité des eaux) qu'au niveau des Etats.

**Les enjeux européens** de la ressource gazière on shore ne sont évalués que sur la base de comparaisons avec des bassins aux caractéristiques géologiques proches des Etats-Unis (Bakken,...). On ne dispose pas actuellement dans aucun pays européen de données résultant de carottages *in situ* dans les roches mères permettant une évaluation fiable de la ressource et des réserves exploitables. Or il est acquis que tous les bassins ont leurs propres spécificités et leur propre problématique en matière de ressources, notamment en eau.

En tout état de cause les productions de GHRM en Europe amélioreront certes notre sécurité d'approvisionnement mais ne constitueront pas une part essentielle de notre mix avant de très nombreuses années.

#### **↳ Des éléments communs**

**En termes techniques**, seule une combinaison innovante de techniques déjà éprouvées dans les forages conventionnels (forage horizontal + fracturation hydraulique) permet de viser une rentabilité économique de la production de GHRM. Aucune technologie alternative (recours à d'autres fluides tels que le propane, électrofracking,..) n'est soit mature, soit adaptée à ce type de production et cette situation devrait perdurer de nombreuses années.

**En termes sociétaux, la sensibilité des médias et des populations aux risques encourus** est également présente dans tous les pays, à des degrés divers, et ce n'est que le contexte énergétique très particulier de la Pologne qui a convaincu à la fois la population et les autorités polonaises de s'engager résolument vers une transition énergétique.

**Le désintérêt porté pendant de nombreuses années par les majors pétroliers vis-à-vis des GHRM** aux Etats-Unis qui ont laissé les entreprises petites et moyennes occuper ce qui n'était qu'une niche avec une rentabilité très aléatoire n'a pas également permis d'attirer l'attention des médias et du public en Europe sur ce qui n'était qu'un phénomène local non transposable.

↳ **En résumé :**

**Le résultat est aujourd'hui que la tentation est grande de faire amalgame de situations** de part et d'autre de l'Atlantique soit en termes positifs (on a déjà fait un million de forages non conventionnels) soit en termes négatifs (on s'expose en Europe aux mêmes incidents et impacts environnementaux subis par les Etats-Unis ces quinze dernières années).

**1/ Quelles que soient les décisions, les ordres de grandeur des ressources de GHRM en Europe et aux Etats-Unis sont radicalement différents :** l'Europe ne sera pas un « nouvel Eldorado »

Dans le respect du principe de précaution qui ne prône pas l'inaction mais, face à tout risque potentiel, de se donner les moyens de l'évaluer, il importe de se donner les moyens d'évaluer les quantités de pétrole et de gaz économiquement exploitables et d'évaluer les risques associés.

**2/ On ne répétera pas en Europe les mêmes errements de la décennie passée, et qui ont pu parfois prévaloir aux Etats-Unis, de forages peu encadrés car réalisés par des petites « start up »** (souvent un géologue créant son entreprise) recourant à une main d'œuvre parfois inexpérimentée pour procéder aux opérations de fracking très concentrées dans le temps. Aujourd'hui ces entreprises ont soit disparu, soit ont été reprises par les majors pétroliers (voir supra le vaste mouvement d'acquisitions).

Au demeurant, les entreprises déjà présentes en Europe (qui ont « osé franchir l'Atlantique ») sont soit déjà rompues au contexte des réglementations européennes parce qu'elles ont depuis des décennies fait des forages conventionnels, soit sont des majors pétroliers (tous sont présents en Pologne).

**3/ Par contre les mêmes technologies** (drains horizontaux et fracking hydraulique) étant mises en œuvre par les innombrables puits existants ou en cours de réalisation ont permis d'identifier tous les risques potentiels et parfois de les mesurer in situ. L'Europe doit impérativement profiter de toutes les leçons tirées Outre atlantique et, concrètement :

↳ l'Europe doit tirer tous les bénéfices des **études** lancées : études de l'EPA (résultats en 2012 et 2014) sur la gestion des eaux, élaboration de nouvelles réglementations sur les opérations de fracking (Etat de New-York, Pennsylvanie..) notamment et sur la préservation de la qualité des eaux (Etat fédéral),

↳ L'Europe doit tirer parti de l'actualisation des réglementations aux Etats-Unis,

↳ En matière de contrôle (inspections des mines), l'Europe doit reconstituer sa compétence en matière de travaux on shore.

**4/ Le contexte européen** (densité de population, impacts environnementaux plus sensibles sur des territoires plus petits, etc..) va imposer en tout état de cause aux futurs travaux quels qu'en soit la nature et l'échéancier un cahier des charges très contraignant : l'exemple de Cuadrilla en Grande-Bretagne montre bien **qu'il n'y a pas de droit à l'erreur**. De manière illustrative, on fera en Europe en 10 ans le nombre de forages fait chaque mois au Texas. Tous les « majors » sont présents en Pologne et en octobre 2011, 10 forages avaient été réalisés, dont 3 non conventionnels.

Tous les États, sur la base de la montée en puissance irréprouvable des GHRM aux Etats-Unis, prennent actuellement à leur manière la juste mesure de l'enjeu (Canada (étude BAPE), Royaume-Uni à la suite de Cuadrilla, Allemagne, France,..) et manifestent un souhait d'acquisitions de connaissances. Il faut « créer » le rythme d'avancement aux études lancées dans d'autres pays (EPA, BAPE Canada..).

La réalisation de puits expérimentaux pour enrichir la connaissance scientifique, le lancement d'études complémentaires aux études engagées Outre-Atlantique et la constitution d'un conseil scientifique au sein d'une Commission de suivi, l'engagement de partenariats à finalité scientifique et d'acquisition de compétences avec d'autres pays, tels que la Pologne, sont de nature à permettre à notre pays de s'engager de manière raisonnée sur ce chantier.

Enfin, quel que soit l'intérêt économique des ressources du sous-sol, celui-ci doit être mis en balance avec la prise en compte des autres atouts du territoire, telles que agriculture, patrimoine naturel, tourisme, etc. L'inscription le 28 juin 2011 au Patrimoine mondial de l'Unesco du « paysage culturel de l'agropastoralisme méditerranéen » des Causses-Cévennes, territoire situé au sein d'un bassin potentiellement riche, pose bien les termes de ce débat.

## **4/ Des expérimentations en France**

### **4.1 Un besoin de connaissances avéré**

Les travaux expérimentaux prévus par la loi du 13 juillet 2011 ont une finalité scientifique, correspondant à un besoin de connaissance, ce qui permet de les distinguer des travaux dont la finalité ultime est purement économique : la production d'hydrocarbures.

Le caractère économique ou non des réserves techniquement exploitables suppose une connaissance très fine des caractéristiques de la roche mère : son épaisseur, sa richesse en matière organique appelée TOC (total organic content), le stade de transformation de la matière organique en hydrocarbure (LOM = level of maturity) et la faculté des hydrocarbures à migrer.

Il résulte des entretiens auxquels a procédé la mission que du fait même des conditions dans lesquelles ces hydrocarbures de roches mères sont présents dans le sous-sol, les industriels titulaires de permis ainsi que leurs représentants (UFIP, Hess,..), ont confirmé avoir également besoin de recueillir des données fines pour prendre une éventuelle décision d'exploration à fins de production, *a fortiori* lorsque l'on recherche les « sweet spots ».

Sur la base de travaux communs réalisés sur la sécurité des stockages de CO<sub>2</sub> (travaux qui ont abouti à un guide pour les opérateurs concernés), les trois organismes BRGM, IFPEN et INERIS ont proposé une série d'études dans un rapport appelé « Maîtrise des impacts et risques liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère : enjeux, verrous et pistes de recherche, rapport final »<sup>12</sup> (voir éléments en annexe). Ces études représentent un peu plus de 20 hommes x ans de travaux, étalés sur trois ans, les principaux résultats étant réputés accessibles au bout de 18 mois. La proposition couvre l'ensemble de la problématique des hydrocarbures de roche-mère en France et doit donc pouvoir être redimensionnée pour se concentrer, dans un premier temps, sur les huiles de schiste.

Cette proposition BRGM/IFPEN/INERIS est, dans une certaine mesure, le pendant du programme d'études sur la fracturation hydraulique et les eaux souterraines présenté par l'EPA américaine le 7 février 2011 et qui doit aboutir à un premier rapport fin 2012 et à un rapport final fin 2014 (période pendant laquelle le nombre de forages réalisés aux Etats-Unis se sera accru de plusieurs milliers).

<sup>12</sup> BRGM/RP 60312FR septembre 2011

Une des caractéristiques de cette proposition est de reposer exclusivement sur des travaux sur dossier et sur des éléments immédiatement accessibles (affleurements géologiques, carottes déjà prélevées). Le nombre significatif de forages réalisés ces dernières décennies dans le Bassin Parisien dans le cadre de l'exploitation pétrolière a permis d'accumuler une connaissance certaine du sous-sol, y compris sous forme de carottes. On note à cet égard que la couche géologique qui correspond, dans la Bassin Parisien, aux hydrocarbures de schiste, le Lias, a été traversée par de nombreux forages, ce qui a permis d'en acquérir une certaine connaissance, sous forme de logs ou de cuttings. Il apparaît cependant que cette couche, qui paraissait ne présenter jusqu'à ces derniers semestres aucun intérêt pétrolier, était traversée par les forages sans qu'il y soit, le plus souvent, prélevé de carottes.

**Il faut se donner les moyens de disposer rapidement d'une évaluation de la réserve basée sur des forages in situ pour mieux apprécier la géologie des bassins. A défaut, on ne pourra jamais escompter d'éléments pertinents sur la connaissance du sous-sol français dans le rapport que le gouvernement doit remettre annuellement au Parlement (article 4 de la loi du 13 juillet 2011).**

A l'heure actuelle les estimations de ressources en Europe (notamment celles faites par le DOE américain en avril dernier) ne sont pas basées sur des données du terrain mais sur un benchmark avec des bassins aux Etats-Unis présentant a priori les mêmes caractéristiques. Hors la Pologne, qui a déjà lancé des opérations de forages d'exploration (10 puits en novembre 2011 dont trois recourant au fracking), on ne s'attend pas à ce que les gaz produits localement par voie non conventionnelle constituent à court terme une part notable de l'offre.

## **4.2 Un programme d'expérimentations aux fins de recherche**

### **4.2.1 Zone géographique**

Le niveau de connaissance du sous-sol et le rythme auquel on peut l'améliorer pour les hydrocarbures de roche-mère en France sont significativement différents selon la nature des hydrocarbures de roche-mère concernées :

- Pour les huiles de schiste, c'est-à-dire pour le Bassin Parisien, le nombre de forages déjà réalisés dans le cadre de l'exploitation pétrolière ces dernières décennies, le caractère relativement régulier de la géologie, la possibilité de transposer certains résultats d'autres bassins sédimentaires relativement similaires, peuvent permettre d'aboutir à un niveau de connaissance élevé dans un délai et avec des dépenses qui paraissent accessibles ;
- Pour les gaz de schiste, qui se trouvent dans des zones moins explorées, et avec des géologies plus tourmentées, l'acquisition de connaissances est plus complexe.

Il apparaît par ailleurs que la production pétrolière existante dans le Bassin Parisien a pour corollaire que plus d'un million de mètres cubes d'eau non potable issue du Dogger y est extrait chaque année. Il est concevable que ce gisement d'eau non potable puisse aussi constituer une « ressource » pour la fracturation hydraulique en y étant éventuellement utilisée comme fluide d'injection, et se substituer ainsi aux autres prélèvements.

**La préconisation de la mission à ce stade est de focaliser l'amélioration des connaissances sur les huiles de schiste du bassin le mieux connu, en l'occurrence le Bassin Parisien, à la géologie la plus simple et où la question de la ressource en eau paraît admettre plusieurs réponses, et de ne considérer éventuellement que dans une deuxième étape, sur la base des connaissances ainsi acquises, une éventuelle poursuite de ces études orientée alors vers les gaz de schiste.**

Le Bassin Parisien présente deux particularités :

- comme indiqué ci-dessus, la couche visée par les explorations d'huiles de schiste se trouve au dessus d'une couche visée par des explorations d'huile traditionnelles. Environ six cents puits, dont très peu ont été carottés ont ainsi déjà traversé le Lias ;
- des forages vont être réalisés dans les mois qui viennent.

Les échanges avec l'IFPEN et le BRGM ont confirmé que ces forages peuvent être l'occasion d'améliorer utilement les connaissances, à condition de leur adjoindre un programme complémentaire. La base de ce programme complémentaire sera de réaliser un carottage systématique du Lias (cela permettra, en particulier, de vérifier la nature des minéraux présents dans cette couche et la manière dont ces minéraux sont ou non susceptibles d'interagir avec les produits potentiellement injectés). Il pourra également s'accompagner d'autres mesures physiques, appuyées le cas échéant, sur des microforages complémentaires.

De premiers échanges avec les industriels, dans le cadre de l'UFIP, ont donné à la mission la sensation que ceux-ci sont disposés à participer à une telle expérimentation, en liaison avec les organismes de recherche, si cela leur est demandé.

Dans le sud de la France, une étude pourrait se concentrer sur les questions hydrogéologiques (bilan ressource/utilisation, vulnérabilité) qui, au-delà des seuls hydrocarbures, présentent un grand intérêt en termes de bilan besoin/ressource et vulnérabilité.

#### **4.2.2 Éléments techniques**

Le programme d'expérimentations contribuera à apporter des réponses aux questions principales :  
Quels impacts ? Quels risques ? Quelles mesures de prévention ?  
mais aussi : Quelle est la ressource réelle en France ?

La mission ne peut à ce stade définir un programme précis d'expérimentation. Les discussions avec les organismes et avec certaines sociétés pétrolières conduisent à un déroulé schématique tel qu'exposé ci-dessous, en gardant à l'esprit que la phase 2 ne pourra démarrer que si le législateur et la commission *ad hoc* l'autorisent.

##### **↳ Phase 1 (recherches sur données déjà disponibles et recueils de données sur des puits par des méthodes conventionnelles)**

**Objectifs :** connaissance et compréhension du milieu géologique et hydrogéologique, amélioration de l'estimation de la ressource, ceci à l'échelle des 3 ou 4 départements concernés.

**Moyens :** exploitation des données existantes, campagnes de géophysique, sondages avec carottages et diagraphies diverses.

- a) étude régionale du Lias  
(bibliographie, retraitement des données de la sismique-réflexion, etc.)
- b) étude de la roche-mère en laboratoire  
(carotthèque + nouveaux sondages)  
Teneur en matière organique et degré de maturation, porosité/perméabilité, absorption/désorption des gaz et huiles, action des additifs chimiques, relargage des métaux lourds sous diverses lixiviations, etc.
- c) étude de la fracturation et de l'état de contrainte  
(études existantes + nouveaux sondages)
- d) étude des aquifères profonds  
Quelle est la ressource, quelle vulnérabilité, quelle utilisation possible, possibilités de réinjections ?  
Mesures de débit, de perméabilité, composition chimique
- e) étude des nappes superficielles  
Quelle est la ressource, quelle vulnérabilité, quelle utilisation possible, possibilités de réinjections ?
- f) étude des eaux de surface  
Quelle est la ressource, quelle vulnérabilité, quelle utilisation possible ?

##### **↳ Phase 2 (un nombre limité de puits avec des essais de fracturation hydraulique)**

**Objectifs :** Définition Etat zéro, expertise des composantes du processus technique  
Les phases a, b et c devront être réalisées de manière indépendante et transparente.

- a) état zéro local, autour des puits concernés  
(déclinaison locale des items de la phase 1)  
Points particuliers :  
détection de failles importantes au voisinage du puits (méthodes sismiques)  
modélisation prévisionnelle de fracturations
- b) acquisition de données liées au processus, observation des techniques et de leurs variantes
  - enregistrement de toutes les opérations

- microsismicité et localisation des fractures engendrées par la fracturation hydraulique et ses variantes
- additifs chimiques utilisés (nature, quantité)
- remontées d'eau après fracturation : quantité, qualité (teneurs en métaux lourds, en chlore, etc. évolutions dans le temps)
- quantités d'eau consommées (ou autres fluides)
- production d'hydrocarbures
- émissions de gaz aux différents stades
- ré-injections d'eau en profondeur : quantité, composition,
- rejets d'eau : quantité, qualité (pH, métaux, hydrocarbures, chlorures, sulfates, benzène, etc.)
- bruit autour du site
- logistique : circulation de camions

c) contrôle environnemental

- contrôles et tests des tubages, cimentation (avant, après)
- microsismicité induite (y compris état zéro)
- surveillance nappes superficielles (y compris état zéro, avec teneur naturelle en méthane)
- surveillance eaux superficielles (y compris état zéro)
- surveillance qualité de l'air (y compris état zéro)
- nuisances dans les zones habitées voisines

d) emplois induits

↳ **Phase 3 : Enseignements**

**Objectifs** : synthèse des enseignements tirés des phases 1 et 2

Bilans globaux (émissions GES, ACV)

Points les plus sensibles du point de vue environnemental

Analyse globale de risques

Le retour d'expérience des pays étrangers, notamment européens, complétera les informations. Propositions pour la maîtrise des risques et la limitation des nuisances : elles consistent en une réglementation spécifique concernant :

- les technologies utilisées ;
- les produits additifs : l'objectif sera d'élaborer une **liste positive** ;
- l'organisation, la qualité chez les opérateurs ;
- les zones d'exclusion d'exploitation ( $x$  m autour des captages, des maisons, etc.) ;
- les moyens de contrôle (nature, nombre, indépendance).

Les objectifs de la recherche doivent pouvoir coexister avec ceux des sociétés pétrolières titulaires des permis d'exploration. Les thèmes de recherche seront à définir ; on peut imaginer qu'ils émergeront à différents domaines :

- sciences de la terre : connaissance sédimentologique et structurale du bassin, géophysique et eaux souterraines ;
- géochimie et hydrochimie (lixiviation, dépollution, etc.) ;
- technologies de récupération des hydrocarbures.
- etc..

## **4.3 Aspects organisationnels**

### **4.3.1 Le rôle de la Commission**

La loi du 13 juillet 2011 a décidé la création d'une *Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux*. Cette Commission, qui a « notamment pour objet d'évaluer les risques environnementaux liés aux techniques de fracturation hydraulique et aux techniques alternatives », « émet un avis public sur les conditions de mise en œuvre des expérimentations, réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public » prévues par la même loi ; elle réunit « un député et un sénateur, ... des représentants de l'Etat, des collectivités territoriales, des associations, des salariées et des employeurs des entreprises concernées ».

Cette Commission rassemble des élus et des représentants de la société civile, plutôt que des experts ; elle a néanmoins des tâches opérationnelles, voire techniques : elle évalue et elle émet un avis.

La mission remarque que les échanges avec la société civile et les responsabilités opérationnelles « techniques » ne se retrouvent habituellement pas dans les mêmes commissions ou conseils. Ainsi :

- la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) et ses commissions particulières (CPDP) organisent le débat public, mais n'émettent pas d'avis technique,
- les conseils d'administration du BRGM, de l'IFPEN et de l'INERIS, ont, à des niveaux divers, une ouverture sur la société civile et émettent un avis sur les orientations de leurs organismes (ils ne font par contre pas d'évaluation et n'émettent pas d'avis sur les conditions de mise en œuvre),
- la CORE (Commission d'orientation de la recherche et de l'expertise) de l'INERIS réunit des associations, des syndicats, des industriels, des élus et des représentants de l'Etat et a pour première mission d'« approfondir, au regard des attentes sociétales, les enjeux et les questionnements en matière de recherche et d'expertise afin d'enrichir les dossiers et les réflexions stratégiques de l'Institut », mais, elle non plus, ne fait pas d'évaluation et n'émet pas d'avis sur les conditions de mise en œuvre,
- les conseils scientifiques de ces trois organismes ont, a contrario, des responsabilités plus opérationnelles mais sont composés exclusivement d'experts.

**Les modalités retenues dans différents pays étrangers** pour organiser la concertation sur les gaz de schiste peuvent également donner un éclairage, bien qu'elles soient très liées à l'organisation territoriale et aux pratiques institutionnelles de chaque pays :

- aux Etats-Unis, la Marcellus Shale Advisory Commission de Pennsylvanie (30 membres : 9 relèvent de l'exécutif de l'État, 4 des administrations locales, 2 d'institutions, 4 d'institutions liées à la protection de la nature, 10 de l'industrie et 1 universitaire) ;
- dans l'Etat de New-York, une consultation du public très détaillée a démarré il y a plusieurs années sur l'exploitation pétrolière et plus particulièrement sur les gaz et huiles de schiste. Les modalités d'organisation de cette consultation sont proches de celles de la CNDP ;
- au Québec, un comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz et huiles de schiste, composé de 11 membres issus des ministères concernés, de l'industrie, des universités et des associations. Il semble que la manière dont ce comité travaille ait suscité de fortes réactions, peut-être par suite du mode de communication retenu.



**La mission considère que la Commission prévue par la loi du 13 juillet 2011 devra nécessairement s'adjoindre un Conseil scientifique qui préparera les avis qu'elle aura à formuler et qui sera la garantie scientifique de leur validité.** Ce Conseil scientifique peut comprendre des personnalités qualifiées issues du monde scientifique, y compris étrangères et des représentants des organismes BRGM, INERIS et IFPen<sup>13</sup>.

Une spécificité du dossier des hydrocarbures de roche mère en France est par ailleurs l'existence de plusieurs bassins, très différents tant par leurs enjeux d'environnement que par leur géologie. Le volet local sera probablement le volet essentiel de la consultation lorsque des réalisations concrètes seront engagées. Il sera à cet égard nécessaire de veiller à une bonne articulation entre le débat national dont la Commission, aidée autant que nécessaire par son conseil scientifique, sera le lieu, et les débats locaux.

#### **4.3.2 Les principaux acteurs du programme scientifique**

Mise à disposition de forages par les **pétroliers**

Acquisition de données sous le contrôle des **services de l'administration** chargés de la police des mines.

Fourniture des données aux **partenaires** (en s'attachant à ce que le maximum de résultats soient largement diffusés) :

- les trois organismes qui mèneront des travaux de recherche appliqués,
- des universitaires qui auraient des projets de recherche en partenariat,
- des laboratoires de recherche de grands groupes (Veolia, par exemple).

On notera à cet égard que l'alliance ANCRE (alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie) regroupe autour des membres fondateurs CEA, CNRS, CPU<sup>14</sup> et IFPen, des membres associés tels que le BRGM, l'INERIS ou l'IRSN. Un groupe de travail, copiloté IFPen et CNRS, propose un certain nombre d'actions, dans le cadre de la loi du 13 juillet 2011, visant à faire progresser la connaissance aussi bien de la ressource que des technologies et des impacts environnementaux. ANCRE regroupe des scientifiques de toutes les institutions concernées par le sujet, et peut constituer à cet égard une assemblée pertinente pour l'élaboration de coopérations.

#### **4.4 Un recueil de données selon des méthodes conventionnelles pouvant aboutir à des expérimentations de fracturation hydraulique**

Les travaux à réaliser sous le pilotage de la Commission prévue par la loi du 13 juillet 2011 ont comme première vocation de déterminer quelles sont les conditions à respecter pour rendre la fracturation hydraulique sans risque. Ces travaux reposent d'abord sur du recueil de données dont le principe sera soumis à la Commission, à l'issue duquel un rapport lui sera présenté.

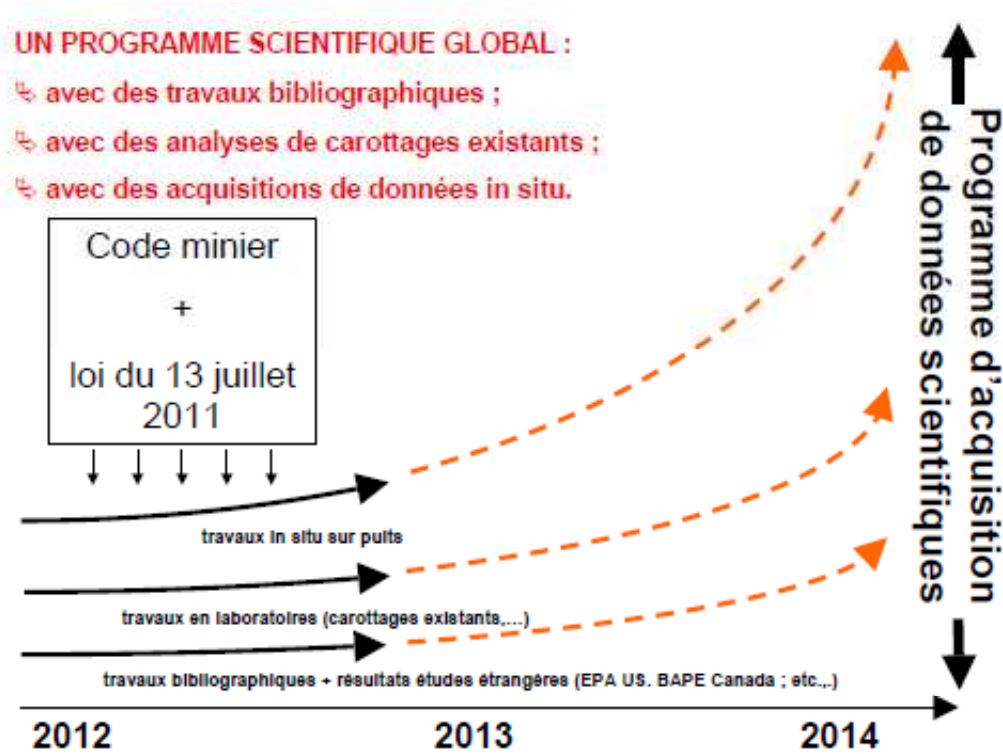
La Commission pourra alors décider s'il convient de poursuivre les travaux, et proposer alors au gouvernement et au Parlement les évolutions législatives qui permettraient cette poursuite. Plus globalement, les travaux visent à répondre à plusieurs interrogations de la communauté scientifique et du gouvernement relatives à la réalité des ressources et réserves exploitables ainsi que, le cas échéant, aux conditions selon lesquelles une production pourrait être envisagée de manière environnementalement acceptable.

Les échanges avec des industriels et avec les centres de recherche mettent en évidence un ordre chronologique et technique naturel des travaux sur le terrain étroitement lié aux deux premières phases indiquées ci-dessus.

---

<sup>13</sup> Attention cependant que ces trois organismes ont aussi le souhait de participer de façon opérationnelle aux expérimentations, ce qui pose un problème de déontologie.

<sup>14</sup> Conférence des présidents d'universités



Cet ordre commence par un recueil de données tant bibliographiques que physiques pour cerner ce dont on parle ; il peut se poursuivre, selon les conclusions auxquelles l'analyse de ce recueil conduira, par la proposition de réaliser des puits et des fracturations hydrauliques expérimentales, ce qui ne pourrait se faire qu'après une nouvelle décision du Parlement.

La mise en place des enceintes de pilotage et de concertation nationale doit guider ces étapes, chaque étape étant précédée des échanges et informations locaux utiles à son bon accomplissement, sur la base des données disponibles et de l'état de la législation.

- **Les premiers travaux dépassant le cadre bibliographique porteraient sur un recueil de données physiques sur le sous-sol par le biais de la réalisation de carottages et de mesures de données sur des puits selon des méthodes conventionnelles.** Les échanges avec des industriels ont montré que ces premiers travaux ne pourraient commencer qu'à partir du second semestre 2012.

Les puits correspondants s'inscriront dans le cadre de permis et de travaux conventionnels – ils sont prévus dans le cadre de ces permis -, et seront donc instruits selon les modalités légales et réglementaires correspondant à ces permis, telles qu'elles sont notamment définies par le décret 2006-649 du 2 juin 2006 relatif aux travaux miniers. Il ne s'agit pas, lors de cette première phase, de puits « expérimentaux » : leur cible géologique et leurs caractéristiques physiques (longueur, équipement de production) sont conventionnelles.

Les travaux de recueil de données physiques supplémentaires réalisés sur ces puits (carottages, recueil de données physiques) devront s'inscrire dans un programme validé par la commission créée par la loi du 13 juillet 2011 et devront faire l'objet d'une information et d'une concertation locales. Sans préjuger des modalités finales de cette concertation, qui seront définies en fonction de l'ampleur des travaux et en fonction des orientations fixées par la commission (qui aura réalisé au préalable, autant que nécessaire, le volet national de la concertation), la mission recommande que cette concertation soit, le moment venu, définie dans des instructions aux préfets concernés.

L'instruction pourrait ainsi se pratiquer selon le déroulé suivant :

**Initialisation** du dossier par l'industriel opérateur volontaire, dans le cadre d'un permis existant.

**Validation par la Commission** créée par la loi du 13 juillet 2011 et son conseil scientifique confirmant que les acquisitions de données proposées contribuent au programme scientifique global et peuvent dès lors être labellisées.

**Dès réception en préfecture, du dossier prévu à l'article 4 du décret du 2 juin 2006** celui-ci est transmis à l'inspection (police des mines), qui vérifie s'il est complet et le cas échéant propose au préfet de le faire compléter. L'inspecteur en charge du dossier peut prendre contact directement avec l'exploitant pour obtenir des explications et précisions, conformément aux pratiques habituelles.

Le dossier, une fois complet, est transmis :

- **aux maires** des communes concernées, conformément à l'article 18 du décret suscité. La mission recommande que le préfet s'attache, à cet égard, ne pas se limiter à une stricte transmission aux maires des communes « sur le territoire desquelles sont prévus les travaux », mais élargir autant que nécessaire la transmission aux communes limitrophes ;
- **par l'intermédiaire des maires, une information du public est ensuite réalisée. Au-delà de l'affichage en mairie, nous proposons qu'une publication soit organisée** sur Internet pendant 4 semaines par l'administration en charge du dossier. La mission recommande également que le préfet propose aux maires concernés que l'administration et le cas échéant l'exploitant lui apportent leur support pour l'organisation de réunions publiques d'information.

L'ensemble des informations ainsi recueillies fait l'objet d'un rapport de synthèse préparé par l'inspection concernée.

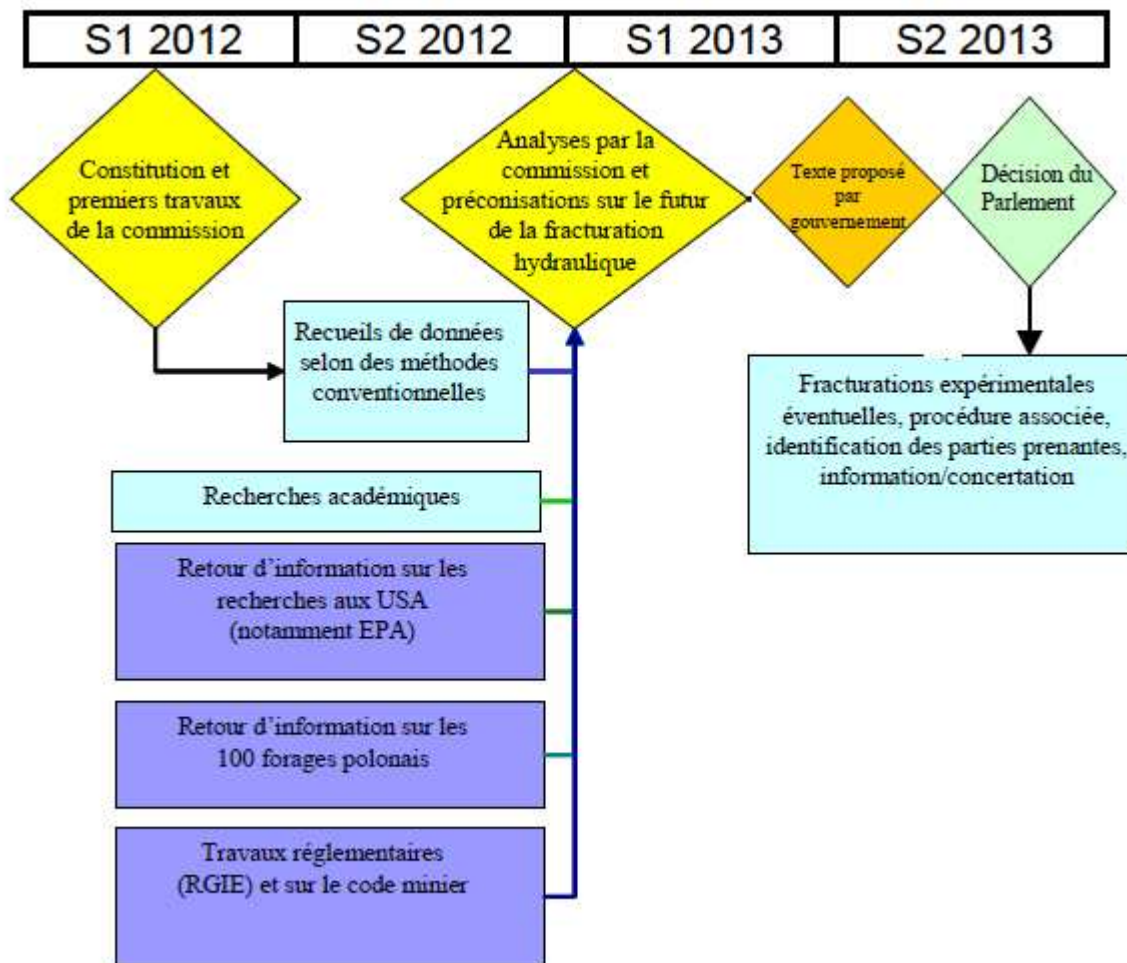
Pour que l'information soit connue de l'ensemble des responsables locaux concernés, la mission recommande que le rapport de synthèse et les propositions de l'inspection soient, dans le cas particulier de ces travaux, transmis pour information au Conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques (CODERST).

L'instruction poursuit ensuite son cours dans le cadre notamment des articles 4, 18 et 20 de l'arrêté précité. La mission recommande que la décision finale du préfet soit publique sur Internet, au-delà des mesures de publicité déjà prévues par la réglementation. Elle recommande également que le délai d'instruction du dossier, une fois l'avis de la commission de la loi du 13 juillet 2011 émis soit raisonnablement rapide, et en tout état de cause plafonné (s'il apparaissait que les 2 mois prévus dans l'arrêté du 6 juillet 2006 étaient trop courts, on pourrait retenir un plafond global de 5 mois – entre le dépôt du dossier devant la Commission et la fin de l'instruction locale).

- **En fonction des résultats de ces premiers travaux, tels qu'ils seront présentés à la Commission, une deuxième phase, pourra être proposée.** Cette seconde phase aurait pour but d'approfondir les sujets qui n'auront pas pu l'être lors de la première phase. Elle devrait alors s'appuyer sur des réalisations de fracturations hydrauliques, seule technique aujourd'hui éprouvée, dans le but de préciser les conditions d'une maîtrise des risques et de cerner précisément la ressource économiquement exploitable.

Cette deuxième phase d'expérimentation, à des fins de recherche scientifique, devra être encadrée par une réglementation, sur le plan technique comme sur celui de la concertation.

Le calendrier correspondant peut se résumer dans le schéma ci-après.



## 5 Conclusion

A ce stade des travaux de la mission, celle-ci recommande un programme commençant par un recueil de données pour connaître les ressources potentielles et la possibilité éventuelle d'une exploitation propre. Les principales questions soulevées – sur la ressource réelle du pays, sur les conditions de maîtrise des risques – dans le premier rapport des deux Conseils généraux restent d'actualité, même si certains points ont progressé. Ce programme devrait :

- **Porter, en tout cas dans un premier temps, sur les huiles de roche mère du Bassin Parisien.** Les connaissances déjà acquises sur ce bassin par les nombreux forages déjà réalisés, et la géologie relativement simple de ce bassin devraient y permettre plus rapidement qu'ailleurs d'arriver à des résultats conclusifs ;
- **Viser, sous le pilotage de la Commission prévue par la loi du 13 juillet 2011, à déterminer quelles sont les conditions à respecter pour rendre la fracturation hydraulique (seule technique opérationnelle pour au moins plusieurs années) sans risque.** Plus globalement, les travaux visent à répondre à plusieurs interrogations, exprimées par la communauté scientifique et le gouvernement, sur la réalité des ressources et réserves exploitables ainsi que sur les conditions avec lesquelles, le cas échéant, une production pourrait être envisagée de manière environnementalement acceptable ;
- **Associer des industriels et des organismes de recherche.** Les partenariats en cours de constitution, par lesquels des industriels s'associent au BRGM, à l'IFPen et à l'INERIS paraissent à la mission susceptibles d'apporter les compétences scientifiques et techniques utiles, tant en matière de géologie pétrolière et d'hydrogéologie qu'en matière de maîtrise des approches des risques ;
- **Reposer d'abord sur du recueil de données** – dont une partie sera réalisée en marge de puits d'exploration/production conventionnels associés à des permis existants -, à l'issue duquel un rapport sera présenté à la Commission. Elle pourra alors décider s'il convient de poursuivre les travaux, et de proposer alors au gouvernement et au Parlement les évolutions législatives qui permettraient cette poursuite ;
- **Commencer, pour ce qui concerne le recueil de données, à partir du second semestre 2012** dès lors que la Commission prévue par la loi du 13 juillet 2011 serait constituée au début du premier semestre. Indépendamment de la réglementation applicable, la mission insiste sur la nécessité d'une **information locale transparente**.

La mission formule, en complément du programme ci-dessus, les recommandations suivantes :

- Indépendamment des travaux de refonte du Code minier, **engager les travaux d'élaboration d'un nouveau titre forages du RGIE** en s'inspirant notamment fortement des meilleurs travaux en cours Outre-Atlantique parmi lesquels la mission a noté ceux des Etats de Pennsylvanie et de New-York. On peut considérer que la réglementation de New-York a « digéré » les incidents passés pour bâtir son projet de réglementation, connaissance que ne pourraient satisfaire quelques puits expérimentaux qui ne permettraient pas d'identifier tous les risques potentiels.
- Il pourrait être intéressant de **mutualiser les moyens pour bâtir un socle d'experts européens** en tirant le meilleur parti d'outils de formation existants tels que IFP-training. En effet, la France dispose au travers de ses organismes IFPen, BRGM et INERIS une compétence reconnue : quels que soient les pays européens, **il y a au niveau des administrations chargées du contrôle des opérations de terrain un besoin de compétences** (les Polonais vont actuellement suivre des stages aux Etats-Unis), le développement des hydrocarbures de roche-mère on-shore nécessitant sans doute un renforcement de ces équipes en qualité et en quantité.

- **Participer activement aux négociations européennes** sur la politique énergétique de l'Europe en veillant vis-à-vis des hydrocarbures de roche mère à ce que l'Europe joue effectivement son rôle permettant de faciliter la convergence progressive des pratiques dans les différents pays européens et ne vienne pas se substituer aux Etats membres pour mettre en œuvre leur politique énergétique en leur imposant des contraintes inappropriées. Faire en sorte qu'au niveau européen des principes destinés à réglementer l'exploitation de ce type de ressources soient édictés : ni trop contraignants ni tatillons au point de brider les Etats mais suffisamment structurants pour **inciter les différents Etats membres à une certaine convergence de leur réglementation.**
- **Mettre en place un partenariat entre certains pays membres pour faire progresser la connaissance en Europe** : à cet égard, la France et la Pologne (que le DOE américain considère comme recelant les plus importantes ressources en Europe) pourraient initier un tel partenariat ; libre ensuite à chaque pays de décliner comme il l'entend cette connaissance partagée pour adapter sa réglementation et sa fiscalité.

D'une certaine manière, même si les causes et moyens diffèrent d'un pays à l'autre et d'un continent à l'autre, la France peut contribuer, pendant les 2 ou 3 prochaines années, à une certaine convergence : il faut essayer de fédérer les résultats des études et les expérimentations in situ et les travaux d'exploration. On évitera ainsi les redondances pour s'acheminer en toute transparence vers une évaluation objective des enjeux à court et moyen terme.

Ainsi, au regard des hydrocarbures de roche mère, les prochains mois peuvent être l'occasion de faire progresser toutes les composantes relatives à la sécurité et de compléter et adapter les réglementations.

Ne pas aller trop vite ni trop lentement : une telle démarche régulée réduit le risque d'incidents qui ne feraient que retarder le processus d'appropriation et à l'inverse, en cohérence avec le principe de précaution, se donner les moyens d'accéder à la connaissance utile.

**Gilles BELLEC**

**Ingénieur général des mines**

**Didier PILLET**

**Ingénieur en chef des mines**

**Serge CATOIRE**

**Ingénieur général des mines**

**Jean-Louis DURVILLE**

**Ingénieur général des ponts,  
des eaux et des forêts**

**Jean-Claude GAZEAU**

**Ingénieur général des ponts,  
des eaux et des forêts**

**Février 2012**







# Conclusion générale

A l'issue des travaux relatifs aux deux missions confiées par les deux ministres chargés de l'écologie et de l'industrie, les missionnaires confirment d'abord la teneur des conclusions du rapport initial.

Les principales questions soulevées – sur la ressource réelle du pays, sur les conditions de maîtrise des risques – dans le premier rapport des deux Conseils généraux restent d'actualité, même si certains points ont progressé.

Ces évolutions sont développées dans le rapport complémentaire en réponse aux questions des ministres, suite à la loi du 13 juillet 2011 qui a créé une Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux.

\*  
\* \*

La mission, composée pour moitié du conseil général du ministère chargé de l'écologie et pour moitié du conseil général du ministère chargé de l'industrie, a soigneusement pris connaissance des multiples réactions des principaux acteurs concernés par l'exploration et l'exploitation des huiles et gaz de schistes.

La mission a pu notamment recueillir lors de multiples entretiens très divers les témoignages lui permettant de se bâtir son propre jugement. Ce jugement a été bien sûr également nourri de débats techniques internes approfondis.

Au-delà des deux conclusions des deux rapports qui viennent en réponse directe aux questions des ministres, la mission souhaite reprendre quelques points marquants.

L'irruption brutale et très médiatisée en France de la problématique des gaz de schiste, alors que cela faisait plus de quinze ans qu'on les exploitait aux Etats-Unis, entraînant un bouleversement de leurs équilibres énergétiques, n'a pas permis d'initier au rythme souhaitable un débat technique et démocratique serein.

Les techniques utilisées sont toutes, si on les considère individuellement, déjà pratiquées de longue date (forage horizontal, fracturation hydraulique, utilisation d'additifs chimiques etc.) C'est la combinaison du recours à toutes ces techniques qui est innovante et permet d'offrir la possibilité d'une exploitation économiquement envisageable. Cette combinaison, avec la perspective d'un développement à grande échelle dans des régions peu coutumières de l'utilisation des techniques pétrolières, suscite clairement des craintes au regard des risques encourus.

Depuis le printemps 2011, certains Etats européens ont pris une part significative dans le débat, avec des parcours différenciés selon les pays. Tant du fait des concentrations urbaines omniprésentes que de la sensibilité environnementale plus ancrée, les pays européens se trouvent dans un contexte qui

n'est pas directement comparable à celui des États-Unis. Le développement des hydrocarbures de roche-mère sur notre continent n'atteindra jamais l'ampleur et la rapidité de celui qu'ont vécu les États-Unis depuis 20 ans. En outre, quel que soit l'intérêt économique des ressources du sous-sol, celui-ci doit être mis en balance avec la prise en compte des autres atouts du territoire, telles que l'agriculture, patrimoine naturel, tourisme, etc.

\*

\* \*

Plusieurs interrogations sont exprimées par la société civile, la communauté scientifique et le gouvernement, sur la réalité des ressources et réserves exploitables ainsi que sur les conditions dans lesquelles, le cas échéant, une production pourrait être envisagée de manière environnementalement acceptable. Un déficit de connaissances est admis également par les industriels.

Par ailleurs les enjeux en termes d'emplois, de sécurité d'approvisionnement ne peuvent être ignorés. Le principe de précaution et la loi du 13 juillet 2011 militent pour ne pas céder à l'immobilisme.

C'est dans cette perspective opérationnelle que la mission, en remettant le présent rapport, recommande aux instances décisionnelles de lancer un programme d'acquisition de connaissances, sous le contrôle de la Commission prévue par la loi du 13 juillet pour connaître les ressources potentielles et la possibilité éventuelle d'une exploitation propre. La Commission s'assurera de la transparence la plus complète des opérations. Les termes de ce programme, incluant une recherche s'appuyant notamment sur des travaux miniers, sont précisés dans le rapport complémentaire.

\*

\* \*

La mission suggère :

- d'engager les travaux d'élaboration d'une réglementation spécifique aux techniques liées aux hydrocarbures de roche-mère, en s'inspirant fortement des meilleurs travaux en cours aux États-Unis,
- de susciter des collaborations, dans l'esprit des pôles de compétitivité, entre les différents acteurs pour la réalisation des expérimentations scientifiques,
- de participer activement à des échanges entre pays européens en vue de développer les meilleures pratiques.

\*

\* \*

Au regard des hydrocarbures de roche-mère, les prochains mois peuvent être l'occasion de faire progresser toutes les composantes relatives à la sécurité et de compléter et adapter les réglementations.

Même si les causes et moyens diffèrent d'un pays à l'autre et d'un continent à l'autre, la France peut contribuer pendant les deux ou trois prochaines années à une certaine convergence : il faut essayer de fédérer les résultats des études, les expérimentations in situ et les travaux d'exploration.

Ne pas aller trop vite ni trop lentement et, en cohérence avec le principe de précaution, se donner les moyens d'accéder à la connaissance utile.

**Gilles BELLEC**

**Ingénieur général des mines**

**Didier PILLET**

**Ingénieur en chef des mines**

**Serge CATOIRE**

**Ingénieur général des mines**

**Jean-Louis DURVILLE**

**Ingénieur général des ponts,  
des eaux et des forêts**

**Jean-Claude GAZEAU**

**Ingénieur général des ponts,  
des eaux et des forêts**

**Février 2012**



# **D. ANNEXES**



# Sommaire

## Annexes du rapport initial

- Annexe 1** : Lettre de mission
- Annexe 2** : Tableau résumé du cadre légal et réglementaire applicable aux hydrocarbures
- Annexe 3** : Demandes de permis en cours d'instruction
- Annexe 4** : Tableau de quelques équivalences énergétiques
- Annexe 5** : Régime juridique dans quelques pays : éléments de comparaison
- Annexe 6** : Principaux incidents récents signalés aux Etats Unis
- Annexe 7** : Les recommandations du rapport canadien « Points de Rupture »
- Annexe 8** : Production et consommation projetées aux Etats-Unis
- Annexe 9** : Exemple de conception (design) d'un puits
- Annexe 10** : Programme d'étude EPA américain sur la qualité des eaux (février 2011)
- Annexe 11** : Liste des principales personnalités rencontrées

## Annexes du rapport complémentaire

- Annexe 1C** : Lettre de mission
- Annexe 2C** : Compte rendu de mission au Texas et Pennsylvanie (9 au 12 mai 2011)
- Annexe 3C** : Rapport du Trésor (décembre 2011) sur Pologne, Allemagne, Royaume Uni
- Annexe 4C** : Note Ambassade sur Afrique du sud
- Annexe 5C** : Les dix « sujets prioritaires » de la proposition BRGM / IFPen / INERIS
- Annexe 6C** : Liste (non exhaustive) des principales personnalités rencontrées
- Annexe 7C** : Principaux documents consultés (liste non exhaustive)





## ANNEXE 1 : Lettre de mission



MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE  
ET DE L'ÉCONOMIE NUMÉRIQUE

LE MINISTRE

REF. : IND/2011/8771

MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE,  
DU DÉVELOPPEMENT DURABLE,  
DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT

LA MINISTRE

PARIS, LE - 4 FEV. 2011

Note à l'attention de Messieurs  
Pascal Faure, Vice-président  
Conseil général de l'industrie de l'énergie et des technologies  
et de  
Christian Leyrit, Vice-président  
Conseil général de l'environnement et du développement durable

Le « gaz de schiste », aussi appelé « gaz de roche-mère », est un gaz contenu dans des roches sédimentaires argileuses, situées entre 1 et 3 kilomètres de profondeur, qui sont à la fois compactes et très peu perméables. Il s'agit de gisements non conventionnels dans la mesure où le gaz se trouve piégé dans la roche et ne peut pas être exploité de la même manière que les gaz contenus dans des roches plus perméables. Son exploitation nécessite le plus souvent des forages horizontaux et une fracturation hydraulique des formations géologiques profondes. Comme dans le cas d'une production de gaz conventionnel, le gaz remonte ensuite à la surface à travers un tube en acier puis rejoint un gazoduc.

Ce gaz est aujourd'hui produit en grande quantité aux Etats-Unis, où il représente plus de 12 % de la production locale de gaz, contre seulement 1 % en 2000. Les ressources mondiales de gaz de schiste seraient quatre fois plus importantes que les réserves prouvées en gaz conventionnel.

Les huiles de roche-mère suscitent un intérêt comparable à celui suscité par les gaz de roche-mère. En cas d'exploitation, les opérations de fond de puits, dans sa section horizontale, sont analogues à celles à réaliser pour le gaz : il faut « micro fracturer » hydrauliquement la roche mère pour libérer l'huile prisonnière.

Toutes les études prospectives ont démontré le caractère durablement dépendant de la France aux hydrocarbures. Le gaz naturel y joue un rôle particulier dans la mesure où sa consommation se substitue avantageusement au fioul ou au charbon, plus émetteurs de gaz à effet de serre, notamment pour la production d'électricité aux heures de pointe. Les hydrocarbures de roche-mère (gaz et huiles) constituent donc un enjeu énergétique et économique de premier ordre.

En Europe, et notamment en France, l'évaluation de ce type de ressources n'en est qu'à ses premières étapes. Aucune demande de permis d'exploitation de gisement d'hydrocarbures de roche-mère n'a été déposée à ce jour. Les trois permis de recherche de gaz publiés au Journal Officiel les 30 mars, 31 mars et 2 avril 2010 ont pour seul objectif l'évaluation du

potentiel de production dans trois bassins sédimentaires du sud de la France. Il en est de même pour les trois permis de recherche d'huile de roche-mère en Ile-de-France publiés au Journal Officiel des 8 août 2008 et 24 octobre 2009. Si d'éventuels travaux d'exploitation étaient envisagés, ils seraient soumis à une double enquête publique, d'une part pour la concession, d'autre part pour l'ouverture des travaux (décrets 2006-648 et 2006-649). Les dossiers comprennent notamment la preuve des capacités techniques et financières du demandeur, une étude d'impact environnemental, un document indiquant les incidences des travaux sur la ressource en eau, une étude de sécurité et de santé et une étude de danger.

Afin d'anticiper au mieux les éventuelles demandes de permis d'exploitation, nous avons décidé de vous confier une mission d'étude et d'analyse. Nous souhaitons que le Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies et le Conseil général de l'environnement et du développement durable éclairent conjointement le gouvernement sur les enjeux du développement potentiel de ces éventuelles ressources, sur l'encadrement environnemental approprié à cet éventuel développement et sur les actions prioritaires à conduire.

Les questions suivantes devront être approfondies en priorité :

- Le potentiel de développement des hydrocarbures de roche-mère, dans le monde, en Europe, et en France, ainsi que les opportunités économiques et les enjeux géopolitiques associés ;
- Une revue comparative des technologies d'exploitation et de raccordement au réseau d'éventuels gisements : leur efficacité, leur maîtrise par l'industrie française et européenne, leurs impacts, leur coût et leurs perspectives d'évolution. Les meilleures techniques disponibles seront déterminées ;
- Une revue des enjeux sociétaux et environnementaux, au plan national et local, pouvant avoir une incidence sur le développement d'une exploitation des hydrocarbures de roche-mère en France. L'impact paysager, l'impact géologique et géotechnique, et l'impact sur la ressource en eau ou les émissions de gaz à effet de serre me semblent devoir faire l'objet d'une attention particulière. La coordination entre la demande de classement à l'UNESCO de l'espace Causses-Cévennes et l'instruction des permis exclusifs de recherche de mines d'hydrocarbures sur cette zone sera prise en compte ;
- Le cadre légal, fiscal et réglementaire applicable, l'organisation et les moyens de l'administration en charge des instructions et les ajustements éventuellement nécessaires.

Les titulaires et demandeurs de titres de recherche en France seront informés de cette mission afin qu'il vous soit possible de les rencontrer.

Vous voudrez bien nous remettre un rapport d'étape avant le 15 avril 2011 et le rapport final avant le 31 mai 2011.



Eric Besson



Nathalie Kosciusko-Morizet

## **ANNEXE 2**

### **Tableau résumé du cadre légal et réglementaire applicable aux hydrocarbures**

#### **REGLEMENTATION APPLICABLE A LA RECHERCHE ET A L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES**

Le Code minier prévoit 2 sortes de titres miniers : le permis exclusif de recherche et la concession

#### **1/ RECHERCHE DES HYDROCARBURES LIQUIDES ou GAZEUX**

**> Titre minier = « Le permis exclusif de recherche » :**

- > s'applique aux travaux d'exploration en vue de découvrir les gisements de substance de la classe des mines
- > le titre confère à son titulaire
  - > l'exclusivité du droit de recherche sur un secteur géographique donné
  - > le droit de disposer des produits extraits à l'occasion des travaux de recherche
  - > la possibilité exclusive de demander une concession sur la zone du permis
- > n'accorde pas à son titulaire le droit de réaliser les travaux de recherche
- > est accordé par arrêté du ministre chargé des mines (*Direction Générale Energie Climat*) pour une durée de 5 ans, après mise en concurrence, renouvelable 2 fois au maximum ; nul ne peut obtenir un permis s'il ne possède les capacités techniques et financières nécessaires pour mener à bien les travaux de recherches et pour répondre aux obligations mentionnées aux articles 79 et 91.

**> Travaux de recherche** (Forages, campagnes de mesures géophysiques,...) [décret n°2006-649 du 2 juin 2006]

Les travaux de recherche font l'objet d'une Déclaration

- > soumise à l'avis des services
  - > Le Préfet dispose d'un délai de 2 mois après réception de la déclaration
    - > pour édicter, le cas échéant, des prescriptions destinées à préserver les intérêts mentionnés à l'article 79 du Code minier (*sécurité des travailleurs, sécurité publique, environnement, eaux, patrimoine...*)
    - > dans le cas contraire, le titulaire du permis de recherche réalise les travaux conformément à sa déclaration
- > transmise, pour information, aux communes

Les travaux de recherche sont soumis à la surveillance administrative (Police des mines)

- > La surveillance administrative des travaux a pour but de préserver les intérêts cités :
  - à l'article 79 du code minier (*sécurité des travailleurs, sécurité publique, environnement, eaux, patrimoine...*)
  - à l'article 79-1 du code minier (*optimisation de l'exploitation du gisement*)
- > La surveillance administrative est exercée par le Préfet [modalités de l'exercice de la Police des mines fixées par le décret n°2006-649 du 2 juin 2006]  
les dispositions du Règlement général des industries extractives sont automatiquement et systématiquement applicables  
le Préfet fixe par arrêté les prescriptions applicables aux travaux pour le respect des dispositions des articles 79 et 79-1 du Code minier

#### **2/ EXPLOITATION DES HYDROCARBURES LIQUIDES ou GAZEUX**

*Sous réserve des dispositions de l'art 22 du code minier, les mines ne peuvent être exploitées qu'en vertu d'une concession ou par l'Etat.*

**> Titre minier = « La concession »**

- > est l'acte par lequel l'Etat accorde à une personne le droit d'exploiter une substance de la classe des mines
- > n'accorde pas à son titulaire le droit de réaliser les travaux d'exploitation
- > est accordée par décret en Conseil d'Etat, au terme d'une procédure définie par le décret n°2006-648 du 2 juin 2006  
Cette procédure :
  - > est menée par le Préfet du département (ou celui qui a été désigné comme coordonnateur lorsque la concession sollicitée porte sur plusieurs départements)
  - > prévoit :
    - > une enquête publique de 30 jours
    - > la consultation des services et des maires des communes sur lesquelles porte la demande

**> Travaux d'exploitation** (Forages, plate formes, pose de canalisations de transport,...) [décret n°2006-649 du 2 juin 2006]

Les travaux d'exploitation font l'objet :

- > d'une Autorisation avec enquête publique dans les formes prévues par l'article R 123-8 et suivants du Code de l'environnement
- > du recueil des avis des services et communes

Le Préfet statue par arrêté après consultation du CODERST (*le conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques (CODERST) est la nouvelle (2006) appellation du comité départemental d'hygiène (CDH)*).

Les travaux d'exploitation sont soumis à la surveillance administrative (Police des mines)

- > La surveillance administrative des travaux a pour but de préserver les intérêts cités :
  - à l'article 79 du code minier (*sécurité des travailleurs, sécurité publique, environnement, eaux, patrimoine...*)
  - à l'article 79-1 du code minier (*optimisation de l'exploitation du gisement*)
- > La surveillance administrative est exercée par le Préfet [modalités de l'exercice de la Police des mines fixées par le décret n°2006-649 du 2 juin 2006]  
les dispositions du Règlement général des industries extractives sont automatiquement et systématiquement applicables  
le Préfet fixe par arrêté les prescriptions applicables aux travaux pour le respect des dispositions des articles 79 et 79-1 du Code minier

### ANNEXE 3

## Demandes de permis en cours d'instruction

Numéro Code	Localisation N°IGN Grid Nb	Dénomination Name	PETITIONNAIRES	DATE D'ECHEANCE	Type d'exploration	Nature d'exploration
1651	FRA-K8	Gastins (extension)	VERMILION REP	22-déc-12	NC	Huile de roche mère
1626	FRA-M8	Marigny	VERMILION REP	20-aout-12	NC	Huile de roche mère
1631	FRA-K8	Gastins	VERMILION REP	07-sept-12	NC	Huile de roche mère
1632	FRA-K9	Everly	VERMILION REP	07-sept-12	NC	Huile de roche mère
1633	FRA-K7	Varredes	VERMILION REP	07-sept-12	NC	Huile de roche mère
1638	FRA-L8	Courchamp	VERMILION REP	26-oct-12	NC	Huile de roche mère
1642	FRA-O19	Montélimar (extension)	TOTAL E&P France	15-oct-12	NC	Gaz de roche mère
1618	FRA-K7	Meaux	TOREADOR ENERGY France, HESS OIL France	25-juin-12	NC	Huile de roche mère
1623	FRA-K8	Rozay en Brie	TOREADOR ENERGY France, HESS OIL France	16-aout-12	NC	Huile de roche mère
1629	FRA-M8	Sézanne	TOREADOR ENERGY France, HESS OIL France	27-aout-12	NC	Huile de roche mère
1571	FRA-K8	Coulommiers	TOREADOR ENERGY France	06-nov-10	NC	Huile de roche mère
1591	FRA-L8	Fère en Tardenois	TOREADOR ENERGY France	21-aout-11	NC	Huile de roche mère
1643	FRA-L8	Leudon-en-Brie (extension)	TOREADOR ENERGY France	21-oct-12	NC	Huile de roche mère
1573	FRA-K8	Coulommiers	STERLING RESOURCES, PETRO VENTURES	12-déc-10	NC	Huile de roche mère
1585	FRA-Q23	Brignoles	SCHUEPBACH ENERGY LLC	01-oct-10	NC	Gaz de roche mère
1592	FRA-P15	Lyon-Annecey	SCHUEPBACH ENERGY LLC	15-janv-11	NC	Gaz et/ou Huile de roche mère
1596	FRA-K9	Sens	REALM	11-déc-11	NC	Huile de roche mère
1600	FRA-M8	Sézanne	REALM	11-déc-11	NC	Huile de roche mère
1604	FRA-K8	Courpalay	REALM	19-nov-11	NC	Huile de roche mère
1606	FRA-M7	Montmort-Lucy	REALM	11-déc-11	NC	Huile de roche mère
1612	FRA-P16	Blèves	REALM	20-avr-11	NC	Gaz et/ou Huile de roche mère
1616	FRA-K7	Meaux	REALM	19-nov-11	NC	Huile de roche mère
1619	FRA-L8	Champcenest	REALM	15-mars-12	NC	Huile de roche mère
1620	FRA-J9	Pithiviers	REALM	15-mars-12	NC	Huile de roche mère
1640	FRA-S7	Samois-s-Seine	REALM	25-mai-12	NC	Huile de roche mère
1650	FRA-L10	Dicy	REALM	21-juin-12	NC	Huile de roche mère
1586	FRA-O23	Provence	QUEENSLAND GAS COMPANY	12-nov-10	NC	Gaz de roche mère
1636	FRA-M8	Pierre Morains	JOG CORPORATION, CONTINENTAL RESOURCES	21-sept-12	NC	Huile de roche mère
1584	FRA-Q6	Bleue Lorraine Nord	EUROPEAN GAS LIMITED	22-sept-10	NC	Gaz de houille
1613	FRA-Q15	Gex Sud	EDGON, EAGON, NAUTICAL	21-avr-11	NC+C	Gaz et/ou Huile de roche mère
1595	FRA-L9	Sergines	CONCORDE ENERGY LLC	08-janv-11	NC	Huile de roche mère
1599	FRA-M8	Sézanne	CONCORDE ENERGY LLC	08-sept-11	NC	Huile de roche mère
1601	FRA-M7	Dormans	CONCORDE ENERGY LLC	18-sept-11	NC	Huile de roche mère
1602	FRA-K9	Chaumont	CONCORDE ENERGY LLC	27-oct-11	NC	Huile de roche mère
1625	FRA-M8	Champfleury	CONCORDE ENERGY LLC	20-aout-12	NC	Huile de roche mère
1635	FRA-K7	Deux-Nanteuil	CONCORDE ENERGY LLC	14-sept-12	NC	Huile de roche mère
1587	FRA-K8	Ozoir La Ferrière	CONCORDE ENERGY	13-juil-11	NC+C	Huile de roche mère
1589	FRA-L8	Tardenois	CONCORDE ENERGY	20-aout-11	NC	Huile de roche mère
1646	FRA-O17	Montfalcon	BNK France	03-nov-12	NC	Gaz de roche mère
1648	FRA-R10	Saint-Bernard	BNK France	18-nov-12	NC	Gaz et/ou Huile de roche mère
1634	FRA-K8	Courpalay	BLUEBACH	10-sept-12	NC	Huile de roche mère
1639	FRA-L8	Courchamp	BASGAS ENERGIA France	29-oct-12	NC	Huile de roche mère
1644	FRA-K9	Fontainebleau	BASGAS ENERGIA France	29-oct-12	NC	Huile de roche mère
1647	FRA-K8	Mauperthuis	BASGAS ENERGIA France	08-nov-12	NC	Huile de roche mère
1621	FRA-O16	Valence	3LEGS OIL&GAS	18-déc-11	NC	Gaz de roche mère
1624	FRA-I20	Cahors	3LEGS OIL&GAS	18-déc-11	NC	Gaz de roche mère

**ANNEXE 4**

Pour information, on trouvera ci-après quelques équivalences énergétiques :  
(rappel 1tep = 1000 m<sup>3</sup> gaz)

	1 m <sup>3</sup> gaz	1 cubic feet gas	1 million Btu	1 kWh	1 baril de pétrole
<b>1 m<sup>3</sup> gaz</b>	<i>1</i>	35,3	0,039	<b>11,3</b>	<b>0,0066</b>
<b>1 cubic feet gas</b> ( <i>1 cf gas</i> )	0,028	<i>1</i>	0,00109	0,320	0,00019
<b>1 million Btu</b> ( <i>1 MM Btu</i> )	25,94	915,9	<i>1</i>	<b>293,1</b>	<b>0,172</b>
<b>1 kWh</b>	<b>0,088</b>	3,1	0,0034	<i>1</i>	0,0006
<b>1 baril de pétrole</b>	<b>150,4</b>	5313	<b>5,8</b>	<b>1700</b>	<i>1</i>

**ANNEXE 5**

**Régime juridique comparé dans quelques pays**

**1/ Le régime juridique et fiscal aux Etats-Unis**

LE régime minier est très particulier car la propriété des ressources du sous-sol est traditionnellement attribuée aux propriétaires de surface (souvent des particuliers). D’où une très grande flexibilité dans les conditions de bonus et de royalties (et l’importance de l’activité de permitting avec de nombreuses négociations avec les propriétaires mais aussi avec une possibilité d’atténuer les réticences locales...). A noter aussi que les spécificités américaines ont rendu possible l’attribution de permis de recherche très étendus, ce qui est particulièrement adapté aux caractéristiques des zones à shale. Le régime minier américain permet de conserver durablement les permis si le concessionnaire maintient une activité de production. La fiscalité publique reste en général légère même si elle peut comprendre, en plus de la corporate tax, des taxes spécifiques (severance taxes). Enfin, il en faut pas sous-estimer le rôle des aides fiscales, mises en place dans les années 1990, qui ont contribué à favoriser la recherche d’innovations technologiques.

*Source B.Weymuller rapport IFRI*

2/

LEGAL-REGULATORY FRAMEWORK					
Concession	Concession Principle	Exploration Concession Term	Extensions	Relinquishment	Work Program
<b>France (VdB, Nant)</b>	Exploration/ Exploitation Concession	3 years	2x 3 years	50% 25%	Per Term
<b>Spain</b>	Exploration/ Exploitation Concession	6 years	3 year 2 year	50% 25%	2 year segments
<b>Denmark</b>	Exploration/ Exploitation Concession	6 years	2x 2 years	-	2 year segments
<b>Switzerland</b>	Exploration/ Exploitation Concession	3 years	2x 3 years	After years 9 Total 50%	Per Term

*Source : Schuepbach Energy LLC*

**ANNEXE 6**

**Principaux incidents récents signalés aux Etats Unis**

Source (rapport Frack Attack juillet 2010 )



Ann Davis Vaughan



David Pursell

Where	When	Incident and Company Involved	Assessment of Incident	Is Underground Hydraulic Fracturing a Direct Cause?	Are Other Drilling Practices at Issue?
<b>Well Integrity</b>					
Dimock Township, north central PA	2009/2010	<b>CABOT OIL &amp; GAS.</b> Issues began with a water well explosion. Gas escaped into aquifer and built up until pressure caused explosion. Residents and national environmental groups alleged Cabot drilling contaminated this and other wells and complained of foul smells and flammable water. Cabot said deep-underground fracing couldn't have been the cause and on this point PA regulators agree: they told us it was "not Marcellus gas." Cabot provided water to residents involved and litigation is ongoing. Attracted intense national media coverage and attention from environmentalists.	PA regulators blamed Cabot's well design and cement job for allowing naturally-occurring shallow gas to migrate into water supplies of 14 homes; it pointed out last year that despite finding well problems, "hydro fracturing activity has not impacted local wells." It forced Cabot to plug three wells in April, fined the company, barred it from drilling new wells in Dimock for a year, and criticized its slow response. Cabot acknowledges it didn't test water wells for pre-existing gas (common in this region). It says it believes its operations didn't cause the gas migration, and subsequent tests show that a majority of area wells contain measurable quantities of naturally occurring gas.	NO	YES
Caddo Parish, near Shreveport, LA	2010	<b>EXCO RESOURCES.</b> EXCO Resources contacted authorities and over 100 homes were temporarily evacuated at company expense in April when the company struck a layer of gas thousands of feet above the Haynesville shale and it escaped into the air and bubbled up through the ground. EXCO had not yet done any fracing of the well.	LA regulators worked with company to investigate cause of gas migration; officials told us they believe a cement job from an adjacent well is at fault. EXCO has agreed to plug 2 wells and says it is continuing to test the water; it says it will incorporate lessons learned into new well designs.	NO	YES
Bainbridge Township, Geauga County, OH	2007	<b>OHIO VALLEY ENERGY SYSTEMS CORP.</b> Natural gas seeped into an aquifer and led to an explosion in the basement of a home. The discovery of gas in water supplies drew allegations that fracing by Ohio Valley Energy Systems Corp. had pushed gas to the surface. Residents weren't injured and the company worked with regulators to evacuate and house the displaced residents, and stop gas flow.	OH regulators concluded in a lengthy report that the cause was a defective cement job in the well casing, compounded by operator error. The investigation found no evidence of hazardous drilling chemicals in the wells and said the problem would have occurred even if the well had never been hydraulically fractured.	NO	YES
Clearfield County, PA	2010	<b>EOG RESOURCES.</b> A June 3 blowout of a gas well sent gas and at least 35,000 gallons of drilling wastewater into the sky and over the ground for 16 hours. This incident occurred during the post-frac flowback period. The incident occurred in a rural, relatively unpopulated area.	PA regulators temporarily suspended EOG's drilling and fracing activities statewide until it investigated the cause and have allowed drilling to resume. EOG said its preliminary assessment was that the seal integrity between the pipe rams of a blow-out preventer and tubing was compromised.	YES--CONTROL OF FLOWBACK WASTE	YES

Where	When	Incident and Company Involved	Assessment of Incident	Is Underground Hydraulic Fracturing a Direct Cause?	Are Other Drilling Practices at Issue?
<b>Well Integrity</b>					
Garfield County, CO	2001 and 2004	<b>ENCANA.</b> A resident, Laura Amos, alleged her water well was contaminated by frac fluids from wells near her house and that the fluids caused an adrenal tumor. Her case has been extensively publicized and she has appeared in a number of environmental groups' reports. Fracing operations near her home occurred 2,000 feet underground and her well is 225 feet deep. (This depth is considerably shallower than shale wells in PA, LA, TX and AK.)	CO regulators tested her water repeatedly and did not find contaminants associated with frac fluids, including benzene. Encana denied fracing contaminated her water, but Colorado regulators found it in violation of state rules preventing freshwater contamination by gas. Amos has settled with Encana. A study has found correlation of oil and gas drilling with the country's water characteristics.	NO	UNCLEAR
Pavillion, WY	Past 10 years	<b>ENCANA.</b> EPA tested wells in an area where residents have complained over a decade about effects of gas drilling on their water. In 2009, EPA said it had found chemicals that environmental groups allege are used in the hydraulic fracturing process. EPA says the chemicals "might not be attributable to well components" and also noted agricultural activity nearby.	EPA cautions it doesn't yet know if there is an oil and gas link and that it will release further study results in August 2010. Encana told us the chemicals at issue are not used in fracing and it needs to see additional results before commenting further.	ALLEGED, NOT PROVEN	UNCLEAR
<b>Surface Handling</b>					
Caddo Parish, near Shreveport, LA	2009	<b>CHESAPEAKE ENERGY.</b> Seventeen cattle were found dead near a Chesapeake Energy drilling site. Chesapeake said Schlumberger was the service company on the job. Both companies denied wrongdoing. The incident attracted extensive coverage; one company not involved told us that when it happened, "nobody wanted to talk about anything else" when it called on state and local officials. Witnesses reported hearing cows bellow before they fell over dead.	LA regulators concluded fluid leaked from a well pad and ran into an adjacent pasture. It fined each company \$22,000. Chesapeake says after testing that the cause of death to cattle was inconclusive. Chesapeake and Schlumberger say they have taken a leading role in "enhancing the standard" for well site construction and liquids handling.	NO, BUT HANDLING OF FLUID ABOVE GROUND AT ISSUE	YES
Dunkard Creek, southwest PA	2009	<b>COMPANY LINK UNCLEAR.</b> A fish kill along a 43-mile span of the creek due to an invasive saltwater species of golden algae was tied by a number of organizations to hydraulic fracturing. The algae thrives in salty water, and discharge of shale well "flowback water" was suspected because it has high salt content. A gas drilling organization argued drilling activity hadn't taken place near the relevant portion of the stream. The fish kill continues to be a heated topic among fly-fishing and outdoor enthusiasts.	An interim EPA report blaming golden algae for the kill cited coal mine discharges of briny water as potential contributing causes but said the algae can also be spread by migratory birds, fishermen and industrial equipment. PA regulators say they still haven't ruled out fracing fluid as a potential contributor but mine drainage, agriculture runoff and other industrial discharges are also a potential cause.	NO, BUT HANDLING OF FLOWBACK WATER FROM FRACTURING AT ISSUE	UNCLEAR



Where	When	Incident and Company Involved	Assessment of Incident	Is Underground Hydraulic Fracturing a Direct Cause?	Are Other Drilling Practices at Issue?
<b>Surface Handling</b>					
Lower Monongahala River, southwest PA	2008	<b>COMPANY LINK UNCLEAR.</b> The U.S. Army Corps of Engineers sounded alarms when the salt level (or "total dissolved solids" level) spiked "dramatically" on the river in October 2008, according to a letter from the Corps to EPA. Although low rain, acid mine drainage and industrial discharge can also increase salinity of water, it cited "increased gas drilling in the Marcellus Shale" as an aggravating factor. Earlier this year it urged PA to stiffen water treatment standards, saying "conditions are reversing on Pennsylvania's rivers" and it was becoming apparent that the ability of some rivers to receive more salt content was near its limits "and simply cannot sustain" additional levels as a result of gas drilling.	PA environmental regulators cited the Corps' river results and the Dunkard Creek fish kill in April to call for more stringent rules on treatment of discharge water. The new, tougher standards are incentivizing more companies to recycle flowback water rather than treat and dispose of it in PA rivers and streams.	NO, BUT HANDLING OF FLOWBACK WATER FROM FRACTURING AT ISSUE	YES
Hopewell Township, southwest PA	2009	<b>RANGE RESOURCES.</b> A spill of diluted frac fluid from a Range Resources drilling operation into a small tributary killed small fish, salamanders and frogs. A relatively small amount of fish were affected, the company said.	PA regulators fined Range \$141,175 in May 2010 for the spill. The cause was a broken joint in a transmission line transporting the fluid.	NO, BUT HANDLING OF FLUID ABOVE GROUND AT ISSUE	YES
Dimock, PA, north central PA	2009	<b>CABOT OIL &amp; GAS.</b> Cabot Oil & Gas had three spills of fracking water and gel totaling 8,000 gallons within a week. The spills entered a creek and nearby wetland, according to regulatory documents.	PA regulators fined Cabot \$56,650 and urged the company to "do a better job in the future of overseeing its contractors ." Cabot said the spills were 99.5% water and the material was not hazardous. It said its policy is zero spills.	NO, BUT HANDLING OF FLUID ABOVE GROUND AT ISSUE	NO

## ANNEXE 7

### Les recommandations du rapport canadien « Points de rupture »

De très nombreux rapports ont été produits depuis 3 ans sur les shale gas. Certains assortis de recommandations. De ce point de vue, le rapport « Points de rupture » est assez exemplaire : il indique en introduction de ses recommandations

*« Compte tenu de la controverse croissante entourant le gaz de schiste aux États-Unis, de l'absence d'approche de réglementation cohérente au Canada et de l'état incomplet de la cartographie des eaux souterraines ici, je conclus respectueusement que le gouvernement fédéral et chacune des provinces devraient mettre en oeuvre les recommandations suivantes : »*

***« 1. Les gouvernements fédéral et provinciaux devraient immédiatement, en collaboration avec l'industrie de la fracturation hydraulique, financer des études indépendantes de tous les aquifères avant d'entreprendre des opérations d'exploration de gaz de schiste ou de fracturation hydraulique continue. »***

*« En 2002, le Conseil canadien des ministres de l'environnement a recommandé de façon appuyée la tenue d'études hydrogéologiques de référence préalablement au forage de gaz non conventionnels, de manière à pouvoir cerner et suivre la contamination des eaux souterraines. À ce jour, aucune province n'a encore mis en oeuvre cette recommandation critique. »*

***« 2. Les autorisations de fracturation hydraulique de puits de gaz devraient être conditionnelles à la divulgation publique complète de tous les produits chimiques contenus dans les fluides de fracturation. Avant l'autorisation, les entreprises de fracturation devraient également faire la preuve qu'elles ont choisi les fluides de fracturation les moins dommageables possibles pour l'environnement ».***

*« La Commission de conservation du pétrole et du gaz du Wyoming exige maintenant que les entreprises divulguent les produits chimiques toxiques présents dans leurs fluides de fracturation. En Colombie-Britannique, province canadienne où l'exploitation du gaz de schiste est la plus avancée, l'organisme responsable de la réglementation (Commission du pétrole et du gaz de la C.-B.) a fait savoir qu'il pourrait obliger les entreprises à divulguer le contenu de leurs fluides de fracturation. »*

***« 3. Avant le début des opérations de fracturation hydraulique, les entreprises de fracturation devraient mener des tests pour déterminer l'intégrité du ciment des puits et communiquer les résultats aux organismes de réglementation ».***

***« 4. La responsabilité d'octroyer des droits d'exploitation de l'eau et de réglementer l'élimination des eaux usées devrait relever d'un seul organisme de réglementation, qui aurait pour fonction primaire de protéger les ressources vitales en eau. L'information concernant l'ensemble des allocations et des prélèvements d'eau devrait être accessible au public. »***

*« En Alberta et en Colombie-Britannique, les organismes responsables de la réglementation de l'énergie ont pris l'habitude de sacrifier l'eau pour accroître la production d'hydrocarbures en rendant peu de comptes. Il est nécessaire de se doter d'un organisme responsable qui sera en mesure d'évaluer les contraintes sur les ressources en eau et de prendre des mesures de réglementation en conséquence. »*

***« 5. Tout projet de prélèvement d'eau dépassant un seuil établi par des organismes de réglementation environnementale devrait faire l'objet d'études d'impact sur l'environnement. »***

*« Compte tenu du volume et de l'importance du gaz de schiste au Québec et en Colombie-Britannique, le gouvernement devrait immédiatement former des commissions pour l'évaluation des*

répercussions potentielles et cumulatives sur les ressources en eau, sur l'utilisation d'énergie, sur les recettes publiques et sur les émissions de carbone. »

**« 6. Tous les fluides de retour des puits fracturés hydrauliquement devraient être récupérés, entreposés adéquatement, puis traités d'une manière qui permet leur réutilisation dans des opérations de fracturation ultérieures. »**

« Les entreprises doivent réduire leur demande d'eau et leur production de déchets en mettant en œuvre différentes techniques de traitement des eaux de retour, telles que l'ébullition, le dessalement, l'administration de produits chimiques, l'osmose inverse et la distillation. En recyclant au maximum les eaux de retour (qui peuvent représenter jusqu'à 70 % de l'eau injectée dans un puits par fracturation hydraulique), on réduirait grandement la demande d'eau par l'industrie. »

**« 7. Il faudrait trouver des moyens originaux d'encourager l'industrie de la fracturation hydraulique à utiliser les eaux usées municipales traitées comme principal fluide de fracturation, de manière à éviter le recours aux eaux souterraines et de surface. »**

« Une entente de coopération entre Shell et la communauté de Dawson Creek, dans le nord de la Colombie-Britannique, pourrait considérablement réduire la demande d'eau potable traitée par l'industrie. Cependant, il est probable que ce type d'entente fonctionnera seulement si la municipalité est raisonnablement proche des opérations de fracturation et que le coût de l'énergie est suffisamment faible pour justifier le transport par camion ou par pipeline jusqu'aux puits. »

**« 8. Tous les déchets dangereux produits durant et après les opérations de fracturation hydraulique devraient être transportés en toute sécurité par des personnes qualifiées en manutention de déchets vers des installations de traitement des déchets approuvées. »**

« L'injection de résidus de fluides dans des puits de refoulement profond peut être une solution, mais elle est impossible dans de nombreux cas (p. ex., New York, qui compte seulement deux puits d'injection souterrains autorisés). Le gouvernement devrait également encadrer le transport des résidus de la

fracturation en établissant une réglementation des déchets dangereux qui rendrait obligatoire la divulgation complète des produits transportés. »

**« 9. Il faudrait imposer sur la production de gaz de schiste une taxe correspondant aux économies réalisées par les entreprises de l'industrie du gaz naturel à la suite de a) l'amélioration des techniques de production et b) la réduction des taux de redevances par les gouvernements visant à encourager le développement gazier. »**

« Cette taxe à pourcentage fixe serait liée à la valeur du gaz produit. Les recettes devraient être allouées, dans un premier temps, à un tiers indépendant ou à une société d'État ayant pour mandat d'établir la cartographie des eaux souterraines et de surface dans les provinces/territoires où elles sont mal connues; dans un second temps, une fois la cartographie terminée, à la surveillance environnementale, aux enquêtes judiciaires et à l'assainissement. »

**« 10. L'industrie du gaz et les gouvernements provinciaux devraient mettre sur pied un réseau de puits d'essai pour évaluer les conditions avant, durant et après les opérations de fracturation hydraulique et publier tous les résultats. Les essais devraient comprendre une analyse isotopique visant à déterminer si le gaz migre des puits d'essai vers les puits adjacents, de manière qu'on puisse retracer l'origine du problème en cas de contamination. »**

« La mise sur pied d'un réseau de puits de surveillance est essentiel à l'établissement de densités de puits convenables et à la protection des ressources en eaux souterraines. Elle réduirait aussi le risque de « communication » entre les puits causée par une densité trop élevée. (Les « communications » sont des voies ouvertes accidentellement dans les formations rocheuses souterraines qui permettent aux contaminants de migrer de façon imprévisible vers d'autres puits.) »

**« 11. Les entreprises de gaz naturel devraient être tenues de déclarer par voie électronique l'information suivante : 1) tous leurs prélèvements d'eaux souterraines et de surface; 2) le lieu d'utilisation de ces eaux; et 3) la quantité d'eaux de retour toxiques produites à chaque puits gazier. Cette information serait accessible au public. »**

« À l'heure actuelle, aucune donnée n'est recueillie de façon systématique par les organismes provinciaux de réglementation au sujet des prélèvements d'eau. Ces données ne sont pas non plus publiées, malgré le fait que d'autres bases de données beaucoup plus complexes soient maintenues par les organismes

provinciaux de réglementation et facilement accessibles. L'absence d'information facilement accessible sur les approbations relatives à l'eau et les prélèvements d'eau, en particulier, est très préoccupante. Les organismes de réglementation doivent connaître les taux d'épuisement pour être en mesure de gérer de façon durable les ressources en eau pour le bien public. »

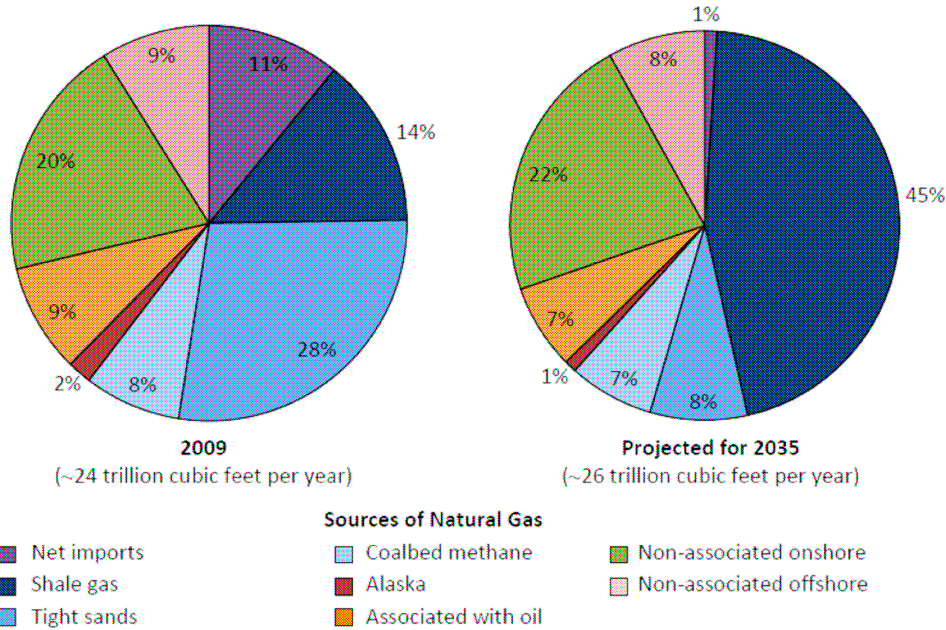
**« 12. Tous les rapports d'inventaire national et provincial des gaz à effet de serre à venir devraient être corrigés de façon à tenir compte de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre par l'industrie du gaz naturel découlant des opérations de fracturation hydraulique énergivores. Les organismes de réglementation devraient publier le taux de retour énergétique et le taux d'épuisement de tous les développements pétroliers et gaziers non conventionnels. »**

**« 13. Il faudrait établir des zones hors limites, où les opérations de fracturation hydraulique seraient interdites ou sujettes à des processus d'examen et d'approbation plus sévères. »**

**ANNEXE 8**

**Production projetée de gaz naturel aux Etats-Unis**

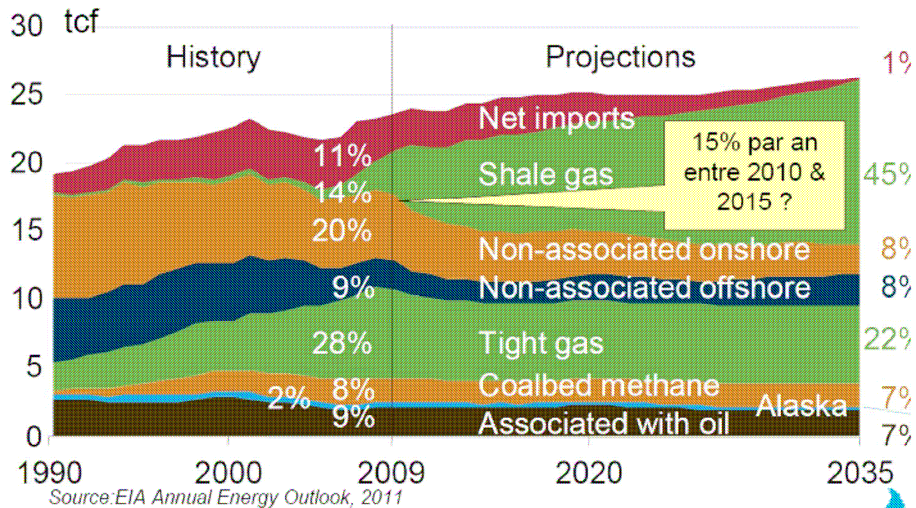
Natural Gas Production in the United States



NATURAL GAS PRODUCTION IN THE UNITED STATES (DATA FROM USEIA, 2010)

**Consommation projetée de gaz aux Etats-Unis par origine**

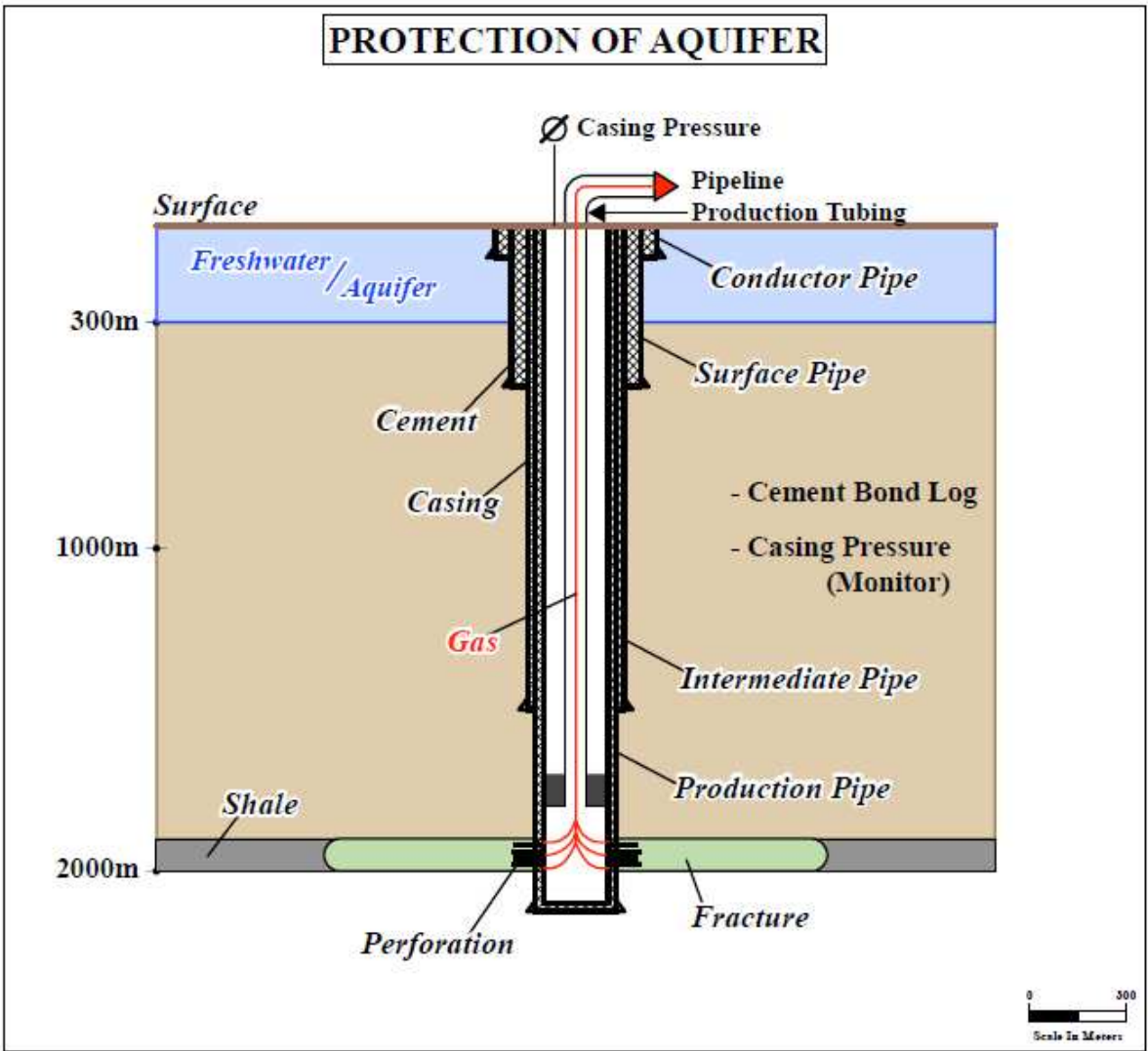
(en % et en milliers de milliards de pieds au cube (Tera cubic feet))



Club Mines-Energie, 02 mars 2011



**ANNEXE 9**  
**Exemple de conception (design) d'un puits**



source Schupbach

**ANNEXE 10**

**Programme d'étude EPA américain sur la qualité des eaux (fév. 2011)**

**Principales questions de recherche concernant l'impact sur l'eau (selon l'EPA, février 2011)**

<b>Utilisation de l'eau dans les opérations de fracturation hydraulique</b>	<b>Questions fondamentales de recherche</b>	<b>Questions plus détaillées</b>
Water acquisition / Alimentation en eau	Dans quelle mesure les importants volumes d'eau prélevés dans les eaux souterraines ou de surface peuvent-ils affecter la ressource en eau potable ?	Quels impacts sur la quantité d'eau disponible ? Quels impacts sur la qualité de l'eau disponible ?
Chemical mixing / Mélange chimique	Quels sont les impacts possibles de diffusion de fluide utilisé pour la fracturation hydraulique sur les ressources en eau potable ?	Quelle est la composition des fluides utilisés pour la fracturation hydraulique ? Quels sont les effets toxiques des constituants ? Quels facteurs influencent la probabilité de contamination de la ressource en eau potable ? Quelle est l'efficacité de mesures préventives ?
Well injection / Injection dans le puits	Quels sont les impacts possibles de l'injection et du processus de fracturation hydraulique sur les ressources en eau potable ?	Quelle est l'efficacité des bonnes pratiques de réalisation du forage et de fracturation hydraulique vis-à-vis de la prévention de fuites ? Quels sont les impacts potentiels de cheminements préférentiels – naturels ou artificiels – pour la propagation de contaminant ? Quels sont les effets toxiques des substances naturelles rencontrées en profondeur ?
Flowback and produced water / Eaux remontées du forage	Quels sont les impacts possibles de fuites d'eaux remontées du forage sur les ressources en eau potable ?	Quelle est la composition, la quantité et la variabilité des eaux ressorties du forage, quels sont les effets toxiques de ces constituants ? Quels facteurs influencent la probabilité de contamination ? Quelle est l'efficacité des mesures de réduction des impacts ?
Water treatment and waste disposal / Traitement des eaux et rejet	Quels sont les impacts possibles d'un traitement inadapté des eaux récupérées après fracturation hydraulique sur les ressources en eau potable ?	Quelle est l'efficacité des différentes méthodes de traitement des eaux usées ?

## **ANNEXE 11**

### **Personnes rencontrées (liste non exhaustive)**

#### **Organismes**

*BRGM* : Catherine TRUFFERT, Claudine LAMOTTE (34), Romain VERNIER  
*IFPEN* : Olivier APPERT, Maurice BOUTECA, Nathalie ALAZARD-TOUX, Lionel THELLIER  
*AVENIA* : Jacques JACOBS  
*INERIS* : Medhi GHOREYCHI, Philippe GOMBERT, Pierre TOULHOAT, Zbigniew POKRYSZKA  
*UFIP* : Jean-Louis SCHILANSKY, Bruno AGEORGES, Olivier GANTOIS

#### **Elus**

Christian JACOB : Député-maire de Provins  
Franck RIESTER : Député-maire de Coulommiers  
Vincent EBLE : Président du Conseil général de Seine-et-Marne  
Michel BILLOUT : Sénateur de Seine-et-Marne  
Jean-Claude FLORY : Député-maire de Vals-les-Bains  
Pascal TERRASSE : Député et Président du Conseil régional de l'Ardèche  
Claude PRADAL : Maire de Villeneuve de Berg  
Jacques LEBRAT : Maire de Valvignères  
Bernard NOEL : Président de la Communauté de communes de Rhône Helvie  
M. POULET : Président de la Chambre de commerce et d'industrie territoriale de l'Ardèche  
M. FLAUGERE : Président de la Chambre d'agriculture de l'Ardèche  
Monique PETARD : Vice-présidente du Conseil général de l'Hérault, Présidente de la CLE du SAGE de Lez Mosson et étangs palavasiens  
Alain POULET : Président de la Communauté de communes du Grand Pic Saint-Loup  
Louis VILLARET : Président de la Communauté de communes Vallée de l'Hérault  
Guy CABALE : Président de la Communauté de communes d'Avène, Orb et Gravezon  
Marie-Christine BOUSQUET : Président de la Communauté de communes Lodévois-Larzac  
Jacques RIGAUD : Président de la Communauté de communes des Cévennes Gangeoises et Suménoises  
Jean-Luc FALIP : Président de la Communauté de communes des Monts d'Orb  
Pierre GUIRAUD : Président de la CLE du SAGE de l'Hérault  
Jean-Noël BADENAS : Président de la CLE du SAGE de l'Orb  
François-Michel GONNOT : Député de l'Oise  
Michel HOUEL : Sénateur de Seine-et-Marne

#### **Entreprises**

*Vermilion* : Pete SIDER  
*Total Gas Shale Europe* : Bruno COURME, Pascal MUGUET  
*Total E&P USA* : Jean-Michel LAVERGNE, Jean DERIDDER  
*Chesapeake* : Julie H. WILSON, Dave E. LEOPOLD  
*Gerard S. Medaisko Associates* : Gerard MEDAISKO  
*Toreador* : Marc SENGES, Tony VERMEIRE  
*GDF-Suez* : Didier HOLLEAUX, Thierry LEFEUVRE  
*Schuepbach* : Martin A. SCHUEPBACH  
*Hess Oil* : Mark KATROSCHE, Abdelhak LAAJEL  
*ConocoPhillips* : Frances MORRIS-JONES, Douglas N. VALLEAU, William BABCOCK  
*Realm Energy* : Mike MULLEN, Karl DE MONG  
*Vallourec* : Hedi BEN BRAHIM



*Shell* : Patrick ROMEO, Anthony CORTIS

*Schlumberger* : Pascal PANETTA, Kamel BENNACEUR, Christopher HOPKINS

*Weatherford* : Franck MARINE, Holger KINZEL

*eCORP* : John Francis THRASH

*Interel* : Aristide LUNEAU, Arnaud DECHOUX

*Halliburton* : Rémy CAULIER, Mike WATTS

## **Associations**

*Nature Environnement 77* : Jeannette et Gérard BERNHEIM

*Association RENARD (77)*: Philippe ROY

*Mouvement National de Lutte pour l'Environnement 77* : Claude PALLY

*ADEPAD 77*

*PNR de la BRIE et des 2 MORIN* : Pierre DOERLER

*Familles Rurales Groupement Melun* : Nicole MULLER

*Melun Val de Seine Nature Environnement* : Gérard DUMAINE

*Essonne Nature Environnement* : Claude TRESCARTE

*Association Nature et Patrimoine du Petit Morin* : Philippe BOUVIER

*Union Fédérale des Consommateurs Que Choisir* : Eric GUERQUIN

*FAPVS 77* : Yves DUPART

*Parc Naturel du Gâtinais français* : Jean-Jacques BOUSSAINGAULT

*Association des Jeunes Agriculteurs*

*FDSEA de Seine-et-Marne* : Christophe DE RYCKE

*Association Samois sur Terre* : Jean-Claude BOE

*Association Mieux vivre à Blandy* : Alain GAXATTE

*Comité Régional Ile-de-France Union Touristique les Amis de la Nature* : Philippe LE CORNEUR

*PIE VERTE BIO 77* : Joël SAVRY

*GENE* : Bernard GIAMINARDI

*Décibel Environnement 77* : Yves FRANCES

*Association de Défense Nature Environnement de la Région d'Egreville* : Charles-Henri SAILLER

*Association Développement Durable Notre Avenir (77)* : Michel PELLERIN

*Collectif ardéchois « Stop au gaz de schiste »* : Jean-Louis CHOPY, Yan CHAUWIN

*Association Languedoc Roussillon Nature Environnement* : Bernard MOURGUES

*Société de Protection de la Nature du Languedoc-Roussillon* : Jean BARRAL (Président)

*Association Consommation Logement et Cadre de Vie* : Jacqueline JAMET (Présidente)

*Association France Nature Environnement (Aude)* : Maryse ARDITI

## **International**

*Ambassade de Pologne* : Marta WAGRODZKA (Ministère environnement), Katarzyna KACPERCZYK (Ministère Affaires étrangères)

*Parlement national du Québec* : Jean CINQ-MARS (vérificateur général du Québec)

*Department of environmental protection of Pennsylvania* : Scott PERRY

*Railroad commission of Texas (RRC)*: David PORTER, Judith FABELA, Ramon FERNANDEZ, Gil BUJANO

*US Department of energy (DOE)* : Bob CORBIN, Rachel HALPERN, Sally KORNFELD

*US Energy information administration (EIA)* : Aloulou M. FAWZI

*US Environmental protection agency (EPA)* : Anna S. PHILLIPS, Gary R. WAXMONSKY, Sasha KOO-OSHIMA, Paul M. GUNNING, Bruce J. KOBELSKY, Susan M. B. BURDEN

*Council on environment quality* : Jason E. BORDOFF, Drew McGONVILLE

**Administrations**

*DGEC* : Pierre-Marie ABADIE, Philippe GEIGER, Carole MERCIER

*DGALN* : Jean-Philippe DENEUVY, Clarisse DUBERT, Benoît SPITTLER

*DGPR* : Laurent MICHEL, Jérôme GOELLNER, Philippe BODENEZ

*Préfecture de Seine-et-Marne* : Serge GOUTEYRON (Secrétaire général)

*Préfecture de l'Ardèche* : M. le Préfet Amaury DE SAINT-QUENTIN

*Préfecture de l'Hérault* : M. le Préfet Claude BALAND

**Personnalités qualifiées**

Jacques CORNET : Hydrogéologue agréé / coordonnateur du département de l'Hérault

Michel DESBORDES : Professeur, Université de Montpellier

Jean COMA : Maître de conférences, Université de Montpellier II

Séverin PISTRE : Professeur, Université de Montpellier II

Michel SERANNE : Professeur, Université de Montpellier II

Françoise ELBAZ-POULICHET : Directrice de Recherches au CNRS

Michel BAKALOWICZ : Université des sciences et techniques du Languedoc-Roussillon

Paul-Henri BOURRELIER : ancien DG du BRGM

**ANNEXE 1 C : Lettre de mission**

0 0 7 5 1 2 - 0 3



*La ministre de l'écologie, du développement durable,  
des transports et du logement*

*Le ministre chargé de l'industrie, de  
l'énergie et de l'économie numérique*

Paris, le 05 AOUT 2011

Note à l'attention de Messieurs  
Christian Leyrit, Vice-président  
Conseil général de l'environnement et du développement durable  
et de  
Pascal Faure, Vice-président  
Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies

Suite à l'adoption de la loi visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique par vote conforme au Sénat le 30 juin, vous trouverez ci-après les sujets complémentaires que nous souhaitons voir abordés en prolongation, décidée par le Premier ministre, de la mission d'étude et d'analyse que nous vous avons confiée le 4 février 2011.

La loi interdit l'usage de la fracturation hydraulique à des fins d'exploration ou d'exploitation des hydrocarbures. Elle demande au Gouvernement, par ailleurs, dans son article 4, de remettre « annuellement un rapport au Parlement sur l'évolution des techniques d'exploration et d'exploitation et la connaissance du sous-sol français, européen et international en matière d'hydrocarbures liquides ou gazeux, sur les conditions de mise en œuvre d'expérimentations réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public, sur les travaux de la Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation créée par l'article 2, sur la conformité du cadre législatif et réglementaire à la Charte de l'environnement de 2004 dans le domaine minier et sur les adaptations législatives ou réglementaires envisagées au regard des éléments communiqués dans ce rapport ».

Nous souhaitons que votre mission contribue au travail d'analyse qui permettra au Gouvernement de préparer le rapport à remettre au Parlement dans un an.

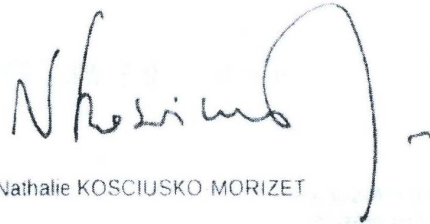
En vous appuyant sur les travaux que vous avez déjà engagés depuis février, nous souhaitons que vous vous attachiez tout particulièrement à :

- passer en revue l'ensemble des techniques disponibles ou en développement pour explorer et exploiter les gaz et huiles de schiste,
- évaluer précisément leur efficacité, leur maîtrise par l'industrie française et européenne, leurs impacts, leur coût et leurs perspectives d'évolution,
- effectuer le retour d'expérience de l'usage de ces techniques en Europe,
- mieux qualifier le potentiel économique que pourrait générer l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère sur le plan national, européen et mondial,
- proposer un cadre organisationnel et juridique complet permettant d'encadrer strictement des expérimentations sur les technologies d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en France et d'assurer la concertation nécessaire avec l'ensemble des parties prenantes.

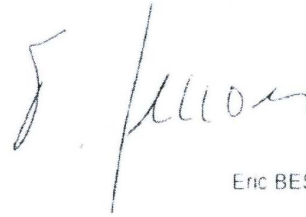
Ces travaux devront tout particulièrement s'appuyer sur l'expertise du Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM), de l'IFP Énergies Nouvelles et de l'Institut National l'Environnement Industriel et des Risques (INERIS).

Vous voudrez bien nous remettre un rapport d'étape pour le 31 octobre et un rapport final le 31 décembre 2011.

Vos travaux devront également être présentés à la Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux instituée par l'article 2 de la loi susmentionnée et qui devra formuler un avis formel sur le rapport du Gouvernement au Parlement dans un an.



Nathalie KOSCIUSKO MORIZET



Eric BESSON

## ANNEXE 2 C

### Compte-rendu de mission au Texas et Pennsylvanie (9 au 12 mai 2011)

*Les deux rapporteurs tiennent à remercier les responsables et experts des entreprises en charge des sites visités ainsi que Daniel Lanes (du Consulat Général de France à Houston) et Thierry Buttin (Conseiller développement durable et transports de l'Ambassade de France aux Etats-Unis) qui les ont accompagnés et dont les notes rédigées à l'occasion de ces entretiens et visites ont permis l'élaboration du présent compte rendu.*

Dans le cadre de la mission constituée en février 2011, Jean-Claude Gazeau et Didier Pillet ont effectué une visite aux États-Unis du 9 au 12 mai 2011. Le déplacement comprenait des visites de sites au Texas guidés par des responsables et experts de compagnies pétrolières, la rencontre de régulateurs locaux au Texas et en Pennsylvanie, ainsi que des rencontres avec les représentants des administrations en charge de ce dossier (réglementation au niveau des Etats, DOE, EPA, Maison Blanche). La mission a pu également rencontrer les représentants de l'industrie et des personnalités dans les milieux environnementaux.

L'ensemble des interlocuteurs de l'administration rencontrés était parfaitement au fait de la situation française et de la proposition de loi soumise la même semaine à l'Assemblée Nationale.

\* \* \*

#### Eléments de contexte

L'exploitation des énergies non conventionnelles, en particulier l'exploitation du gaz de schiste, constitue une source majeure du bouquet énergétique américain du futur. Déjà premier producteur mondial de gaz naturel en 2009, les États-Unis disposent de réserves de gaz de schiste sans cesse réévaluées, le DOE ayant multiplié par près de 2 entre 2009 et 2010 les réserves estimées (18 trillions de mètres cubes dans les derniers chiffres).

Ce potentiel revêt des atouts essentiels pour les Etats-Unis : une énergie bon marché face à la hausse tendancielle des prix du pétrole, un accroissement de l'indépendance énergétique dans un contexte géopolitique préoccupant. Un large recouvrement entre états « charbonniers » et états détenteurs de gaz de schiste est perçu en outre comme un facteur de réduction des émissions de gaz à effet de serre par translation progressive du charbon au gaz de schiste.

L'exploitation a connu un envol depuis 2004. Le nombre de puits fracturés par an est estimé à 2000 aujourd'hui ; le DOE prévoit un doublement dans les 5 à 10 années à venir. Cette exploitation est morcelée entre de nombreuses entreprises allant de la micro-entreprise aux géants du secteur pétrolier. Ceci constitue un frein à l'harmonisation des pratiques du secteur mais une consolidation a débuté et devrait progresser lentement.

Dans son discours sur l'énergie de mars 2011, le Président Obama a rappelé cet immense potentiel mais aussi la nécessité d'une exploitation sûre et respectueuse de l'environnement, en citant l'attention particulière à porter à la pollution des eaux.

Le secrétaire d'Etat à l'énergie, Steven Chu, a mis en place une commission composée de spécialistes de l'énergie, des questions environnementales et de responsables de la réglementation pour faire des propositions sur les modalités d'exploitation du schiste garantissant la protection de la santé publique et l'environnement.

L'EPA a lancé en 2010, à la demande du Congrès, une étude importante sur l'impact de la fracturation hydraulique sur l'eau mais ces résultats sont attendus entre 2012 et 2014.

Du point de vue scientifique, plusieurs études, notamment d'universités, sont disponibles mais elles

sont souvent à charge ou à décharge et il n'existe pas de consensus scientifique.

Au plan international, le Département d'Etat a lancé une « shale gas initiative » dont l'objet est de développer l'assistance technique, scientifique et environnementale, aux pays qui détiennent des réserves de gaz et pétrole de schiste. En Asie, une collaboration avec la Chine est en cours. En Europe, la Pologne a été approchée.

## **1 – Les visites de sites au Texas (9 et 10 mai)**

Arrivés à Houston le dimanche 8 mai après-midi, Jean-Claude Gazeau et Didier Pillet, ont, après un premier entretien en soirée avec le Consul Général de France et le Conseiller Economique, commencé le lundi matin par une réunion au siège de ConocoPhillips. Cinq sites d'exploration-production ont été visités au Texas, trois (Realm, ConocoPhillips) en milieu rural dans la zone du gisement Eagle Ford et deux dans le Barnett Shale (Chesapeake avec son partenaire Total).

Les sites visités de **l'Eagle Ford**, au Sud-Est de San Antonio, non loin de la frontière du Mexique, appartiennent à ConocoPhillips. Le premier, une plate-forme de la taille approximative d'un terrain de football, avait été mis en production depuis trois mois : les installations apparentes sont de dimensions modestes pour un site industriel : outre la tête de forage, la plate-forme était en très grande partie dégagée hors 4 réservoirs de gaz condensables (typiquement propane et butane) d'une dizaine de mètres de haut, trois petites cuves de produits chimiques et un plan d'eau artificiel à l'écart. La seconde plate-forme visitée était en plein processus de fracturation. L'opération de fracturation était effectuée par Halliburton, un des trois principaux spécialistes de cette activité avec Schlumberger et B-Jay. La plate-forme était occupée par un grand nombre de camions porteurs d'équipements en fonctionnement, de réservoirs et de dispositifs de contrôle-commande des opérations. Activité intense. Sur le troisième site, doté d'un rig, un forage était en cours de réalisation. Les opérations de forage d'un puits standard durent entre un à deux mois, selon la spécificité des formations géologiques rencontrées sur le site de forage. Il est par ailleurs impératif de procéder au forage en continu afin de limiter les problèmes liés à la déformation de la surface interne du trou fraîchement foré. En revanche, en ce qui concerne la fracturation, il est possible de ménager des plages horaires afin de limiter les nuisances sonores en journée, sachant qu'un rythme de 4 fracturations par jour peut être atteint sur un jour plein

Les deux sites visités sur le **Barnett Shale** étaient implantés en **milieu urbain** et exploités par Chesapeake, un des leaders de ce type de travaux en milieu urbain et associé, pour une partie de ses activités, avec Total. Le contexte urbain a imposé à Chesapeake des mesures (il s'agit parfois d'exigences de la ville, Fort Worth) permettant de limiter l'impact de son activité sur le voisinage. L'entreprise a identifié l'ensemble des questions sensibles en termes d'environnement : bruit, émissions, contaminations, quantités d'eau utilisées, qualité de l'eau, trafic de poids lourds, utilisation des terrains, pipelines. La nuisance sonore et visuelle est réduite au moyen de barrières élevées autour des sites. Les ressources en eau sont réutilisées dans la mesure du possible. Sur le Barnett Shale, zone fortement peuplée, la compagnie estime que les besoins pour l'exploitation du gaz de schiste représentent environ 1% de la consommation urbaine totale. Sur les deux sites visités, l'un, en cours de forage était entouré de hautes barrières antibruit. L'autre site, une plate-forme de production de méthane, était installé en bordure de l'enceinte aéroportuaire, à proximité des avions dont certains étaient en phase de roulage. Parmi les équipements en place sur cette plate-forme, il y avait principalement 7 têtes de puits, en lien avec 7 unités de séparation basse pression alimentant le réseau de collecte de gaz naturel d'une part, et les 4 réservoirs de stockage des eaux produites par chacun des 7 drains horizontaux, d'autre part. Des précautions particulières avaient été déployées lors du forage avec fracturation, notamment en utilisant un rig à hauteur limitée compatible avec les

activités de l'aéroport. Il a par ailleurs été précisé qu'une opération de re-fracturation était envisagée sur ce site, ce qui nécessitait de conserver l'entièreté de la surface initiale (environ 1 ha) de la plateforme, dont la mise en chantier remonte à 2008. Enfin, une électrification complète des équipements du site était également à l'étude, certains équipements étant encore alimentés par un groupe électrogène.

## **2 – Organisme en charge de la réglementation au Texas (10 mai)**

La réglementation du secteur est complexe aux États-Unis. Le sous-sol est la propriété de celui qui détient le terrain, qui délivre des concessions à des exploitants. La réglementation relève largement des Etats fédérés. La situation est très diverse entre Etats, allant du moratoire dans l'attente d'une réglementation exhaustive (Maryland, Etat de New-York par exemple) à un cadre réglementaire en cours d'adaptation (Texas,..).

Pour autant, l'administration fédérale a des compétences : l'EPA au titre du Clean Water Act, du Safe drinking Water Act et, même si elle le met moins en avant, au titre du Clean Air Act. L'EPA peut aussi mener des investigations fédérales sur des accidents, comme celui de la Chesapeake en Pennsylvanie en avril dernier. Le DOI ( Department of interior) a une compétence pour la délivrance des permis sur les terres fédérales ( 10% des projets), le DOE sur l'organisation du secteur en liaison avec le DOT pour les pipelines.

A Austin, la délégation a rencontré la **Railroad Commission**, organisme régulateur de ces activités au Texas. La Railroad Commission (RRC) est l'agence de l'État du Texas qui réglemente notamment l'industrie pétrolière et gazière, la distribution de gaz, la sécurité des pipelines, la sécurité dans l'industrie du GPL. Son activité comprend l'attribution des permis, le contrôle des opérations et l'obturation et assainissement s'il y a lieu. Elle a attribué 18500 permis en 2009. L'attribution d'un permis de forer est délivrée dans un délai moyen de deux à trois jours. Cette rapidité, présentée comme une performance en termes d'efficacité a son revers, dès lors qu'elle ne permet pas d'étude d'impact environnemental, ni d'étude des incidences sur le trafic routier, ni des conséquences éventuelles sur l'aquifère. Seules celles sur les poches voisines de pétrole et gaz sont examinées. En fait, ces délais ne permettent pas d'interroger la Texas Commission for Environmental Quality.

De nombreux aspects des opérations relèvent d'accords bilatéraux entre l'opérateur et le propriétaire du terrain. Les inspecteurs de la RRC se déplacent généralement dans les 24 heures en cas d'incident, effectuent des constats mais ne sont pas des spécialistes de l'environnement. Les mesures contraignantes qui s'ensuivent (mises en conformité, amendes) sont en nombre limité, de l'ordre de 400 en 2010 pour quelque 20 000 inspections. Ce nombre est considéré comme très insuffisant. Interrogés sur les améliorations possibles, nos interlocuteurs estiment qu'ils ne disposent pas des moyens humains nécessaires.

La Chambre des représentants du Texas vient d'adopter un texte exigeant la divulgation des produits chimiques utilisés dans le processus de fracturation. Simultanément, une initiative tente de modifier le dispositif en vigueur au niveau fédéral (projet de « Fracturing Responsibility and Awareness of Chemicals Act (FRAC) »).

## **3 – Interlocuteurs rencontrés en Pennsylvanie (10 et 11 mai)**

Parmi l'ensemble des interlocuteurs rencontrés, aucun n'a pris une position de principe opposée à l'exploitation des ressources de gaz de schiste.

**Du point de vue des Etats fédérés**, ceux qui ont appliqué un moratoire ont l'intention de le lever après avoir établi une réglementation spécifique au schiste : ceci devrait être le cas à l'été 2011 pour l'Etat de New-York. Ceux qui permettent l'exploitation du schiste élaborent progressivement une

réglementation spécifique au schiste de plus en plus prescriptive : c'est le cas du Texas mais plus encore de la Pennsylvanie qui a mis en place fin 2010 le « chapter 78 » sur les forages et puits, considérée comme la plus complète à ce jour. La publication des produits chimiques utilisés est la règle en Pennsylvanie. Dans ce dernier Etat, les défenseurs de l'environnement constatent l'évolution rapide des pratiques de l'industrie et estiment qu'il est urgent pour la réglementation de progresser sur les sujets de traitement des déchets, d'utilisation des ressources en eau et de leur traitement ainsi que sur la pollution de l'air.

**L'industrie** se déclare ouverte à un renforcement de la réglementation pour une meilleure prise en compte des impacts environnementaux dont ils mesurent la sensibilité sur le terrain. L'industrie considère que le renforcement des contraintes réglementaires est inévitable.

Du point de vue de la défense de l'environnement, l'« **Environment defense fund** »(EDF), think-tank en pointe sur ce sujet et dont le Président a été retenu pour participer à la commission constituée par le secrétaire d'Etat à l'énergie Steven Chu, n'a pas une position opposée à la fracturation hydraulique mais souhaite en appréhender l'ensemble des préoccupations environnementales. L'objectif de ce think-tank est d'avoir un code réglementaire type qui servirait de modèle aux différents Etats. L'EDF réfléchit aussi à un régime de responsabilité des entreprises sur la qualité de l'eau.

**L'entretien au DOE ( Department of energy)**, représenté par Christopher Smith, Deputy Assistant secretary oil and natural gas, et de collaborateurs, a notamment porté sur la politique du DOE de stimulation de l'exploitation du gaz de schiste, sur les objectifs et le calendrier de la commission indépendante mise en place à la demande du Président Obama.

L'entretien a été aussi l'occasion d'approfondir la méthodologie utilisée par le DOE dans leur étude sur le potentiel des gaz et pétrole de schiste en dehors des Etats-Unis.

**L'entretien à l'EPA (Environment protection Agency)** réunissait les différentes directions en charge de dossier : eau, air, science et international. Les discussions ont porté principalement sur le cadre juridique dans lequel intervient l'EPA, l'étude de fond (coût de 12 millions de \$) menée sur l'impact de la fracturation hydraulique sur les ressources en eau potable. Cette étude donnera lieu à un rapport provisoire en 2012 et un rapport définitif en 2014. Enfin, le thème de la pollution de l'air, (méthane et émissions de gaz à effet de serre) a été abordé, l'EPA visant l'adoption d'une réglementation au titre du Clean Air act en février 2012.

**L'entretien à la Maison Blanche (Council of environment quality)** a été mené par Jason Bordoff, associate Director for energy and climate change. La Maison Blanche est attentive à ce que le travail confié par le Président Obama au DOE aboutisse dans le calendrier serré qui a été fixé (six mois) afin de montrer à l'opinion publique américaine que l'exploitation des gaz de schiste ne se fait pas au détriment de la santé et de l'environnement des Américains.



**ANNEXE 3 C**



Contributions des Services économiques des pays suivants :  
Allemagne, Pologne, Royaume-Uni

Décembre 2011

## INTRODUCTION

### *A - Contexte de la demande*

Cette étude, réalisée par les services économiques d'Allemagne, de Pologne et du Royaume-Uni comprend 3 fiches dressant un état des lieux de la législation en vigueur dans ces pays sur l'extraction et l'exploitation du gaz de schiste. Elle a été réalisée dans le cadre d'une mission confiée par la Ministre de l'écologie, du développement durable des transports et du logement et par le Ministre chargé de l'énergie au CGEDD et au CGIET (lettre de mission du 5/8/2011), pour préparer le rapport du Gouvernement au Parlement prévu par la loi du 13 juillet 2011..

### *B- Objectif de la demande*

Cette mission vient en prolongation d'une mission du 4 février 2011 et suite à l'adoption de la loi (loi du 13 juillet 2011) visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique

La même loi du 13 juillet 2011 qui fixait cette interdiction prévoyait en même temps la possibilité « *d'expérimentations réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public* » et décidait que « *Le Gouvernement remet annuellement un rapport au Parlement sur l'évolution des techniques d'exploration et d'exploitation et la connaissance du sous-sol français, européen et international en matière d'hydrocarbures liquides ou gazeux* ».

**Dans d'autres pays européens**, notamment la Pologne, le Royaume Uni et l'Allemagne, des permis de recherche ont été attribués, dans un contexte géologique et réglementaire différent. Dans ce cadre, des travaux, notamment de forage continuent.

Le retour d'expérience dans ces pays européens sera particulièrement utile dans la perspective notamment des débats annuels au Parlement.

- sur le contexte réglementaire (information du public, débats publics, encadrement réglementaire et surveillance technique des travaux) ;
- et sur les évolutions concrètes de travaux ;

S'agissant du contexte règlementaire, ce retour d'expérience peut nourrir l'évolution de notre propre réglementation.

## ALLEMAGNE

### Éléments locaux de contexte

Il n'existe pas de cadre réglementaire harmonisé sur le plan fédéral pour l'extraction des hydrocarbures. Ces activités relèvent de la responsabilité des Länder, conformément à la structure fédérale du pays, qui compte au total douze autorités minières<sup>2</sup>. Le Bund ne joue qu'un rôle limité d'encadrement législatif, via la loi fédérale relative à l'extraction minière (Bundesberggesetz – BbergG). Les décrets d'application de cette loi (Bundesbergverordnung), ainsi que les exigences en matière environnementale, sont élaborés par chacun des 16 Länder, qui disposent d'une grande autonomie.

Exxon Mobil a débuté l'exploration des gisements de gaz de schiste de Basse-Saxe et de Rhénanie-Du-Nord-Westphalie en 2008. Sept forages d'exploration ont été réalisés en Basse-Saxe, pour un investissement total de 60 M€, dont un forage horizontal et un forage vertical avec fracturation hydraulique. A cette époque, personne ne semblait manifester d'intérêt ni d'opposition vis-à-vis de cette technologie. Le groupe affirme ne pas être en mesure d'évaluer, à ce stade, la rentabilité économique du gisement. L'autorité minière du Land de Basse-Saxe a conclu que les travaux d'Exxon Mobil, y compris la fracturation hydraulique, ne présentait aucun risque environnemental, dans la mesure où les précautions techniques étaient respectées.

Néanmoins en mars 2011, face à une montée des protestations, Exxon Mobil a suspendu ses travaux d'exploration sur une base volontaire, en attendant les conclusions d'une commission d'experts indépendants chargée d'évaluer les risques environnementaux de la technologie de fracturation hydraulique. Ces conclusions devraient être rendues à la fin de l'année 2011.

En parallèle, le gouvernement de Rhénanie-du-Nord-Westphalie (SPD-Verts) a décidé, en novembre 2011, de suspendre le traitement des demandes d'autorisation envisageant le recours à la fracturation hydraulique, en attendant les résultats d'un second rapport indépendant. Ce rapport sur les « risques liés à l'exploration et à l'exploitation de gaz non-conventionnels en Rhénanie-du-Nord-Westphalie et leur impact sur l'écosystème, en particulier sur les ressources en eau »<sup>3</sup> doit être rendu public d'ici l'été 2012. L'autorité minière poursuivra néanmoins le traitement des demandes d'autorisation si le pétitionnaire déclare qu'il n'envisage pas de recourir à la fracturation hydraulique.

Avec la montée du débat en Rhénanie-du-Nord-Westphalie, un certain nombre d'initiatives ont été portées sur le plan fédéral par les élus SPD et Verts, afin d'encadrer davantage les projets d'exploration et d'exploitation de gaz de schiste (cf. commentaires en fin d'étude).

### A) TECHNIQUE

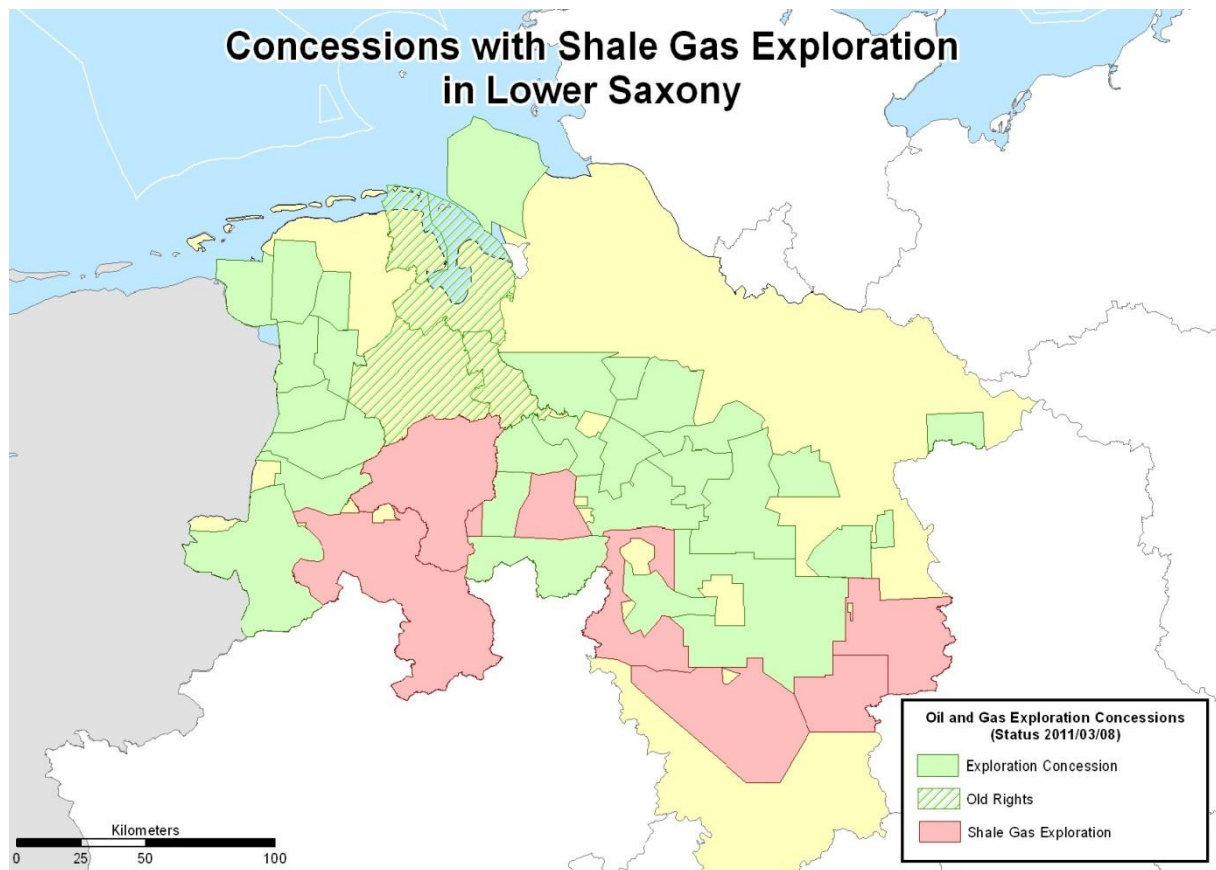
#### **Q1/-nombre de permis de recherche de gaz ou huile de schiste attribués (s'agit-il de permis d'exploration ou d'autorisations d'exploitation) ?**

**Basse-Saxe :** l'autorité minière de Basse-Saxe a délivré 8 concessions pour l'exploration de gisements de gaz de schiste. Des autorisations d'ouverture des travaux ont été attribuées à sept forages, dont un forage horizontal et un forage avec fracturation hydraulique (voir Q2).

---

<sup>2</sup> Les Länder de Basse-Saxe, Schleswig-Holstein, Brême et Hambourg disposent d'une seule autorité commune, tout comme les Länder de Berlin et de Brandebourg.

<sup>3</sup> L'institut chargé de réaliser ce rapport a été sélectionné fin septembre 2011 sur la base d'une procédure d'appel d'offre européen.



**Rhénanie-du-Nord Westphalie :** les autorités minières de Rhénanie-du-Nord Westphalie ont délivré 19 permis d'exploration commerciale pour des gisements de gaz non-conventionnels. Un permis d'exploration supplémentaire a été accordé à l'université d'Aachen (RWTH) pour des travaux de recherche. Une autorisation d'ouverture des travaux a été délivrée au forage du site Oppenwehe 1 (qui a été réalisé en 2008 par ExxonMobil). Exxon a également déposé une demande d'ouverture des travaux pour un forage exploratoire sur le site de Nordwalde Z1 (Münsterland). L'instruction du dossier est en cours.

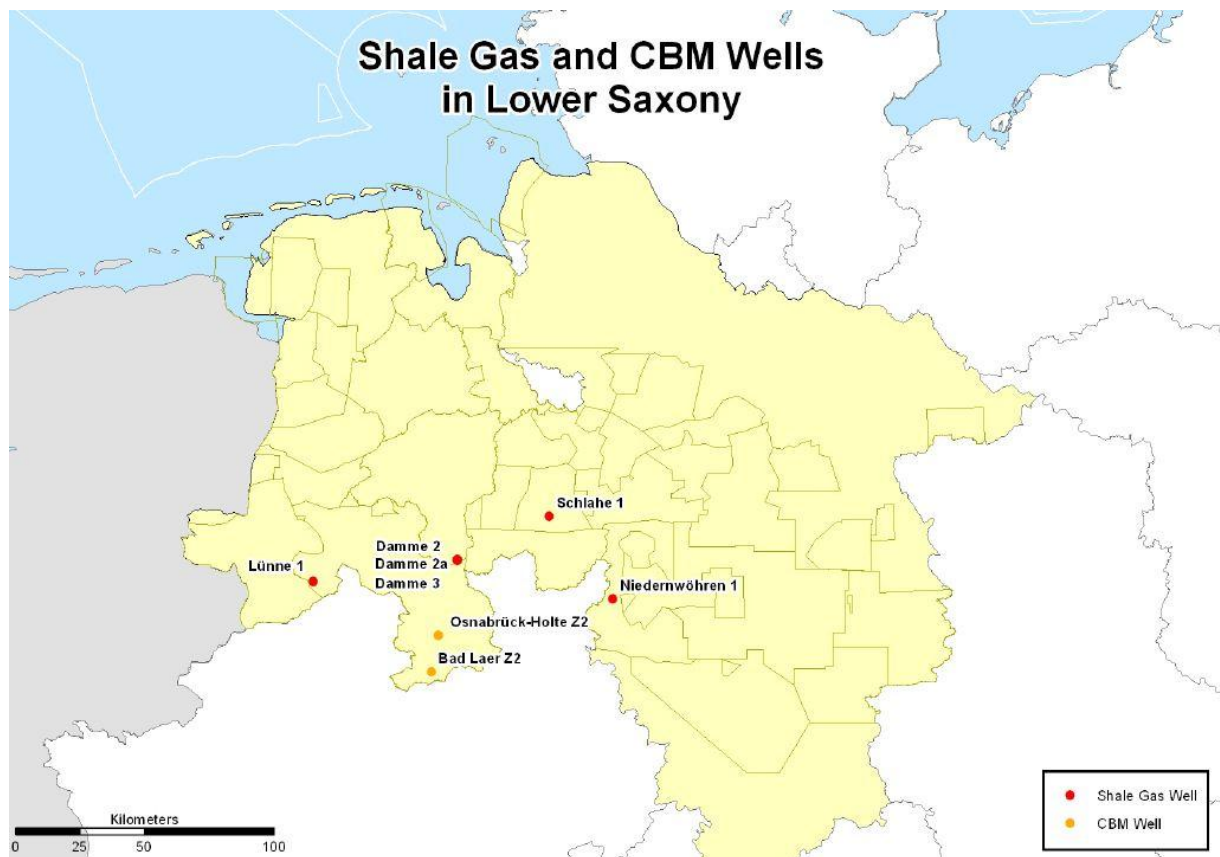
**Thuringe :** l'autorité minière a délivré deux permis d'exploration de gaz non-conventionnel. Elle a néanmoins refusé de délivrer les autorisations de forage (d'une profondeur de 2500 m), ceux-ci étant situés dans des zones où la ressource hydrique est protégée (Wasserschutzgebiete).

**Q2/-nombre et localisation générale de forages réalisés (s'agit-il de forages verticaux ? de forages verticaux avec extension horizontale ? de forages verticaux avec extensions horizontales multiples ? la fracturation hydraulique a-t-elle été utilisée dans tous ces forages)**

La technique de fracturation hydraulique a été employée depuis plusieurs décennies pour exploiter certains gisements conventionnels (dès 1955 dans le Schleswig Holstein et dès 1977 en Basse-Saxe). A partir des années 90, cette technique a également été employée pour extraire du gaz de réservoir compact (tight gas), notamment sur le site de Söhlingen (Basse-Saxe), où plusieurs forages horizontaux ont été réalisés. Au total, la fracturation hydraulique aurait déjà été employée plus d'une centaine de fois en Allemagne pour ces deux types de gisement (gaz conventionnel et tight gas).

Huit forages d'exploration de gaz de schiste ont été réalisés en Basse-Saxe par le groupe Exxon Mobil entre 2008 et 2011 (Damme 2, Damme 3, Niedernwöhren 1, Schlahe 1, Lünne 1/1a, Osnabrück-Holte Z2, Bad Laer Z2), dont un forage avec une extension horizontale (de 500 m) à Lünne. La fracturation

hydraulique a été utilisée uniquement sur le site de Damme 3 (frac vertical). Le groupe Exxon Mobil procède actuellement à l'analyse des résultats.



Par ailleurs, un forage vertical d'exploration (sans fracturation hydraulique) a été réalisé en Rhénanie-du-Nord-Westphalie (à Oppenwehe).

**Q3/-technique utilisée pour la fracturation hydraulique (que sait-on des améliorations techniques retenues – contrôle micro sismique, limitation des composés chimiques – pour maîtriser l'impact sur l'environnement et le réduire) ?**

Exxon Mobil et l'autorité minière de Basse-Saxe ont publié quelques informations sur la technique de fracturation hydraulique utilisée, notamment pour la fracturation du forage de Damme 3 (seul cas de fracturation hydraulique pour un gisement de gaz de schiste en Allemagne). Trois fracs verticaux ont été réalisés à 1100, 1400 et à 1500 mètres. Au total, 12 243 mètres cubes de fluide de fracturation ont été injectés (selon Exxon Mobil, chaque fracturation nécessite un volume de fluide compris entre 500 et 5000 mètres cubes). Ce fluide était composé à 95,2% d'eau, à 4,6% de sable et à 0,2% d'additifs chimiques (la composition exacte du fluide dépend des spécificités de chaque site). Le groupe Exxon a publié la liste des produits chimiques utilisés, dans le cadre de sa campagne de transparence (voir infra) : [http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/images/cm/chemikalien\\_damme.jpg](http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/images/cm/chemikalien_damme.jpg).

La pression hydraulique, qui a pu atteindre 700 bars, a permis de contrôler la taille de la fracturation, qui a atteint un maximum de 160 mètres dans le cas de Damme 3. Cette opération a été accompagnée d'une analyse de micro-sismicité (voir Annexe II pour la présentation des résultats).

Exxon Mobil cherche à substituer certains additifs chimiques, afin de minimiser leurs impacts sur l'environnement. Le groupe s'est fixé comme objectif de renoncer, d'ici quelques années, à l'utilisation de tous produits soumis à l'étiquetage.

**Q4/-existence ou absence d'incidents (« mini séismes », rejets, pollutions) ;**

Réponse commune aux questions Q4 et Q5.

**Q5/-s'il y a eu des incidents, quelles sont leur impact sur le public concerné et la réaction des autorités ?**

A la fin de l'année 2007, Exxon a découvert des fuites sur un pipeline servant à l'exploitation du gisement de gaz de Söhlingen en Basse-Saxe (gisement de gaz conventionnel et de gaz compact). Cet incident n'était toutefois pas lié à la fracturation hydraulique (bien que cette technologie ait été utilisée sur le site dans les années 1990). Le pipeline endommagé ne contenait pas de liquide de fracturation. Il n'empêche que cet incident, qui à l'époque était passé relativement inaperçu, a été médiatisé à partir du début de l'année 2011, dans un climat de montée des protestations contre le gaz de schiste. Des traces de mercure et de benzène ont été découvertes dans l'eau potable à proximité du gisement de gaz. Une enquête toxicologique, menée de manière indépendante, a révélé que deux habitants vivant à proximité du site avaient des taux de benzène excessivement élevés dans le sang. Bien que l'incident initial ait été signalé et que des mesures d'assainissement aient été prises, l'autorité minière a été critiquée, notamment par son ministère de tutelle, pour avoir agi de manière trop opaque et de manière insuffisamment réactive.

Aucun incident n'a eu lieu dans le cadre des forages d'exploration de gaz de schiste réalisés depuis 2008.

**B) REGLEMENTAIRE**

En Allemagne, la recherche et l'exploitation de ressources minières nécessitent deux types d'autorisations administratives :

- les **concessions d'exploration et d'exploitation** (Bergbauberechtigungen) donnent le droit au pétitionnaire d'effectuer les travaux (*elles correspondent aux titres miniers français*);
- les **autorisations des plans d'exploitation** (Betriebsplanzulassungen) sont délivrées, après que les services se sont assuré que l'exploitant entend respecter les biens (en particulier dans le cas de dégâts potentiels) et les personnes (*elles correspondent aux arrêtés préfectoraux d'ouverture des travaux*).

**Q6/- Y a-t-il systématiquement des enquêtes publiques et/ou une consultation des collectivités locales avant l'attribution de permis, puis au stade des réalisations de travaux. Si des consultations publiques existent, quelles sont leurs modalités ?**

Non. Les enquêtes publiques (Planfeststellungsverfahren) et les études d'impact environnementales (Umweltverträglichkeitsprüfung) ne sont pas systématiques. Elles sont conditionnées au dépassement de certains seuils<sup>4</sup>, par exemple, lorsque le volume d'extraction est supérieur à 500 000 mètres cubes de gaz naturel par jour.

L'autorité peut également décider de recourir à une enquête publique au cas par cas. Si cette option est retenue, une étude préliminaire succincte est réalisée, afin de déterminer s'il est nécessaire de recourir à une étude d'impact environnemental complète. Si la décision administrative estime qu'il n'est pas nécessaire de mener une étude d'impact complète, la procédure d'autorisation suit une démarche « traditionnelle », sans participation du public (seule la décision des autorités est rendue publique). Si les autorités imposent la réalisation d'une étude d'impact complète, l'enquête publique est rendue obligatoire.

---

<sup>4</sup> Ces seuils sont définis dans un décret spécifique (UVP-V Bergbau).

**Q7/-Y a-t-il eu, ou est-il envisagé, une forme de débat public, à l'échelon national ou régional, sur les gaz de schiste ?**

Face à la montée de l'opposition locale contre la fracturation hydraulique, Exxon Mobil a décidé de suspendre ses travaux d'exploration en novembre 2010, en attendant les conclusions d'un comité d'experts indépendants (financé par le groupe). Ces conclusions sont attendues pour fin 2011. Par ailleurs, une initiative de dialogue et de transparence, elle aussi financée par le groupe, a été mise en place afin de renouer le dialogue avec les acteurs locaux. Cette initiative met en réseau l'ensemble des parties prenantes (ExxonMobil, un comité scientifique indépendant, les groupements d'intérêts citoyens, les associations environnementales, les représentants des collectivités, les autorités environnementales,...), via une plateforme publique d'échange sur internet (<http://dialog-erdgasundfrac.de/>) et l'organisation de séances d'informations.

Dans un souci de transparence, le groupe a également décidé de publier un très grand nombre d'informations relatives aux projets d'exploration/exploitation de gaz non conventionnel en Basse-Saxe et en Rhénanie-du-Nord-Westphalie (<http://www.erdgassuche-in-deutschland.de>). En particulier, il a rendu public la composition chimique de certains fluides de fracturation utilisés<sup>5</sup>, en particulier pour la fracturation hydraulique du site de Damme 3<sup>6</sup>, ainsi que plusieurs plans d'ouverture des travaux (Betriebsplanunterlagen), notamment pour les forages de Lünne 1<sup>7</sup>. Le groupe espère que cette opération de communication, manifestement onéreuse, permettra d'apaiser la situation.

Si le débat public était jusqu'à présent local, il a pris une dimension politique en Rhénanie-du-Nord-Westphalie, où les autorités ont multiplié les séances d'information et d'auditions publiques. L'intensification du débat en Rhénanie-du-Nord-Westphalie a conduit un certain nombre d'élus SPD et Verts à déposer des initiatives sur le plan fédéral, pour renforcer le cadre réglementaire des projets d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste (voir commentaire en fin d'étude).

**Q8/-Quelle est la précision et l'intensité de l'encadrement réglementaire sur :**

- La localisation des forages: y a-t-il, en particulier, des contraintes ou interdictions spécifiques pour les forages réalisés dans des zones dont les paysages bénéficient d'une protection particulière, et/ou dans des zones où la ressource en eau potable (de surface ou souterraine) est considérée comme critique :

Les contraintes varient d'un Land à l'autre. Certains Länder interdisent totalement la réalisation des forages dans des zones protégées.

- la réalisation des forages, et en particulier leur tubage et leur cimentation (les contraintes réglementaires en la matière, si elles existent, s'inspirent-elles des évolutions réglementaires en cours aux Etats-Unis, ou s'appuient-elles sur une expertise technique nationale autonome ?) :

La Basse-Saxe, qui jouit d'une longue expérience dans l'exploitation d'hydrocarbures, a développé un décret relatif aux activités de forage profond (Tiefbohrverordnung), qui a servi de base à l'élaboration de législations similaires dans d'autres Länder (notamment en Rhénanie-du-Nord-Westphalie). Ce décret<sup>8</sup> contient les exigences réglementaires générales en matière de réalisation de forage et de surveillance (articles 18 à 32), les exigences spécifiques au forage d'exploitation (notamment en ce qui concerne les hydrocarbures, article 33 à 39) et les exigences en matière de tubage (article 49 à 55).

<sup>5</sup> [http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/hydraulic\\_fracturing/frac-fluessigkeiten/index.html](http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/hydraulic_fracturing/frac-fluessigkeiten/index.html)

<sup>6</sup> [http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/images/cm/chemikalien\\_damme.jpg](http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/images/cm/chemikalien_damme.jpg)

<sup>7</sup> <http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/kommunikation/betriebsplanunterlagen.html>

<sup>8</sup> ce décret peut être consulté ici (en allemand) : <http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/57493>

Conformément à ce décret, le forage doit être obligatoirement doté d'un tubage cimenté (article 19) et l'opération de cimentation doit être contrôlée et mesurée. La partie non-cimentée du forage doit être hermétiquement scellée. Par ailleurs, l'espace annulaire doit être doté de capteurs de pression.

Les contraintes en matière d'étanchéité du site de forage sont également précisées dans les « décrets des Länder relatifs aux installations entrant en contact avec des substances pouvant polluer les eaux » (Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen – VawS).

• l'utilisation et la pollution éventuelle de la ressource en eau : les prélèvements en eau sont-ils une préoccupation et sont-ils réglementés ? Les produits chimiques injectés lors de la fracturation sont-ils l'objet d'une réglementation précise ? Des règlements encadrent-ils les traitements des rejets et effluents et leur réinjection éventuelle dans le sous-sol ?

Pour chaque forage, les autorités minières des Länder vérifient, en concertation avec les agences des eaux, si l'utilisation de la ressource en eau exige une procédure d'autorisation particulière, en accord avec la loi fédérale sur l'approvisionnement en eau (Wasserhaushaltsgesetz – WHG) et ses décrets d'applications (notamment la Grundwasserverordnung – GrwV). Conformément à cette législation, le pétitionnaire doit obtenir une autorisation spécifique, délivrée par les agences des eaux, lorsque le forage conduit à l'injection de substances dans ou à travers les nappes phréatiques (article 9, alinéa 1 de la loi WHG). Cette autorisation est délivrée uniquement s'il est garanti que les travaux n'auront pas d'incidence négative sur l'état des eaux (article 48, alinéa 1 de la loi WHG). Aucun critère ni seuil précis n'ont pourtant été définis par la législation (un projet de décret d'application était prévu par la loi mais il n'a jamais abouti). Les agences des eaux (régionales et ou locales) traitent donc les dossiers sans possibilité de se référer à un cadre juridiquement contraignant sur le plan fédéral.

Le réinjection éventuelle dans le sous-sol est réglementée de la même manière, les autorisations étant accordées uniquement s'il est garanti que les travaux n'auront pas d'incidence négative sur l'état des eaux (article 48, alinéa 1 de la loi WHG).

Les autorisations de rejets et de retraitement des fluides injectés sont délivrées uniquement si la quantité et la toxicité des effluents sont réduites au maximum, conformément à l'état des connaissances scientifiques et techniques (référentiels techniques de la fédération allemande du secteur de l'eau DVGW-Arbeitsblätter W 115 et W 116).

Les produits chimiques injectés doivent être en conformité avec les directives européennes sur les produits chimiques (REACH et GHS/CLP).

• la réalisation de la fracturation elle-même (un suivi, par exemple en micro sismique, est-il prévu par la réglementation ?) :

Avant de procéder à la fracturation hydraulique, l'opérateur modélise le procédé et calcule les paramètres physiques ciblés (vitesse d'injection du fluide, pression, volume, taux et quantité des additifs chimiques et du sable, température du fluide), afin de s'assurer que la fracturation se déroulera sans incident. Les résultats de ces simulations sont remis aux autorités. Pendant la fracturation hydraulique, l'opérateur doit s'assurer que les valeurs ciblées sont bien respectées. L'autorité minière, qui est responsable de la surveillance de l'exploitation et du forage, peut procéder à des vérifications ou mesures sur site. En particulier, la fracturation du site de Damme 3 a été suivie en micro sismique (voir présentation des résultats de l'étude en Annexe II).

**Q9/-à quel échelon (national, régional, commune) se traite la prévention des nuisances (la circulation des camions, l'utilisation de terrains et des voies d'accès à ces terrains, le bruit) ?**

La prévention des nuisances se traite au niveau des Landkreis (collectivité locale).



**Commentaires éventuels :**

La politisation du débat en Rhénanie-du-Nord-Westphalie a conduit certains élus SPD et Verts à déposer des initiatives sur le plan fédéral relatives à la fracturation hydraulique. Ces initiatives visent à renforcer les précautions en matières environnementales, la transparence des procédures d'autorisation et la consultation du public :

1. Le gouvernement du Land de Rhénanie-du-Nord-Westphalie a déposé un projet de loi au Bundesrat (chambre haute du parlement fédéral) visant à renforcer les exigences en matière d'études d'impact environnemental pour les projets d'exploration/exploitation de gaz. Aujourd'hui, ces études d'impact sont obligatoires uniquement pour les projets visant l'extraction d'au moins 500 000 mètres cubes de gaz naturel par jour. Le projet de loi prévoit d'élargir le périmètre des études d'impact (avec enquête publique) :
  - à tous les projets de forage profond avec fracturation hydraulique,
  - aux autres projets de forage profond, pour lesquels les résultats d'une étude préliminaire exigée par l'autorité minière (conformément aux dispositions de la loi fédérale UVPG (Umweltverträglichkeitsprüfung Gesetz)) a jugé nécessaire de mener une étude d'impact complète,
  - aux projets qui envisagent de relier trois sites de forage ou plus par des pipelines.

Par ailleurs, le projet de loi envisage de rendre obligatoire les études d'impact non seulement pour les projets d'extraction (comme c'est le cas aujourd'hui), mais également pour les projets d'exploration.

Dans une lettre adressée au ministre fédéral de l'Environnement, le ministre de l'Economie de Basse-Saxe, Jörg Bode (FDP), s'est opposé à ce projet, jugeant inutile de généraliser les études d'impact pour l'ensemble des projets utilisant la fracturation hydraulique. Rappelant que cette technique était utilisée depuis 35 ans en Basse-Saxe, il a jugé que les études d'impact devaient être renforcées uniquement pour les projets présentant des risques environnementaux importants.

2. Le parti socialiste (SPD) a également déposé une requête au Bundestag le 21 novembre, visant à réformer le droit minier, afin de renforcer, d'une part, la transparence et le rôle accordé à la consultation du public et, d'autre part, les exigences environnementales des projets d'exploration et d'exploitation de gaz non-conventionnels. Cette requête prévoit notamment:
  - de renforcer l'information donnée au public, aux collectivités et aux autorités en charge des eaux, et ceci à partir du moment où une demande de concession d'exploration est déposée auprès de l'autorité minière ;
  - d'imposer une étude d'impact, avec concertation du public, pour les projets d'exploration et d'exploitation de gaz non-conventionnel avec fracturation hydraulique ;
  - d'intégrer davantage les avis des autres autorités compétentes lors des procédures d'autorisation, notamment les agences de l'eau (Wasserbehörden, qui ne bénéficient aujourd'hui que d'une obligation d'information);
  - de faire de la préservation de l'eau potable un facteur prioritaire lors des décisions d'autorisation ;
  - de rendre publique la composition du fluide de fracturation ;
  - d'interdire la facturation dans certaines zones sensibles en eau.
3. Par ailleurs, le ministère fédéral de l'Environnement a lancé un appel d'offre pour la réalisation d'une étude sur l'impact environnemental de la technologie de fracturation hydraulique, dont les résultats devront être remis en mai 2011.

## POLOGNE

### Éléments locaux de contexte :

#### A) TECHNIQUE

#### **Q1/-nombre de permis de recherche de gaz ou huile de schiste attribués (s'agit-il de permis d'exploration ou d'autorisations d'exploitation) ?**

A la date du 1<sup>er</sup> novembre 2011, le Ministère polonais de l'Environnement a délivré au total 106 concessions pour *la recherche et l'exploration de gisements d'hydrocarbures* (tous types confondus, aussi bien gaz et pétrole conventionnels que gaz et pétrole non conventionnels). Parmi ces concessions seules 17 portent exclusivement sur la recherche et l'exploration de gaz non conventionnel, dont 2 concessions concernent uniquement la recherche de gaz de sables colmatés - « tight gas ». Même si la majorité des concessions permettent la recherche d'hydrocarbures indépendamment de type de gisements, elles ont été demandées dans un but principal d'explorer les ressources potentielles de gaz de schiste en Pologne. Aucune concession d'exploitation n'a été délivrée à ce jour pour le gaz non conventionnel.

#### **Q2/-nombre et localisation générale de forages réalisés (s'agit-il de forages verticaux ? de forages verticaux avec extension horizontale ? de forages verticaux avec extensions horizontales multiples ? la fracturation hydraulique a-t-elle été utilisée dans tous ces forages)**

Selon les données du Ministère de l'Environnement les sociétés détentrices des concessions d'exploration ont réalisé au 1<sup>er</sup> novembre 2011 14 forages, dont 4 avec extension horizontale. Le processus de fracturation hydraulique a été réalisé sur 5 forages (données de la Direction Générale de la Protection de l'Environnement en date du 25 novembre 2011).

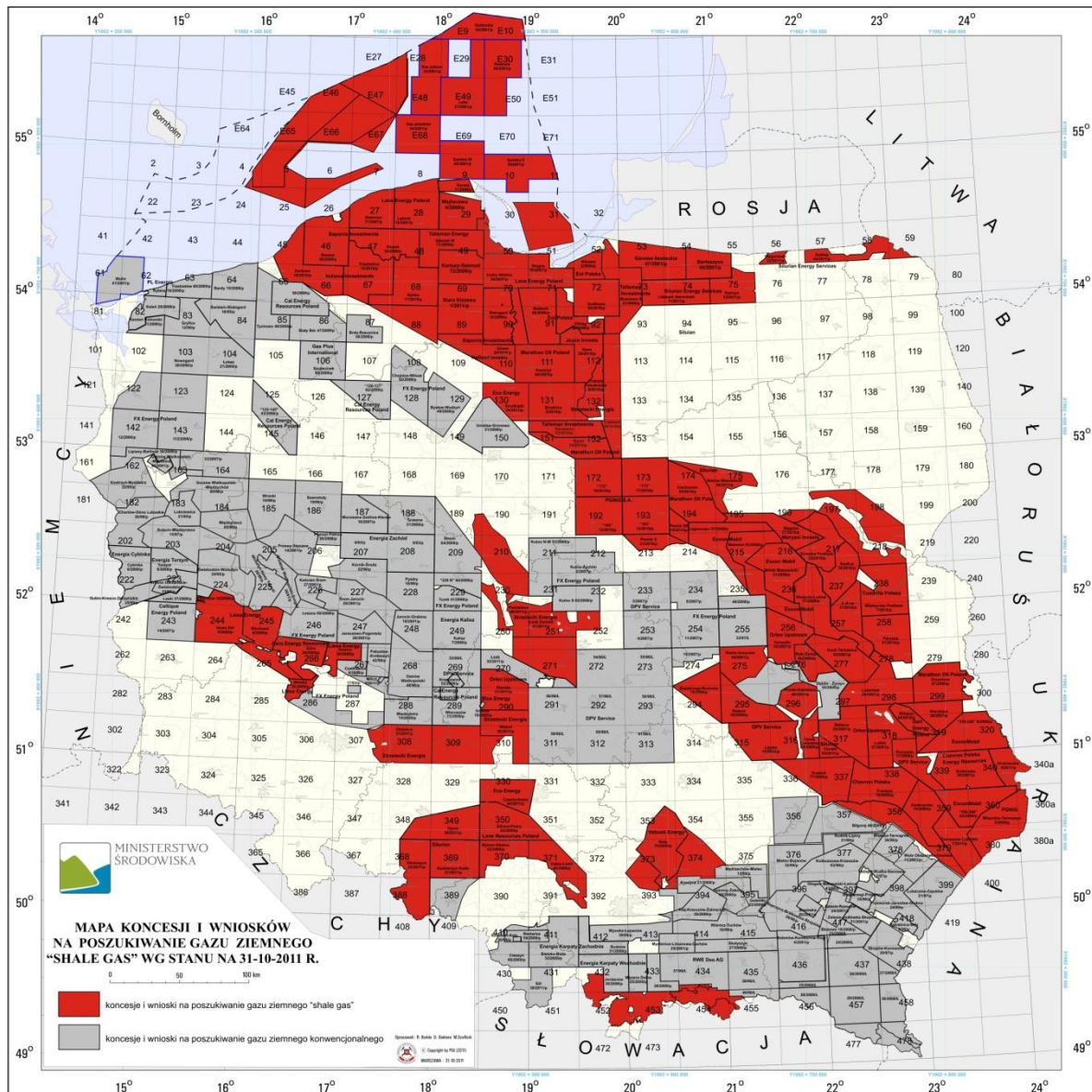
La société *3Legs Resources*, en commun avec *Conoco Phillips*, a effectué sur le site de Łebień près de Łębork en Poméranie (nord du pays) un forage vertical avec extension horizontale et a réalisé le processus de fracturation hydraulique qui s'est avéré concluant. Les prochains travaux de forage et de fracturation hydraulique sur ce site auront lieu au printemps 2012.

La société *Exxon Mobil* a également réalisé la fracturation hydraulique sur sa concession dans la région de Lublin (est du pays). Trois autres fracturations hydrauliques ont été réalisées par *Aurelian Gaz*, *BNK Petroleum* et *Talismann Energy*.

Le Ministère polonais du Trésor a préparé un plan d'action afin d'accélérer la recherche de gaz de schiste par les groupes contrôlés par l'Etat : *PGNiG* et *Orlen*. D'après le plan, ces deux groupes devraient effectuer d'ici 2014 au moins 65 forages chacun.

A terme, le Ministère mise sur 200 forages/an entre 2014-2020 et 1000 forages/an après 2020.

La carte ci-dessous présente les terrains pour lesquels les concessions de recherche ont été délivrées (en rouge). Les sites jugés les plus prometteurs sont la Poméranie (nord du pays) et la région de Lublin (est du pays). C'est en Poméranie que la majorité de forages ont eu lieu.



**Q3/-technique utilisée pour la fracturation hydraulique (que sait-on des améliorations techniques retenues – contrôle micro sismique, limitation des composés chimiques – pour maîtriser l'impact sur l'environnement et le réduire) ?**

Les fracturations hydrauliques réalisées ont été précédées d'un contrôle micro-sismique. Par ailleurs, les autorités polonaises ont confié à l'Académie Polonaise des Sciences les travaux de vérification du danger sismique potentiel lors des travaux de recherche de gaz non conventionnel. Il s'est révélé que ce risque était quasi inexistant, bien moindre que celui lié à l'exploitation de gisements de charbon ou de minerais de métaux.

Par contre, aucune information n'est disponible à propos de la quantité et de la composition des produits chimiques utilisés. Les données à ce sujet sont confidentielles et ne sont connues que par le Ministère de l'Environnement qui délivre les concessions d'exploration.

Il est prématuré d'évoquer des améliorations des techniques de fracturation utilisées, car le nombre de facturation est encore insignifiant. Dans un premier temps, les techniques américaines et canadiennes seront utilisées en Pologne, car elles sont les plus avancées.

**Q4/-existence ou absence d'incidents (« mini séismes », rejets, pollutions) :**

Aucun incident n'a été noté à ce jour. Le traitement des rejets a été confié à la société *Véolia Solutions & Technologies Pologne* (réalisé grâce à une station d'épuration mobile).

**Q5/-s'il y a eu des incidents, quelles sont leur impacts sur le public concerné et la réaction des autorités ?**

Bien qu'il n'y ait pas eu d'incident, des habitants des régions où les travaux de recherche ont eu et ont lieu se plaignent fréquemment du bruit. Une partie des Polonais craint également la pollution de l'eau potable et, plus généralement, une dégradation de l'environnement naturel, notamment dans des zones touristiques du nord du pays (Poméranie). Une éventuelle perte de touristes à cause des travaux de forage rend certaines collectivités de la Poméranie hostiles à l'exploitation de gaz de schiste sur leur territoire.

Néanmoins, globalement, les Polonais demeurent favorables en majorité à l'exploration et l'exploitation de gisements de gaz non conventionnel. D'après le sondage réalisé début septembre 2011, 74% des Polonais sont d'avis que l'Etat devrait investir dans l'exploitation de gaz de schiste. 80% estiment que l'exploitation de gaz de schiste renforce la sécurité énergétique du pays, 42% n'y voient pas de danger pour l'environnement ni pour la santé humaine et 74% souhaitent que l'exploitation de gaz de schiste soit confiée uniquement aux sociétés locales.

Il est toutefois à noter que l'absence d'une campagne d'information au niveau national laisse une place considérable aux actions de mouvements « écologistes » qui parcourent le pays et présentent à la population des informations, sur la grande nocivité de l'exploitation de gaz de schiste. En absence d'une politique d'information structurée dans ce domaine des craintes stimulées par de nombreuses informations circulant sur internet peuvent jouer en défaveur du programme d'exploration de gaz non conventionnel.

La réaction des autorités consiste pour l'instant en publications de démentis et en intensification des inspections sur sites afin de vérifier si toutes les dispositions de la législation environnementale sont respectées.

**B) REGLEMENTAIRE****Q6/- Y a-t-il systématiquement des enquêtes publiques et/ou une consultation des collectivités locales avant l'attribution de permis, puis au stade des réalisations de travaux. Si des consultations publiques existent, quelles sont leurs modalités ?**

Il n'y a pas d'enquêtes publiques systématiques et les consultations des populations locales sont réalisées lors de l'établissement d'évaluations environnementales exigées pour l'obtention d'une décision administrative sur les conditions environnementales d'exécution des travaux d'exploration. L'évaluation environnementale occupe une place importante au sein de cette procédure et intervient avant la délivrance d'une concession ou d'une autorisation de travaux géologiques ou miniers. Elle détermine dans une large mesure l'obtention ou le refus de la concession.

La participation du public à cette procédure est régie par la loi du 3 octobre 2008 sur l'accès à l'information sur l'environnement et sa protection, sur la participation de la société à la protection de l'environnement et sur les études d'impact environnemental. Elle intervient au moment du lancement par l'organe administratif compétent de la procédure d'évaluation environnementale. L'organe qui établit l'évaluation environnementale informe le public de la procédure en cours et met à sa disposition la demande de délivrance de la décision sur les conditions environnementales, accompagnée de l'étude d'impact environnemental. Il fixe aussi les modalités et le lieu de dépôts d'opinions et d'observations. La loi prévoit un délai de 21 jours pour la collecte de ces opinions.

Dans la décision sur les conditions environnementales établie suite à l'évaluation environnementale réalisée, l'organe administratif est tenu d'informer la population locale de la tenue de la consultation publique et de ses résultats. Le public doit aussi être informé de la délivrance ou du refus de la

décision sur les conditions environnementales. Dans la décision, il est expliqué quelles opinions du public ont été prises en compte et quelles autres ont été rejetées et pourquoi.

Hormis cette procédure les investisseurs (détenteurs de concessions d'exploration), en commun avec les autorités locales, organisent souvent des réunions d'information lors du commencement des travaux de recherche pour expliquer le déroulement de l'opération et calmer des craintes des habitants concernés.

**Q7/-Y a-t-il eu, ou est-il envisagé, une forme de débat public, à l'échelon national ou régional, sur les gaz de schiste ?**

Les autorités polonaises sont conscientes de la nécessité de procéder à un débat public au niveau national et se proposent de recourir à une grande campagne d'information sur le gaz de schiste, tout comme celle qui sera réalisée à propos de la construction d'une centrale nucléaire. Néanmoins, elles ont pris du retard par rapport aux adversaires du gaz de schiste, les organisations écologiques étant déjà assez présentes en Pologne et parcourant le pays en suscitant des craintes légitimes de la population. Les autorités polonaises se réjouissent aussi de l'initiative du Parlement européen qui a adopté un projet de lancement d'une campagne d'information sur le gaz de schiste. La Commission européenne organisera un appel d'offres pour trouver une société qui en sera chargée. Dans le budget européen pour 2012 le montant de 200 000 EUR a été réservé à ce projet. La campagne sera menée dans toutes les régions où des gisements de gaz de schiste sont potentiellement présents.

Par ailleurs, il faut mentionner le lancement début novembre 2011 d'un cycle de débats sur le gaz de schiste organisé par la députée polonaise au Parlement Européen – prof. Lena Kolarska-Bobińska. Les débats sont organisés dans les communes des régions concernées par les concessions d'exploration délivrées. Y prennent part des experts et des populations locales.

**Q8/-Quelle est la précision et l'intensité de l'encadrement réglementaire sur:**

- **la localisation des forages: y a-t-il, en particulier, des contraintes ou interdictions spécifiques pour les forages réalisés dans des zones dont les paysages bénéficient d'une protection particulière, et/ou dans des zones où la ressource en eau potable (de surface ou souterraine) est considérée comme critique;**

Chaque cas est considéré séparément ; pour les zones pour lesquelles les forages présentent un risque particulier la décision sur les conditions environnementale n'est pas délivrée ce qui entraîne le refus de la concession.

- **la réalisation des forages, et en particulier leur tubage et leur cimentation<sup>1</sup> (les contraintes réglementaires en la matière, si elles existent, s'inspirent-elles des évolutions réglementaires en cours aux Etats-Unis, ou s'appuient-elles sur une expertise technique nationale autonome?);**

La réalisation de forages s'appuie sur une expertise technique nationale. Seule la réalisation d'opérations de fracturation hydraulique n'est pas encore maîtrisée par les sociétés polonaises.

- **l'utilisation et la pollution éventuelle de la ressource en eau: les prélèvements en eau sont-ils une préoccupation et sont-ils réglementés? Les produits chimiques injectés lors de la fracturation sont-ils l'objet d'une réglementation précise? Des règlements encadrent-ils les traitements des rejets et effluents et leur réinjection éventuelle dans le sous-sol?**

---

<sup>1</sup> « casing and cementing »

Des prélèvements en eau sont réalisés régulièrement. En ce qui concerne les substances chimiques utilisées lors des opérations de fracturation, le Ministère de l'Environnement (le seul à en connaître la composition) vérifie si elles ne sont pas interdites dans l'UE. La législation sur la gestion de l'eau détermine les modalités d'obtention de l'autorisation pour le prélèvement en eau en quantités nécessaires. Sans cette autorisation la fracturation n'est pas possible.

Le traitement des rejets est réglé par la législation sur l'alimentation en eau et le traitement des eaux usées. Une épuration des eaux usées provenant de l'opération de la fracturation est exigée. Les autorités polonaises vont aussi modifier les dispositions de la loi sur l'approvisionnement en eau de manière à obliger les concessionnaires à réaliser les analyses de l'eau potable sur leurs sites non seulement au cours et après les travaux réalisées, dont après la fracturation hydraulique, mais également avant le commencement des travaux afin de prévenir des éventuelles accusations sur la pollution de la nappe aquatique. Certains concessionnaires, dont Orlen, PGNiG, Chevron ont déjà procédé à un suivi régulier de la qualité de l'eau sur leurs concessions. Ces analyses sont confiées à des spécialistes indépendants des universités et des instituts de recherche.

• **la réalisation de la fracturation elle-même (un suivi, par exemple en micro sismique, est-il prévu par la réglementation?);**

Il n'existe aucune réglementation spécifique relative à la fracturation hydraulique. Le suivi ex-post est réalisé d'abord par l'investisseur – détenteur de la concession et ensuite contrôlé par les inspecteurs régionaux de la protection de l'environnement.

**Merci de bien vouloir préciser les références des normes/référentiels techniques imposées ou d'usage pour la réalisation des forages d'hydrocarbures de schiste.**

Il n'existe pas de normes spécifiques pour des forages d'hydrocarbures de schiste. On procède comme dans le cas de forages classiques.

Les autorités polonaises déclarent que la législation environnementale actuelle, conforme aux directives européennes, suffit tout à fait pour préserver l'environnement d'éventuels effets nocifs accompagnant l'exploitation de gaz de schiste. En effet, la fracturation de roches à la profondeur de presque 3 km ne pourrait aucunement provoquer la pollution de l'eau souterraine utilisée par la population, car cette nappe s'étend à la profondeur n'excédant pas 500 m. Les dispositions en vigueur en matière de protection de l'environnement permettent de mener à bien les travaux de recherche sans avoir d'impact négatif sur l'environnement naturel.

Toutes les contraintes et les obligations du concessionnaire sont décrites dans la décision sur les conditions environnementales qui doit obligatoirement précéder l'obtention de la concession et définit en détail, entre autres :

- les conditions de l'exercice de l'activité d'exploration de manière à minimaliser son impact sur l'environnement, sur le patrimoine historique et sur la population voisine ;
- les travaux à effectuer obligatoirement afin de minimaliser un impact négatif sur l'environnement ;
- les exigences en matière de prévention des risques industriels;
- les exigences imposées par d'autres organes administratifs concernés (directions régionales de la gestion de l'eau, Institut National d'Hygiène, directions des offices maritimes ou des forêts nationales s'il y a lieu) ;
- les démarches et opérations à réaliser après l'arrêt des travaux de manière à restituer au maximum l'état de l'environnement d'avant les travaux.

**Q9/-à quel échelon (national, régional, commune) se traite la prévention des nuisances (la circulation des camions, l'utilisation de terrains et des voies d'accès à ces terrains, le bruit) ?**

La prévention des nuisances se traite au niveau régional en ce qui concerne la protection de l'environnement (eau, bruit) et au niveau de la commune en ce qui concerne l'utilisation de terrains et de voies d'accès, les déchets et la circulation de véhicules. Pour l'instant, avec un nombre très modeste de fracturations hydrauliques réalisées, toutes les questions précisant la répartition du monitoring des nuisances entre la commune et les services concernés du niveau régional ne sont pas définitivement fixées. La répartition de ces tâches peut évoluer.

**Commentaires éventuels :**

Les autorités polonaises se rendent compte des problèmes que la recherche et notamment la future exploitation de gaz de schiste pourraient provoquer. Elles s'approprient à rédiger une feuille de route pour la mise en place des instruments nécessaires pour développer l'exploitation à l'échelle industrielle. Convaincues de la suffisance de l'actuelle législation environnementale, elles ne prévoient pas d'intervenir sur les questions techniques, ni sur la mise en place des normes spécifiques pour la fracturation hydraulique. Par contre elles sont en train d'élaborer un projet de loi qui déterminera les taxes et impôts à payer sur l'exploitation de gaz de schiste (les travaux sont confiés à un groupe de travail issu de l'équipe interministérielle ayant rédigé la « Politique énergétique de la Pologne à l'horizon 2030 »), les modalités d'acquisition de terrains, le développement des infrastructures de manière à permettre le transport et la distribution du gaz exploité, les procédures d'importation d'équipements de forage en provenance des pays hors l'UE et la création de centres de recherche vouées à développer des technologies d'exploitation du gaz non conventionnel.

**ROYAUME-UNI****Q1/-nombre de permis de recherche de gaz ou huile de schiste attribués (s'agit-il de permis d'exploration ou d'autorisations d'exploitation) ?**

Au Royaume-Uni, les licences de prospection sont attribuées via des « Rounds » de consultation, sans distinction du type de combustible recherché (conventionnel ou non, cf. Partie B / Réglementaire). Cette licence offre à un opérateur un droit d'exclusivité pour les étapes ultérieures (notamment, dans le cas des *Onshore Rounds*<sup>2</sup> : acquisition foncière, autorisation de l'autorité de planification, de l'autorité du charbon en cas présence de couche de charbon, de l'agence de l'environnement, du ministère de l'énergie, de l'autorité de sûreté et santé).

Actuellement, seuls deux opérateurs disposent d'une autorisation de réaliser un forage d'exploration pour le gaz de schiste, attribuée par le ministère de l'énergie et du changement climatique (*Department for Energy and Climate Change* – DECC), dans un seul but prospectif à ce stade. Il s'agit de *Cuadrilla Ressources* pour trois puits, et *UK Methane* pour deux puits. Voici le détail :

<i>Well Name</i>	<i>Company</i>	<i>Location</i>
Preese Hall 1	Cuadrilla	Poulton-le-Fylde, Lancashire
Grange Hill 1	Cuadrilla	Poulton-le-Fylde, Lancashire
Beconsall 1	Cuadrilla	Banks, Lancashire
Banwen 1	UK Methane	Neath, South Wales
St Johns 1	UK Methane	Maesteg, South Wales

En revanche, aucun permis d'exploitation n'a encore été accordé.

Lors du 26<sup>ème</sup> *Round Offshore* de 2010, certaines zones situées à proximité des côtes ont été identifiées comme propices à la prospection du gaz de schiste. Les autorisations de recherche ou d'exploitation ont cependant été différées, en vue d'établir les évaluations imposées par les directives européennes (habitats, oiseaux), s'agissant de zones protégées. Aucun permis de recherche ni d'exploitation de gaz de schiste n'est ainsi accordé en offshore pour l'instant.

**Q2/-nombre et localisation générale de forages réalisés (s'agit-il de forages verticaux ? de forages verticaux avec extension horizontale ? de forages verticaux avec extensions horizontales multiples ? la fracturation hydraulique a-t-elle été utilisée dans tous ces forages)**

Comme mentionné dans la première question, les opérateurs *Cuadrilla Ressources* et *UK Methane* disposent respectivement chacun d'une autorisation de forage pour **trois** et **deux** puits.

<sup>2</sup> Lors des précédents *Rounds* (nous sommes actuellement dans le processus du 14<sup>ème</sup> Round Onshore), des licences d'exclusivité ont ainsi été attribuées à divers opérateurs visant explicitement le gaz de schiste ou non (cf. résultats sur <https://www.og.decc.gov.uk/information/onshore.htm>)



**Localisation des 5 licences d'exploration accordées :**



NOM DU Puits	OPERATEUR	East	North	Longitude Degree	Longitude Minute	Longitude Second	Latitude Degree	Latitude Minute	Latitude Second
BANWEN 1	U.K. METHANE Ltd	287543	209279	3	37	47.971W	51	46	13.524N
ST JOHNS 1	U.K. METHANE Ltd	287543	191698	3	37	27.566W	51	36	44.622N
BECONSALL 1	CUADRILLA RESOURCES Ltd	340636	422976	2	53	57.380W	53	41	58.629N
GRANGE HILL 1Z	CUADRILLA RESOURCES Ltd	339181	438941	2	55	28.054W	53	50	34.566N
PREESE HALL 1	CUADRILLA RESOURCES Ltd	337532	436627	2	56	56.576W	53	49	19.006N

Source : DECC ([https://www.og.decc.gov.uk/upstream/licensing/onshore\\_10th/basic\\_onshore\\_info.htm](https://www.og.decc.gov.uk/upstream/licensing/onshore_10th/basic_onshore_info.htm)).

L'autorisation de fracturation hydraulique a été seulement accordée à Cuadrilla Resources pour 2 puits (Preese Hall 1 et Grange Hill 1). Cuadrilla Resources a opté pour un forage vertical, en combinaison avec la fracturation hydraulique. En revanche, aucune demande de fracturation hydraulique n'a été déposée par UK Methane, dont les travaux se concentreront sur des recherches et simulations en laboratoire.

**Q3/-technique utilisée pour la fracturation hydraulique (que sait-on des améliorations techniques retenues – contrôle micro sismique, limitation des composés chimiques – pour maîtriser l'impact sur l'environnement et le réduire) ?**

*Cuadrilla Resources Ltd* est le seul opérateur à avoir demandé et obtenu l'autorisation d'utiliser la technique de la fracturation hydraulique. Il s'agit de la première expérimentation *in situ* de cette technique au Royaume-Uni. L'opération menée est décrite sur le site internet de Cuadrilla (<http://www.cuadrillaresources.com/what-we-do/technology/hydraulic-fracturing/>).

Par ailleurs, les techniques de protection de puits mises en œuvre pour le forage de Preese Hall 1 figurent dans le document « *Wellbore Integrity – Cuadrilla Land Based Wells* », téléchargeable sur : <http://www.cuadrillaresources.com/cms/wp-content/uploads/2011/10/Wellbore-Integrity—Cuadrilla-Land-Based-Wells.pdf>.

Suite aux petits séismes de faible magnitude observés dans la zone de Preese Hall (*cf.* Question 4), Cuadrilla Ressources a commandé un rapport géotechnique qu'il a remis au DECC le 2 novembre 2011. L'entreprise s'est engagée à suivre les recommandations du rapport et en demander une revue par les pairs. Parmi les recommandations pour identifier et minimiser le risque sismique, figurent la surveillance des mouvements, l'évitement des failles et le relâchement de la pression en cas d'événement sismique de magnitude supérieure à 1,7. Le comité parlementaire sur l'énergie et le changement climatique, favorable à un développement encadré de l'activité, a déclaré que des techniques similaires fonctionnaient avec succès en Allemagne et aux Pays-Bas.

Lien vers le rapport publié le 2 novembre 2011 : [http://www.cuadrillaresources.com/cms/wp-content/uploads/2011/11/Final\\_Report\\_Bowland\\_Seismicity\\_02-11-11.pdf](http://www.cuadrillaresources.com/cms/wp-content/uploads/2011/11/Final_Report_Bowland_Seismicity_02-11-11.pdf).

Concernant le contrôle des composés chimiques, l'*Environment Agency* veille au respect des exigences réglementaires. Son rapport du 3 novembre 2011 ([http://www.environment-agency.gov.uk/static/documents/Business/Flow\\_back\\_water\\_analysis\\_011111.pdf](http://www.environment-agency.gov.uk/static/documents/Business/Flow_back_water_analysis_011111.pdf)), examinant les reflux d'eau sur les six premiers mois d'activité, montre des résultats conformes aux attentes (*cf.* Q4).

La composition chimique du liquide employé par Cuadrilla pour la fracturation (plus de 99,6% d'eau douce et de sable) fait l'objet d'une attention particulière de la part des autorités qui ont rappelé que, contrairement à la situation aux Etats-Unis, l'opérateur est dans l'obligation de fournir la composition détaillée du liquide de fracturation hydraulique.

L'opération de Cuadrilla Resources étant pour l'instant unique et limitée à des fins d'exploration, elle n'est soumise à ce stade à aucune recommandation spécifique au gaz de schiste (*cf.* Q8, et le guide de recommandations de l'agence *Health and Safety Executive* (HSE, organisme d'inspection compétent en matière de santé et de sécurité) : <http://www.hse.gov.uk/pubns/priced/172.pdf>)

#### **Q4/-existence ou absence d'incidents (« mini séismes », rejets, pollutions) ;**

Deux faibles séismes ont été détectés dans la zone de forage de Preese Hall 1, le 1<sup>er</sup> avril et le 27 mai 2011. Bien que le *British Geological Survey* (équivalent du BRGM) ait déclaré que ces séismes, de magnitudes 2,3 et 1,5, étaient « insignifiants, même selon les normes britanniques », Cuadrilla Resources a dû arrêter ses opérations à la suite du deuxième incident afin d'établir le lien entre les activités de prospection et les séismes occasionnés.

Un rapport d'étude géotechnique commandé sur ce sujet (« *The Geo-mechanical Study of Bowland Shale Sismicity* », téléchargeable sur le site : <http://www.cuadrillaresources.com/news/news>) a été rendu le 2 novembre 2011, établissant un lien « très probable » entre la fracturation et les séismes, résultant d'une combinaison de différents facteurs négatifs (géologie inhabituelle couplée à forte pression des injections d'eau). Le rapport a également conclu que si un séisme devait être déclenché à l'avenir, il ne dépasserait pas une magnitude de 3 sur l'échelle de Richter dans le scénario le plus défavorable. Il a enfin préconisé de prendre des dispositions de prévention et de détection précoce, similaires à celles mises en œuvre en Allemagne et aux Pays-Bas.

Aucun incident de pollution de l'eau n'a été signalé à ce stade. L'agence britannique de l'environnement (*Environment Agency*) a publié les résultats de son analyse des eaux de reflux issues de la fracturation hydraulique de Presse Hall 1. Elles contiennent uniquement les substances chimiques attendues et « naturellement présentes » dans la couche forée : taux élevés de sodium, chlorure, bromure, fer, ainsi que des taux plus élevés de plomb, magnésium et zinc comparés aux niveaux

présents dans l'eau injectée. Une radioactivité naturelle a également été détectée, équivalente aux niveaux trouvés dans une roche granitique. Les reflux d'eau (*flow back water*) ont été stockés et transférés dans l'usine de traitement des eaux usées de Davyhulme<sup>3</sup>.

### **Q5/-s'il y a eu des incidents, quels sont leurs impacts sur le public concerné et la réaction des autorités ?**

Le public et les médias ont réagi assez vivement aux événements sismiques. Ces incidents ont renforcé la portée de la voix des opposants à l'exploration de gaz de schiste, craignant de voir le développement des énergies renouvelables en pâtir.

Dans un rapport important publié en mai 2011 (consultable sur le site : <http://www.parliament.uk/business/committees/committees-a-z/commons-select/energy-and-climate-change-committee/news/new-report-shale-gas/>), l'influent comité parlementaire sur l'énergie et le changement climatique a établi que la recherche de gaz de schiste était une opportunité incontestable pour le Royaume-Uni.

Cette position a été relayée par le gouvernement, qui a adopté à cette occasion un discours prudent (encadrement rigoureux, aucune exploitation prévue à ce stade) et pragmatique (potentiel d'emplois, richesse, et rappel de la baisse des réserves en Mer du Nord). Ainsi, le secrétaire d'Etat à l'énergie Charles Hendry s'est voulu rassurant, confirmant que le potentiel offert par le gaz de schiste valait la peine d'en poursuivre l'exploration grâce aux bénéfices potentiels en termes de sécurité énergétique.

#### **DECC - Cuadrilla's geomechanical study on Shale Gas: Statement by Charles Hendry**

##### **Statement by Charles Hendry, Energy Minister - 2 November 2011**

*"The potential for unconventional gas is worth exploring because of the additional security of supply and economic benefits it could provide. But it is important to stress it is very early days for shale gas in the UK – the scale of any possible commercial production is still unknown.*

*"We are committed to the highest standards of safety and environmental protection in all UK oil and gas activities, and we will look at Cuadrilla's report carefully with the assistance of our independent experts and regulators, before deciding whether hydraulic fracturing operations should resume. This is a potentially important addition to our energy resources, but its development must be done in a way that carries public confidence."*

Fin octobre 2011, rompant avec la position officielle du gouvernement britannique, l'Assemblée dévolue du Pays de Galles (Welsh Assembly) s'est opposée à la demande de permis de forage déposée par *Coastal Oil and Gas Ltd*, sur le site de Llandow (Pays de Galles), en raison des risques de pollution des nappes d'eau souterraines. Rompant le consensus entre les autorités du Royaume-Uni, l'Assemblée galloise a demandé au gouvernement britannique de produire un cadre juridique robuste et basé sur des retours d'expérience.

<sup>3</sup> Cette usine travaille également avec d'autres industries de la zone de Manchester et dispose d'une autorisation de rejet dans le canal fluvial de Manchester.

**B) REGLEMENTAIRE**

**Q6/- Y a-t-il systématiquement des enquêtes publiques et/ou une consultation des collectivités locales avant l'attribution de permis, puis au stade des réalisations de travaux. Si des consultations publiques existent, quelles sont leurs modalités ?**

La procédure d'obtention de permis de forages (*Petroleum Exploration Development Licence*) est la même pour les combustibles conventionnels et non conventionnels. Le ministère de l'énergie et du changement climatique (DECC) délivre, après mise en concurrence (*Licence Rounds*), des licences d'exclusivité pour des zones déterminées. Cette licence ne constitue pas un droit de forage, mais le candidat retenu dispose, sur la zone attribuée, de l'exclusivité pour la suite des opérations. A ce stade, il n'y a pas de consultation formelle du public pour l'attribution des permis.

Après obtention de sa licence, l'opérateur doit négocier l'accès à la zone envisagée pour le forage avec le propriétaire du terrain. Dans la législation, les ressources du sous-sol appartiennent à la Couronne britannique (Crown Estate). Si le forage envisagé impacte des couches de charbon, une autorisation écrite doit être demandée à l'Autorité du charbon (*Coal Authority*). L'opérateur doit ensuite demander un permis (*Planning Permission*) à la *Local Planning Authority*, autorité régionale de planification. La LPA est un acteur clé qui détermine notamment si une étude d'impact environnemental est nécessaire, et éventuellement un permis (*Environmental permit*) de l'agence de l'environnement (*Environmental Agency / EA* en Angleterre et Pays de Galles, *Scottish Environmental Protection Agency / SEPA* en Ecosse). C'est également au sein de la LPA qu'est pris en compte l'avis du public. Les documents du pétitionnaire et les rapports de la commission délibérante sont consultables par le public qui peut transmettre ses objections à la LPA (cf. site de la LPA du Lancashire, où figure le dossier de licence d'exploration de Preese Hall déposé par Cuadrilla Resources : <http://planningregister.lancashire.gov.uk/PlanAppDisp.aspx?recno=5842> et la page d'information : <http://www.lancashire.gov.uk/corporate/web/?siteid=3063&pageid=7003&e=e>).

Après autorisation de la LPA, la demande est examinée par le DECC. Au moins 21 jours avant le début des travaux, l'autorité compétente en matière de sûreté et de protection de la santé *Health and Safety Executive* (HSE) est saisie pour vérifier la maîtrise des risques d'accidents. Le dossier est à ce titre traité comme toute autre activité industrielle : la réglementation de HSE prévoit des contrôles indépendants, notamment pour vérifier la conception du puits. Le DECC saisit également l'*Environment Agency* si celle-ci ne l'a pas déjà été en amont par la LPA. Ainsi, l'attribution du permis de forage est soumise aux avis du DECC, de l'agence de l'environnement et de la HSE.

Les agences de l'environnement (EA/SEPA) veillent aux problèmes de pollution, notamment de l'eau potable. Dans ce cadre, l'opérateur est tenu de communiquer la composition de l'eau injectée lors des forages. La HSE contrôle la conformité des travaux par rapport au dossier fourni et est notifiée de tout événement imprévu.

En cas de résultats positifs pendant la phase d'exploration, permettant d'envisager la poursuite des opérations et d'effectuer des forages supplémentaires d'évaluation ou d'exploitation, la procédure décrite ci-dessus doit être répétée.

**Q7/-Y a-t-il eu, ou est-il envisagé, une forme de débat public, à l'échelon national ou régional, sur les gaz de schiste ?**

Il n'y a pas eu au Royaume-Uni de véritable débat public sur le gaz de schiste. Des consultations ont en revanche été conduites à partir de novembre 2010 par le comité parlementaire de l'énergie et du changement climatique (*Energy and Climate Change Committee Select Committee*) dans le cadre de

l'élaboration d'un rapport sur le gaz de schiste, publié en mai 2011. Ce rapport préconise un développement contrôlé de l'activité<sup>4</sup>.

Sont consultables sur le site du Parlement : ce rapport, la réponse du gouvernement à ce rapport, et le débat parlementaire du 3 novembre 2011 à l'occasion duquel le ministre de l'énergie Charles Hendry, a confirmé le soutien du gouvernement à la poursuite encadrée des activités. (cf. liens en annexe et débat sur : <http://www.parliamentlive.tv/Main/Player.aspx?meetingId=9218>).

Si l'opposition du public au gaz de schiste reste peu vocale au Royaume-Uni, il convient de mentionner le rapport<sup>5</sup> publié début 2011 par le Centre Tyndall pour la recherche sur le changement climatique, de l'université de Manchester, qui avait préconisé un moratoire sur ces activités. Certains sites internet se font également l'écho de l'opposition au gaz de schiste au Royaume-Uni : <http://frack-off.org.uk/> ; <http://nofrackinguk.com/>.

#### Q8/-Quelle est la précision et l'intensité de l'encadrement réglementaire sur:

- la localisation des forages : y a-t-il, en particulier, des contraintes ou interdictions spécifiques pour les forages réalisés dans des zones dont les paysages bénéficient d'une protection particulière, et/ou dans des zones où la ressource en eau potable (de surface ou souterraine) est considérée comme critique;
- la réalisation des forages, et en particulier leur tubage et leur cimentation (les contraintes réglementaires en la matière, si elles existent, s'inspirent-elles des évolutions réglementaires en cours aux Etats-Unis, ou s'appuient-elles sur une expertise technique nationale autonome?);
- l'utilisation et la pollution éventuelle de la ressource en eau: les prélèvements en eau sont-ils une préoccupation et sont-ils réglementés? Les produits chimiques injectés lors de la fracturation sont-ils l'objet d'une réglementation précise? Des règlements encadrent-ils les traitements des rejets et effluents et leur réinjection éventuelle dans le sous-sol?
- la réalisation de la fracturation elle-même (un suivi, par exemple en micro sismique, est-il prévu par la réglementation?);

Merci de bien vouloir préciser les références des normes/référentiels techniques imposées ou d'usage pour la réalisation des forages d'hydrocarbures de schiste.

L'exploration du gaz de schiste est encadrée par la réglementation générale relative aux activités extractives. Les autorités britanniques, s'appuyant notamment sur le cas des forages en Mer du Nord, estiment que la réglementation actuellement en vigueur au Royaume-Uni est l'une des meilleures et des plus contraignantes au monde :

- Concernant les contraintes liées à l'environnement, à la protection des paysages et des ressources, l'activité de forage doit se conformer à une série de mesures listées en annexe (cf. tableaux des règles environnementales).

Le rôle des agences de l'environnement (EA en Angleterre et Pays de Galles ; SEPA en Ecosse), en ce qui concerne la régulation des gaz non conventionnels, est de conseiller le gouvernement de manière générale, de délivrer les autorisations au titre de l'environnement (au titre de l'*Environmental Permitting Regulations 2010*), de s'assurer que la réglementation est respectée, particulièrement en matière de captage d'eau et de rejets associés à l'activité extractive, et de fournir un avis sur chaque demande de permis déposée auprès de la *Local Planning Authority* (cf. Q6, rapport sur l'eau rejetée par Cuadrilla et tableaux annexés).

- Concernant les opérations de tubage et de cimentation lors du forage, celles-ci sont vérifiées par la HSE, qui travaille de manière indépendante et en collaboration avec le DECC. HSE a notamment

<sup>4</sup> <http://www.parliament.uk/business/committees/committees-a-z/commons-select/energy-and-climate-change-committee/news/new-report-shale-gas/>

<sup>5</sup> *Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts*, Tyndall Centre for Climate Change Research, January 2011.

publié un guide (<http://www.hse.gov.uk/pubns/priced/172.pdf>), qui se réfère à la législation de 1995 sur les forages (<http://www.legislation.gov.uk/ukxi/1995/2038/contents/made>).

Cuadrilla donne une description du forage de Preese Hall 1 et des mesures prises pour garantir son intégrité dans le document « *Wellbore Integrity* » (cf. Q3 et lien en annexe).

La surveillance de la sismicité figure dans le rapport géotechnique remis par Cuadrilla au DECC suite aux séismes observés (cf. lien en annexe). L'approche consiste à s'inspirer des pratiques allemandes et néerlandaises.

Comme mentionné plus haut, et contrairement à ce qui peut se passer Etats-Unis, les autorités britanniques tiennent à rappeler que les opérateurs sont dans l'obligation de communiquer la composition des fluides utilisés. Les enjeux environnementaux sont la première préoccupation des autorités en termes de communication. Ils sont considérés comme la condition *sine qua non* de l'acceptabilité de l'activité par la population. Le Royaume-Uni compte notamment mettre à profit des échanges avec les Etats-Unis pour éviter de reproduire des erreurs et prévenir des risques potentiels, notamment les abandons de sites et les fuites non maîtrisées. Le Royaume-Uni estime que sa législation, telle qu'elle existe actuellement pour l'exploitation du gaz conventionnel, est suffisamment robuste.

**Q9/-à quel échelon (national, régional, commune) se traite la prévention des nuisances (la circulation des camions, l'utilisation de terrains et des voies d'accès à ces terrains, le bruit) ?**

La prévention des nuisances est traitée essentiellement au stade de l'autorisation délivrée par la *Local Planning Authority*, compétente en matière d'aménagement, de travaux et de nuisances (cf. Q6). L'accès aux terrains des propriétés privées doit toutefois être géré préalablement par l'opérateur directement avec les propriétaires concernés.

**Commentaires :**

Alors qu'en mai 2011, les autorités britanniques estimaient que le gaz de schiste ne serait pas un « *game changer* » pour le Royaume-Uni, la découverte de *Cuadrilla Resources* de septembre, faisant état d'un gisement potentiel de taille colossale, a commencé à changer la donne. Actuellement les autorités restent prudentes dans l'attente des vérifications des résultats par d'autres forages et analyses.

Voici la note écrite le 28/09/2011 à ce sujet :

**Objet :** Découverte d'un important gisement de gaz de schiste au Royaume-Uni.

*La société Cuadrilla Resources a annoncé la découverte d'un très important gisement dans la région de Blackpool, dont les réserves pourraient excéder celles de la Pologne. Le ministère de l'énergie et du changement climatique a immédiatement réagi en insistant sur la sûreté des activités d'exploration menées par Cuadrilla, et écarté tout risque pour les ressources en eau. Le gouvernement a réaffirmé à cette occasion son engagement en faveur du développement de l'exploration du gaz de schiste au Royaume-Uni.*

**I/ La découverte d'un très important gisement de gaz de schiste en Angleterre laisse présager une accélération du développement des activités d'exploration de gaz non conventionnel sur le territoire britannique.**

*a. Le Royaume-Uni pourrait disposer de réserves supérieures à celles de la Pologne.*

Six mois après le début de son forage d'exploration sur son site du Lancashire, la société d'exploration et de production Cuadrilla Resources a fait part mercredi 21 septembre de la découverte d'un gisement majeur de gaz de schiste dans la région de Blackpool au nord-ouest de l'Angleterre. Les résultats préliminaires des forages font état de **5,6 Tm<sup>3</sup>** (200 trillion cubic feet) de gaz non conventionnel dans le périmètre d'exploration de Cuadrilla dans le bassin du Bowland. Bien que seuls 10 à 20% du gisement soient récupérables techniquement, ces premiers résultats suggèrent que le **Royaume-Uni disposerait de réserves de gaz de schiste encore plus vastes que celles de la Pologne**, considérée jusqu'à présent comme le pays recelant le premier potentiel d'Europe.

Mark Miller, le directeur de Cuadrilla Resources, unique société menant des activités d'exploration de gaz de schiste au Royaume-Uni, a estimé que la région du Lancashire présentait le même potentiel que les plus importantes zones de production de gaz de schiste au Texas. Le gisement découvert serait par ailleurs cinq à dix fois plus profond que le champ Marcellus aux Etats-Unis (Pennsylvanie), et comparable aux types de réserves exploitables que l'on trouve dans les gros pays exportateurs d'énergie tels que le **Venezuela**. Le seul périmètre de Blackpool pourrait générer jusqu'à **5600 emplois** lors des pics de production et suffire aux besoins **en gaz du Royaume-Uni sur cinq à dix ans** (56 ans si l'ensemble du gisement était récupérable).

*b. En attente d'une enquête sur les liens entre les forages et le déclenchement de deux séismes dans la région de Blackpool, Cuadrilla envisage de débiter la phase d'extraction dès 2013.*

Cuadrilla Resources envisage d'engager de nouveaux forages à l'automne, prévoyant entre **400 et 800 nouveaux puits** dans la zone de son permis (entre Blackpool et Southport) au cours des cinq prochaines années. La phase d'**extraction du gaz** pourrait ainsi être programmée pour **2013**.

Toutefois, **la société demeure dans l'attente de l'autorisation du gouvernement** pour poursuivre ses activités de forage à la suite du déclenchement en début d'année de **deux séismes** de faible magnitude à proximité des premiers forages (Blackpool). Une enquête est actuellement en cours sur le lien entre les activités de fracturation hydraulique et le déclenchement du séisme, dont l'épicentre a été enregistré à **500 mètres** du forage de Cuadrilla, dans une région historiquement peu sujette aux tremblements de terre.

**II/ Optant pour une communication rassurante sur la sûreté des activités de forage, le gouvernement réaffirme son engagement en faveur du développement du gaz de schiste.**

*a. Le ministère de l'énergie et du changement climatique a immédiatement communiqué sur la sûreté de ces opérations d'exploration.*

Les organisations environnementales n'ont pas tardé à renouveler leur ferme opposition à la poursuite des opérations dans l'attente d'études permettant une meilleure compréhension de l'**impact de la fracturation hydraulique sur l'environnement** et la sûreté. En début d'année, un rapport<sup>6</sup> du Centre Tyndall pour la recherche sur le changement climatique, de l'université de Manchester, avait notamment préconisé un moratoire sur ces activités : les associations estiment qu'il faudrait au moins attendre les conclusions d'une étude de l'Agence de protection de l'environnement américaine (EPA), annoncées pour la fin 2012. D'autre part, elles ont également exprimé la crainte que le **développement du gaz de schiste freine celui des énergies renouvelables**.

En revanche, dès le lendemain de l'annonce de Cuadrilla, le **secrétaire d'Etat à l'énergie Charles Hendry** a insisté dans un communiqué sur les **conditions de sûreté et de protection de l'environnement** encadrant ces activités, soulignant qu'elles sont soumises au « *même régime de sûreté que celui imposé aux compagnies pétrolières et gazières sur le territoire britannique* ». Les licences de forage sont en effet successivement examinées par les autorités locales, puis l'Agence de l'environnement britannique, à qui les opérateurs doivent notamment communiquer la composition des liquides utilisés pour la fracturation hydraulique<sup>7</sup>. Enfin, l'attribution des licences est soumise à l'autorisation de l'Autorité britannique de santé et de sûreté (*Health and Safety Executive*), ainsi que du ministère de l'énergie et du changement climatique. Citant l'avis rendu par l'Agence de l'environnement après examen des données transmises par Cuadrilla, le gouvernement a mis en avant l'absence de risque particulier pour les aquifères. Certaines voix ont cependant mis en cause la multiplicité des organismes impliqués dans le processus d'attribution des permis.

*b. Le gouvernement confirme sa position en faveur du gaz de schiste.*

Cette mise au point permet au gouvernement de réaffirmer que l'exploration du gaz de schiste pourrait présenter des bénéfices importants et qu'**un moratoire au Royaume-Uni n'est pour l'heure ni nécessaire ni justifié**. Il s'appuie de nouveau sur les conclusions du rapport rendu en mai 2011 par le comité parlementaire de l'énergie et du changement climatique<sup>8</sup>, qui estimaient les risques environnementaux, notamment sur les aquifères, non avérés.

Le communiqué de Charles Hendry évoque également **la place que pourrait prendre le gaz de schiste dans le mix énergétique britannique** aux côtés de **sources d'énergies propres telles que les énergies renouvelables** et le nucléaire. De façon à respecter les engagements climatiques du pays, un essor de la consommation de gaz de schiste devrait nécessairement s'accompagner du développement de la **capture et du stockage du carbone pour les centrales à gaz**, au même titre que pour les centrales à charbon, ainsi que l'a préconisé le rapport du comité.

*L'opposition à l'exploration des gaz de schiste n'a jamais été très vocale au Royaume-Uni, et le comité parlementaire de l'énergie et du changement climatique avait donné son feu vert en mai dernier. Même l'opposition travailliste, vigoureuse en début d'année, s'était infléchie cet été lorsque le ministre fantôme de l'énergie Huw Irranca-Davis avait reconnu des bénéfices en termes de sécurité énergétique, sous réserve d'une évaluation stricte des risques.*

---

<sup>6</sup> *Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts*, Tyndall Centre for Climate Change Research, January 2011.

<sup>7</sup> Le communiqué reprend les chiffres de Cuadrilla en indiquant que « 99,6% des fluides se compose d'eau douce et de sable ». Les 0,04% restants sont composés de polyacrylamide. D'autres additifs susceptibles d'être utilisés lors de futures opérations incluraient de l'acide chlorhydrique à une concentration de 0,125%, ou du biocide à une concentration de 0,0005%, si nécessaires pour purifier l'eau utilisée dans le processus.

<sup>8</sup> <http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmenergy/795/79502.htm>



**Annexe - Législation environnementale applicable en Grande-Bretagne à l'industrie des hydrocarbures onshore.**

**Table 1 - Key EC and UK Environmental Legislation**

<b>EC Legislation</b>	<b>Associated UK Legislation</b>	<b>Main Requirements</b>	<b>Regulator, Applies in</b>
EC Directive (85/337/EEC): Assessment of the effects of certain public and private projects on the environment	1. Town & Country Planning (Environmental Impact Assessment) (England and Wales) Regulations 1999,  2. Environmental Impact Assessment (Scotland) Regulations 1999	Requires certain developments to prepare an Environmental Statement as part of the planning approval process.	1. Local Authorities, England and Wales 2. Local Authorities, Scotland
EC Directive (92/43/EEC); Conservation of natural habitats and of wild fauna and flora; and	Conservation (Natural Habitats) Regulations 1994	Requires developments to take account of Special Areas of Conservation in their environmental impact assessment. Approvals granted via the above Regulations.	EA or English Nature, England and Wales SEPA or Scottish Natural Heritage, Scotland
EC Directive (96/82/EC): Control of major accident hazards	1. Control of Major Accident Hazards (COMAH) Regulations 1999  2. Planning (Control of Major Accident Hazards) Regulations 1999 [2000 in Scotland]	Authorisation is required for storage of listed hazardous substances.  Requires operators to implement certain management practices and report to the competent authorities.	1. EA & Local Authorities, England and Wales 2. SEPA & Local Authorities, Scotland
EC Directive (80/68/EEC) old Groundwater Directive (in force till Dec 2013); and (2006/118/EC) Groundwater Daughter Directive and;  EC Directives 2006/118/EC and 2008/105/EC	1. The Environmental Permitting Regulations in England & Wales  2. The Water Environment (Controlled Activities) (Scotland) Regulations 2011	Systems of permits and registrations to control inputs of pollutants to the water environment	1. EA, England and Wales 2. SEPA, Scotland
Water Framework Directive	1. The Environmental Permitting Regulations 2. The Water Environment (Controlled Activities) (Scotland) Regulations 2011	Prevent deterioration and achieve good status for all water bodies, reduce pollution from priority substances in surface waters , reverse significant and sustained upward trends in concentrations of pollutants in groundwater, prevent or limit inputs of pollutants to groundwater.	1. EA, England and Wales 2. SEPA, Scotland
Directive 2004/35/EC on environmental liability with regard to the prevention and remedying of environmental damage	The Environmental Liability (Scotland) Regulations 2009 The Environmental Damage (Prevention and Remediation) Regulations 2009	To introduce a system of reporting and management of significant releases of pollutants to land and the water environment.	SEPA, England and Wales
EC Regulation (259/93): Supervision and control of shipments of waste within, into and out of the European Community	Transfrontier Shipment of Waste Regulations 1994	A licence is required to control the transport and disposal of movement and disposal of hazardous waste	Environment Agency, England SEPA, Scotland

EC Regulation (3093/94): Substances that deplete the ozone layer	Environmental Protection (Controls on Substances that Deplete the Ozone Layer) Regulations 1996  Ozone Depleting Substances (Qualifications) Regulations 2006 SI 1510  <u>Fluorinated Greenhouse Gases Regulations 2008 (S.I No 41)</u>	A licence is required for the production, supply, use, trading and emission of certain "controlled substances" that deplete the ozone layer.	DEFRA, England, Wales & Scotland
EC Directive 96/61/EC concerning integrated pollution prevention and control	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. The Environmental Permitting Regulations</li> <li>2. The Pollution Prevention and Control (Scotland) Regulations 2000 (as amended)</li> </ol>	Control of emissions from industrial premises through requirement to apply Best Available Technology and Permitting	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. EA, England and Wales</li> <li>2. SEPA, Scotland</li> </ol>
Industrial Emissions Directive	To be transposed into Scottish Legislation by 2012.	Brings together previous Directives on IPPC, WID, LCP, SED and TiO2 into single text.	
CCS Directive		Sets out requirements for carbon capture and storage	

**Table 2 Key UK Domestic Environmental Legislation**

UK Legislation	Main Requirements	Regulator, Applies in
Town and Country Planning Act 1990 (England and Wales) as amended by the Planning Act 2008 Town and Country Planning (Scotland) Act 1997 as amended by the Planning etc (Scotland) Act 2006 Planning and Compensation Act 1991 (as amended) ;and Environment Act 995 (as amended).	Planning permission is required for all hydrocarbon developments.	Local authorities / county councils, England, Wales & Scotland
Petroleum Act 1998; and  The Petroleum (Production) (Landward Areas) Regulations 1995	A licence is required for exploration, development, production and abandonment of all hydrocarbon fields	DECC, England, Wales & Scotland
Pipelines Act 1962; and  Pipe-line Works (Environmental Impact Assessment) Regulations 2000	Requires pipelines over 16 km in length to prepare an Environmental Statement as part of the approval process.	DECC, England, Wales & Scotland
Gas Act, 1986; and  Public Gas Transporter Pipe-line Works (Environmental Impact Assessment) Regulations 1999	Requires certain pipeline developments to prepare an Environmental Statement as part of the approval process.	DECC, England, Wales & Scotland
Environmental Protection Act 1990, Part II;	Most wastes may only be disposed of at a facility operated by the holder of a suitable permit.	Environment Agency / SEPA
Environmental Protection Act 1990, Part III	Statutory nuisance (i.e. non-regulated activities), noise, odour, antisocial behaviour, etc	Local authorities

Energy Act 1976; and  The Petroleum Act 1998	Consent is required for flaring or venting of hydrocarbon gas.  Requires licensees of an onshore field to ensure that petroleum is contained both above and below ground.	DECC, England, Wales & Scotland
Air Quality Regulations 2000;  <a href="#">The Air Quality Standards (Scotland) Regulations 2007. Scottish Statutory Instrument No. 182;</a>  The air Quality Standards (Scotland) Regulations 2010.  <a href="#">Air Quality (Scotland) Regulations 2000. Scottish Statutory Instrument No. 97</a> <sup>E3</sup>  The Air Quality (Scotland) Amendment Regulations 2002	Set emission limits for certain substances and requires authorities to take action where quality parameters are exceeded.  Provides SEPA with reserve powers to improve AQ by LAs where not being achieved.	Local authorities/SEPA
Control of Pollution Act 1974, Part III;  Environmental Protection Act 1990, Part III; and  Environment Act 1995, Part V.	Requires local authorities to take action where noise limits are exceeded.	Local authorities, England, Wales and Scotland
Environmental Protection Act 1990, Part I;  Environmental Protection (Prescribed Processes and Substances) Regulations 1991	Requirement to license certain potentially polluting processes. Industries must demonstrate environmental management through Best Available Technology Not Entailing Excessive Cost (BATNEEC) for IPC	Environment Agency & Local Authorities, England and Wales  SEPA & Local Authorities

Application of this legislation in relation to the currently operating onshore fields is summarised in the following table:

**Table 3 Application of Environmental Legislation**

Legislation	Application
Town and Country Planning Act 1990 [1997 in Scotland], Planning and Compensation Act 1991, Environment Act 1995	Applies to all hydrocarbon developments.
Town & Country Planning (Environmental Impact Assessment) (England and Wales) Regulations 1999, Environmental Impact Assessment (Scotland) Regulations 1999	New onshore fields, unless on the production scale of Wytch Farm, would only require an Environmental Statement if determined by the Local Authority as having potentially significant environmental effect.
Pipelines Act 1962; and  Pipe-line Works (Environmental Impact Assessment) Regulations 2000	Construction of pipelines over 16km in length would require an Environmental Statement.
Gas Act, 1986; and  Public Gas Transporter Pipe-line Works (Environmental Impact Assessment) Regulations 1999	Construction of pipelines over 40km in length or 800mm diameter would require an Environmental Statement.
EC Directive (96/82/EC): Control of major accident hazards; and  a) Planning (Control of Major Accident Hazards) Regulations 1999 (2000 in Scotland)  b) Control of Major Accident Hazards (COMAH) Regulations 1999	Conventional onshore fields are unlikely to store hydrocarbon products in sufficiently large volumes so as to warrant control under these Regulations.

<p>EC Directive (80/68/EEC): Protection of groundwater against pollution</p> <p>EC Directive (99/31/EC) on the landfill of waste</p> <p>Directive 2000/60/EC The Water Framework Directive</p> <p>Directive 2006/118/EC Protection of groundwater against pollution</p> <p>The Water Environment and Water Services (Scotland) Act 2003 Transposes Directive 2000/60/EC</p> <p>Directive 2008/105/EC Environmental Standards</p> <p>The Water Environment (Controlled Activities) (Scotland) Regulations 2011 Provides regulatory framework for activities likely to cause adverse effects to the water environment</p> <p>The Water Environment (Groundwater and Priority Substances) (Scotland) 2009 Regulations Introduce the regulatory requirements of Directives 2006/118/EC and 2008/105/EC</p> <p>Directive 2004/35/EC Environmental Liability Directive</p> <p>The Environmental Liability (Scotland) Regulations 2009 transpose the requirements of Directive 2004/35/EC</p>	<p>Activities (including re-injection of produced water) at the following onshore fields are permitted under the Environmental Protection Regulations. These Regulations also cover the requirements for protecting groundwater.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>· Wytch Farm</li> <li>· Whisby</li> <li>· Welton</li> <li>· Singleton</li> <li>· Palmers Wood</li> <li>· Humbly Grove</li> <li>· Horndean</li> </ul> <p>Periodic reviews of permits for these activities are required to check whether permit conditions continue to reflect appropriate standards and remain adequate in light of experience and new knowledge.</p>
<p>EC Regulation (259/93): Supervision and control of shipments of waste within, into and out of the European Community; and</p> <p>Transfrontier Shipment of Waste Regulations 1994</p>	<p>It is unlikely that any onshore field would require to ship waste outside the UK.</p>
<p>Environmental Protection Act 1990, Part I;</p> <p>Environmental Protection (Prescribed Processes and Substances) Regulations 1991; and</p> <p>Pollution Prevention and Control Act 1999 and Pollution Prevention and Control Regulations 2000</p> <p>The Pollution Prevention and Control (Scotland) Regulations 2000 (as amended)</p>	<p>Onshore fields will require an IPPC licence under the new legislation, depending upon the activities undertaken at the site.</p> <p>In Scotland would require a PPC licence under Scottish regulations</p>
<p>Emissions Trading System</p> <p><a href="#"><u>Directive 2009/29/EC (Phase III)</u></a></p> <p>The Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme Regulations 2005 (S.I. 2005/925) (as amended)</p>	<p>DECC/SEPA/EA</p>
<p>Petroleum Act 1998; Energy Act 1976; and The Petroleum (Production) (Landward Areas) Regulations 1995</p>	<p>All onshore hydrocarbon fields will require a licence for development, production, venting and flaring of gas, and abandonment.</p>

<sup>1</sup> Licence is a global term used in this document for either a Licence, Authorisation, Registration or Permit issued under the various statutory instruments.

## ANNEXE 4 C



AMBASSADE DE FRANCE EN AFRIQUE DU SUD  
SERVICE ECONOMIQUE REGIONAL

Service économique régional  
en Afrique australe

Pretoria, le 29 novembre 2011

## NOTE

**Objet : la question de l'exploration du gaz de schiste en Afrique du Sud**

**Résumé :** selon l'Agence d'Information sur l'Energie (EIA) des Etats-Unis, l'Afrique du Sud disposerait de la cinquième réserve mondiale de gaz de schiste, à hauteur de 13 000 milliards de m<sup>3</sup>, essentiellement située dans le bassin du Karoo. Ces réserves restant à prouver, plusieurs compagnies (Shell, Sasol etc.) ont déposé une demande de licence d'exploration auprès du ministère des ressources minérales (DMR), sur la base d'une technique minière controversée connue sous le nom de fracturation hydraulique. Suite à l'opposition des communautés locales et des groupes environnementaux, arguant que le procédé nuirait à l'environnement sensible du Karoo et à la nappe phréatique, le DMR a frappé en avril 2011 d'un moratoire l'attribution des licences d'exploration des réserves de gaz de schiste, le temps de procéder aux études techniques nécessaires et d'étudier les « bonnes pratiques internationales » en la matière. Ce moratoire semble cependant susciter « l'opposition » du ministère de l'énergie (DOE) et de la Commission Nationale de la Planification (MPC) : (i) selon le DOE, l'exploitation des réserves supposées de gaz de schiste pourrait être un élément moteur du changement du mix énergétique national à l'horizon 2030, le gaz représentant actuellement moins du 3 % du dit mix, alors même que le pays a approuvé un plan national de l'électricité à l'horizon 2030, où la part du gaz doit s'élever à 13 % ; pour la MPC, l'exploration des réserves de gaz de schiste permettra de déterminer l'existence de réserves économiquement exploitables, ce qui permettrait le développement des projets électriques à base de gaz, quitte à ce que cela soit au détriment du projet nucléaire du pays.

#### L. La contexte énergétique sud-africain et le gaz de schiste

L'Afrique du Sud a jusqu'à présent réussi à répondre à ses besoins énergétiques grâce à des ressources abondantes en charbon qui lui ont permis de produire une électricité bon marché et de satisfaire, en partie, ses besoins en carburants<sup>1</sup>.

L'électricité produite est issue à environ 93 % du charbon, 4,5 % du nucléaire, 1,5 % de l'hydroélectrique, 1 % d'autres sources (gaz, éolien, photovoltaïque, solaire thermique, biomasse). En 2011, l'Afrique du Sud a publié un Plan de gestion Intégrée des ressources (Integrated Resource Plan - IRP) qui définit les choix énergétiques du pays d'ici 2030. L'IRP prévoit le doublement de la capacité de production totale d'électricité avec plus de 40 000 MW additionnels. Compte tenu des démantèlements de centrales à hauteur de 10 902 MW, les nouvelles capacités à construire s'élèveraient à 52 248 MW. Les parts des différentes sources d'énergie à l'horizon 2030 se répartiraient de la manière suivante : 59,5 % pour les énergies fossiles (dont 46,5 % pour le charbon et 13,0 % pour le gaz), 27,1 % pour les énergies renouvelables et 13,4 % pour l'énergie nucléaire.

L'Afrique du Sud ne dispose que de faibles ressources en pétrole (réserves estimées à 15 millions de barils). La production nationale de pétrole brut ne s'est élevée en 2008 qu'à 832 000 tonnes et le pays est fortement dépendant des importations (20,7 millions de tonnes en 2008). Le pays a consommé 580 000 barils/jours de carburants en 2009. Malgré des capacités de raffinage élevées (692 000

<sup>1</sup> L'Afrique du Sud est le plus grand producteur de carburants synthétiques au monde avec la mise en œuvre des procédés CTL (Coal to Liquid) et GTL (Gas to Liquid). Les carburants synthétiques représentent près d'un tiers de la consommation de carburants du pays (150 350 barils/jour). Les deux principaux acteurs de cette industrie sont le groupe pétrochimique Sasol et la société publique PetroSA. La raffinerie de Sasol à Secunda a une capacité de production de 150 000 barils/jour de CTL et de GTL. Le complexe de Mossel Bay du groupe PetroSA a une capacité de 96 000 barils/jour de GTL.

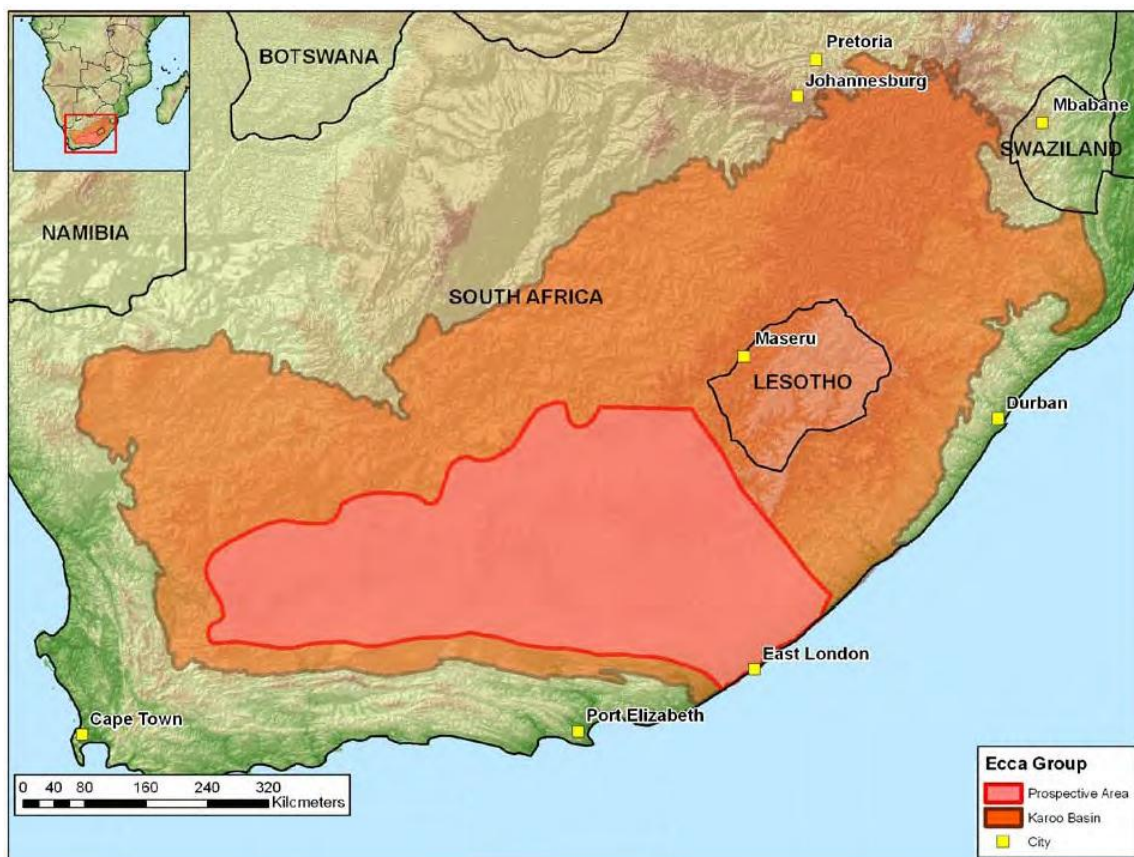
barils/jour en 2009), à la seconde place du continent derrière l’Egypte, le pays fait face à un déficit en carburant (400 000 barils/jour à l’horizon 2025), l’obligeant à des importations croissantes de produits raffinés. On estime que d’ici 2015, le pays devra importer 200 000 barils/jour si d’importants investissements dans les capacités de raffinage nationales ne sont pas effectués.

La production sud-africaine de gaz naturel (uniquement offshore) est très faible (3,2 milliards de m<sup>3</sup> en 2008). L’entreprise publique PetroSA opère l’unique champ en fonctionnement situé au sud de Mossel Bay (province du Western Cape). Ce champ est en voie d’épuisement mais devrait être remplacé par l’exploitation du champ d’Ibhubezi dès 2012, d’une capacité de production équivalente. Avec une consommation annuelle de 6,4 milliards de m<sup>3</sup> en 2008, l’Afrique du Sud est tributaire des importations, principalement du Mozambique et de Namibie. Le gaz naturel est utilisé principalement pour la production d’électricité et comme matière première pour la production de carburant (GTL). Le gaz naturel en provenance du Mozambique est importé via un gazoduc de 860 km, avec une capacité maximale de 14,8 millions de m<sup>3</sup> par jour.

**Dans ce contexte énergétique, fortement dépendant du charbon, et où la part du gaz doit augmenter, tant dans la production d’électricité que dans celle des carburants, l’annonce par l’Agence d’Information sur l’Energie (EIA) des Etats-Unis que l’Afrique du Sud disposerait de la cinquième réserve mondiale de gaz de schiste récupérables<sup>2</sup>, à hauteur de 13 000 milliards de m<sup>3</sup>, est un changement majeur dans le secteur énergétique du pays.**

Ces réserves seraient essentiellement situées dans la région semi-désertique du Karoo (carte 1).

**Carte 1. Le bassin du Karoo et l’étendu des potentielles réserves de gaz de schiste**



Source : World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 Regions Outside the United States, EIA avril 2011

<sup>2</sup> En termes de réserves techniquement récupérables, l’EIA estime que l’Afrique du Sud dispose de la cinquième plus grande réserve mondiale après la Chine, les Etats-Unis, l’Argentine et le Mexique.

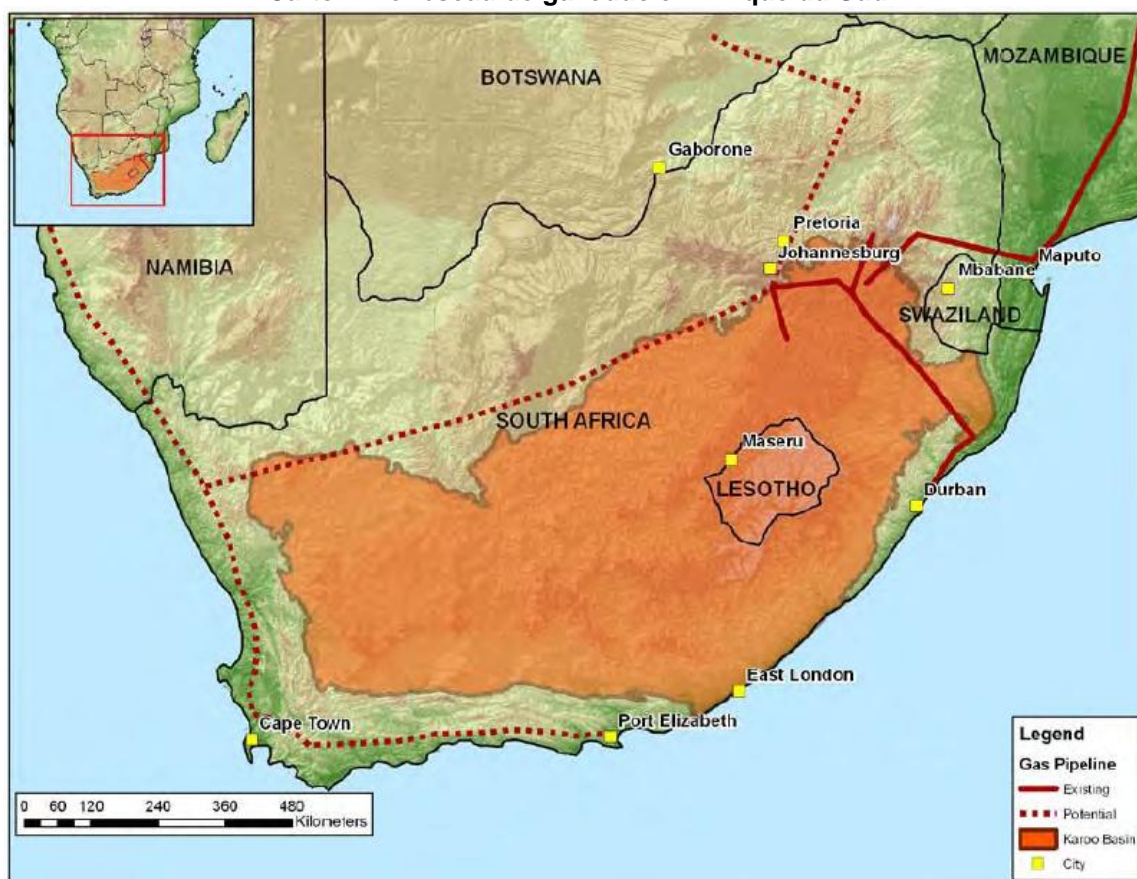
Les énormes réserves potentielles de gaz de schiste sont un formidable argument pour l'industrie du gaz en Afrique du Sud, au regard des besoins énergétiques du pays et de sa volonté de réduire sa dépendance actuelle au charbon. **L'exploitation de ces réserves constituerait vraisemblablement une étape majeure pour développer davantage les infrastructures de transport de gaz et de distribution dans le pays, et permettre au pays de croître sur de nouveaux marchés.** Ces marchés comprennent la production d'énergie pour atténuer les pénuries d'électricité, l'augmentation des ventes à Sasol et PetroSA pour pallier la pénurie de carburant, et l'expansion du réseau de gazoducs. Elle permettrait de fournir une source à long terme de matières premières durables aux marchés du gaz en Afrique du Sud et, de modifier la demande en charbon, ce qui aurait un impact important sur l'empreinte carbone du pays.

Cependant, **le développement du marché du gaz de schiste en Afrique du Sud fait face à de multiples challenges :**

- **les volumes de gaz exploitables dans le Karoo restent inconnus** et la région a besoin d'exploration - un processus impliquant le forage, la fracturation et des capitaux ;
- si les réserves sont prouvées, le marché devra relever plusieurs défis, tels que la structure des coûts, la nécessité de faire baisser les coûts d'exploitation du gaz de schiste, l'extraction rentable du gaz, la productivité des puits, l'accès à l'eau et son traitement, la gestion des impacts environnementaux, l'absence d'une infrastructure bien établie de gazoduc desservant le Karoo (carte 2). De même, le pays aura besoin de former de nombreux géologues et ingénieurs pour produire du gaz de schiste, l'Afrique du Sud n'ayant aucune expérience dans ce domaine.

Si l'ensemble de ces défis sont surmontés, **une production à grande échelle du gaz de schiste en Afrique du Sud n'est seulement susceptible d'être développé que d'ici 2030.**

**Carte 2. Le réseau de gazoduc en Afrique du Sud**



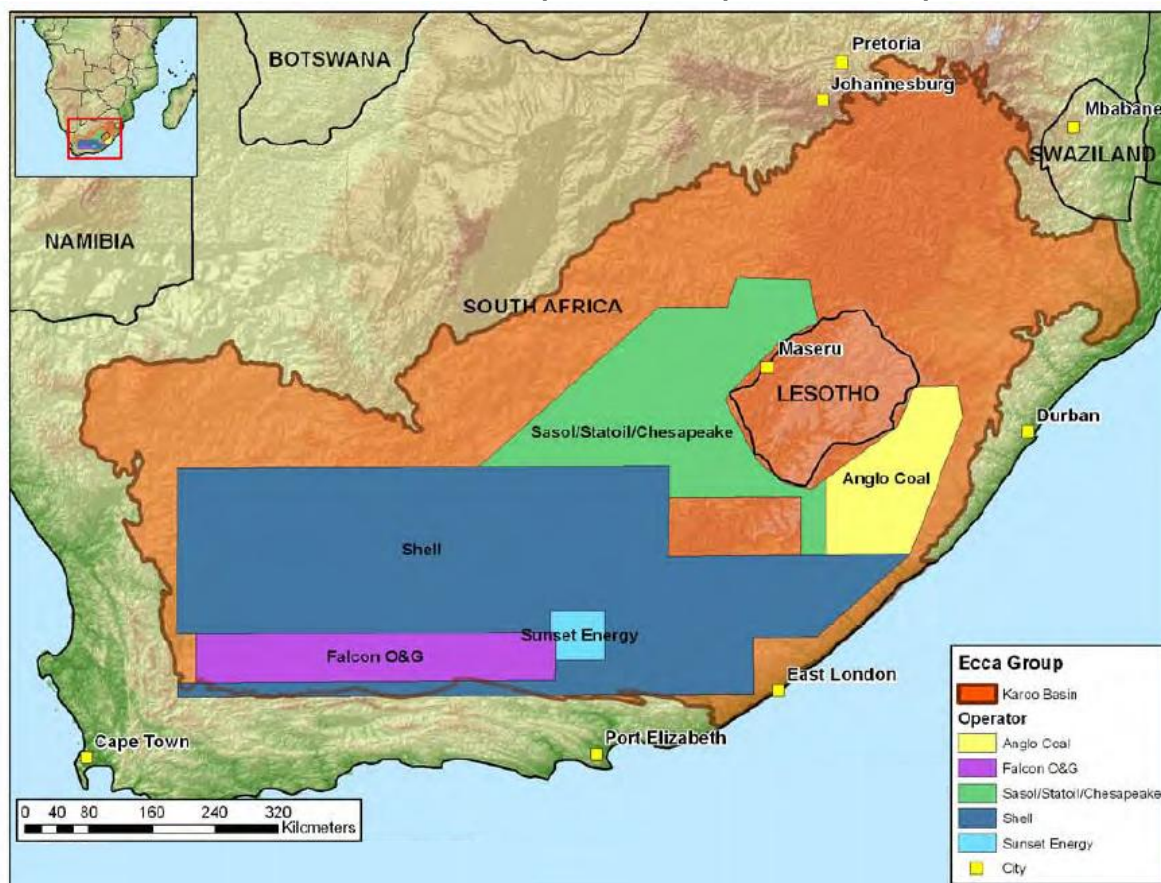
Source : *World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 Regions Outside the United States*, EIA avril 2011

## II. La question de l'exploration des réserves de gaz de schiste et le débat environnemental

Les estimations de l'Agence d'Information sur l'Energie (EIA) ont attiré l'intérêt de plusieurs grands groupes énergétiques (la compagnie américaine Falcon Oil and Gas Ltd, le groupe néerlandais Shell, l'australien Sunset Energy, le groupe sud-africain Sasol<sup>3</sup>) et miniers (Anglo Coal).

Ces compagnies ont obtenu en 2010 auprès de la Petroleum Agency SA<sup>4</sup> (PASA) un permis de coopération technique (TCP)<sup>5</sup>, d'une superficie variable (carte 3) : Falcon Oil and Gas Ltd, 30 000 km<sup>2</sup> ; Shell, 185 000 km<sup>2</sup> ; Sunset Energy, 4 600 km<sup>2</sup> ; Sasol, en joint-venture avec le norvégien Statoil ASA et le groupe américain Chesapeake Energy Corporation, 88 000 km<sup>2</sup> ; Anglo Coal 50 000 km<sup>2</sup>.

Carte 3. Le bassin du Karoo et les permis de coopération technique accordé



Source : *World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 Regions Outside the United States*, EIA avril 2011

Suite à l'attribution de ces permis de coopération technique, la compagnie Shell a déposé en décembre 2010 auprès de PASA, trois demandes de licence d'exploration pour trois blocs de 30 000 km<sup>2</sup> chacun.

<sup>3</sup> En parallèle à sa volonté d'explorer le gaz de schiste de la région du Karoo, le groupe pétrochimique Sasol a procédé à l'acquisition (pour près de 15 milliards ZAR) de 50% de 2 champs de gaz de schiste au Canada (province de Colombie britannique) auprès de la société Talisman qui détient le reste des actions et continue d'opérer les champs : Farrel Creek (annonce en décembre 2010) et Cypress A (annonce en mars 2011).

<sup>4</sup> La Petroleum Agency South Africa (Pasa), désignée par le Mineral and Petroleum Resources Development Act (2002), est l'autorité chargée de réglementer et de promouvoir l'exploration pétrolière et du gaz en Afrique du Sud. Elle est habilitée à délivrer des licences d'exploration pour une période initiale de trois ans, renouvelables pour un maximum de trois autres périodes de deux ans. Si l'exploration s'avère concluante, la compagnie peut alors obtenir une licence d'exploitation pour une période de 30 ans, également renouvelable.

<sup>5</sup> Le permis de coopération technique, attribué pour une année par PASA, donne le droit de procéder à une étude de bureau et est émis lorsqu'on a un haut degré d'incertitude quant au potentiel d'une zone à l'étude. Il permet au titulaire d'accéder aux résultats d'exploration antérieurs (via l'accès aux carottes géologiques existantes par exemple), et donne un droit de préférence d'obtenir une licence d'exploration et d'accès à la surface en priorité à toute autre compagnie.



L'obtention des licences d'exploration<sup>6</sup> permettrait d'évaluer s'il existe une ressource de gaz viable et économique exploitable au sein de la zone d'exploration de 90 000 km<sup>2</sup>. Dans le cadre de sa demande de licences, la compagnie a remis le 14 avril 2011 un plan de gestion de l'environnement (*environmental management plan - EMP*) à PASA. Cette dernière avait alors 120 jours pour examiner la demande et l'approuver.

Toutefois, le **programme d'exploration proposé par Shell a soulevé de fortes oppositions des communautés locales, des agriculteurs et des groupes environnementaux, suggérant des dangers pour l'environnement et la santé humaine**. Les opposants sont particulièrement préoccupés par l'impact sur les ressources en eau, en raison de l'utilisation évoquée de la technique de fracturation hydraulique<sup>7</sup>, et de la pollution potentielle de la nappe phréatique (quasiment la seule source d'eau dans cette région aride). L'association sud-africaine des agriculteurs, Agri SA, s'oppose ainsi à l'utilisation de la technique de fracturation hydraulique, étant préoccupée par les effets potentiellement néfastes du processus sur les eaux souterraines dans le Karoo et sur l'agriculture dans la région. Agri Sa reconnaît cependant que le gaz de schiste pourrait susciter des investissements étrangers dans le pays et permettre au pays de répondre à ses besoins énergétiques croissants. Inversement, si la représentation sud-africaine de la World Wide Fund for Nature (WWF) évoque également les risques de contamination pour les eaux souterraines, elle estime que l'Afrique du Sud n'a pas besoin du gaz de schiste pour satisfaire sa demande croissante en énergie, voire que son exploitation pourrait constituer un obstacle au développement des énergies renouvelables. Elle note enfin que cette exploitation aurait un impact économique sur d'autres secteurs, notamment l'agriculture, le tourisme et l'éventuelle attribution à l'Afrique du Sud du projet SKA<sup>8</sup>.

Ces oppositions ont trouvé leur expression concrète dans la formation du Treasure the Karoo Action Group (TKAG), organisation créée pour promouvoir le développement écologiquement durable du Karoo. Notant que la technique de fracturation hydraulique aurait un impact sur les ressources en eau et que l'exploitation du gaz de schiste pourrait également avoir des effets négatifs sur la biodiversité dans la région et la santé des personnes, elle a demandé en avril 2011 au ministère des ressources minérales (DMR), la mise en place d'un moratoire. Le TKAG soutenait que le moratoire devait permettre de procéder à des études indépendantes, permettant de prouver définitivement que la technique de fracturation hydraulique était la seule option disponible et que l'exploitation du gaz de schiste était la meilleure réponse aux besoins énergétiques du pays.

En réponse à ces préoccupations, Shell a indiqué qu'il importerait de l'eau en dehors de la région du Karoo pendant toute la phase d'exploration et procéderait au traitement des eaux usées générées par le forage et la fracturation.

### **III. Les perspectives politiques relatives à l'exploitation du gaz de schiste**

**Suite aux préoccupations environnementales soulevées, le ministère des ressources minérales (DMR) a imposé un moratoire sur la délivrance des licences d'exploration de gaz non**

---

<sup>6</sup> Les activités d'exploration comprennent les études géophysiques et d'acquisition de données, le forage de puits d'exploration, l'extraction de gaz et des tests de débit. La phase d'exploration pourrait entraîner le forage d'un maximum de 24 puits, dont 6 les trois premières années. Shell estime que ses activités d'exploration proposées nécessiteront 9 années, pour un investissement de 200 millions USD, avant d'être en mesure de déterminer l'existence et la viabilité commerciale de l'exploitation des réserves de gaz de schiste. Si tel était le cas, le groupe examinera ensuite les options d'investissement, pouvant impliquer plusieurs milliards de rands d'investissement dans la production et des systèmes logistiques. Shell a indiqué que le gaz pourrait être utilisé pour approvisionner les installations de la compagnie sud-africaine PetroSA à Mossel Bay, et contribuer à la production d'énergie.

<sup>7</sup> La méthode de fracturation hydraulique (fracking) utilisée pour libérer le gaz emprisonné dans des roches de schiste est grosse consommatrice d'eau et de produits chimiques.

<sup>8</sup> Le directeur général adjoint du ministère des sciences et technologies, M. Val Munsami, a souligné en mars 2011 que l'exploration du gaz de schiste pourrait avoir une incidence sur les chances de l'Afrique du Sud de se voir attribuer le projet SKA. L'Afrique du Sud est en compétition avec l'Australie pour l'attribution du projet international « Square Kilometre Array Telescope » (SKA). Le SKA représente la future génération de télescopes pour l'étude de l'espace dans le domaine spectral des ondes radio. Il apportera aux astronomes du monde entier un nouveau champ d'observation permettant de nombreuses découvertes scientifiques sur la structure et l'évolution de l'Univers. Le projet est estimé à 2 milliards EUR, et nécessitera un investissement annuel (sur 50 ans) entre 150 et 200 millions EUR pour son opération et sa maintenance. L'Afrique du Sud a proposé le bassin du Karoo pour implémenter le projet.

**conventionnel dans la région du Karoo en avril 2011**, afin de permettre à un groupe de travail<sup>9</sup> de procéder à une enquête sur les méthodes de fracturation hydraulique, leur adéquation au contexte sud-africain et les « bonnes pratiques internationales » en la matière. Il existe en effet un vide législatif concernant les nouvelles techniques que veulent utiliser les entreprises intéressées, et le DMR entend comprendre tous les impacts possibles avant d'encadrer par la loi les activités d'exploration et d'exploitation des gaz de schiste. En août 2011, le DMR a prolongé le moratoire pour une période supplémentaire de six mois, afin de permettre d'autres études techniques et réglementaires. Le DMR semble attendre le résultat de l'enquête actuellement menée par l'Agence de protection de l'environnement (EPA) des Etats-Unis (dont les premiers résultats seront publiés en 2012) qui étudie actuellement les risques environnementaux possibles associés au gaz de schiste.

**Ce moratoire, en plus de générer l'opposition des groupes industriels concernés** (Shell qualifiant de « stupide » l'éventuel abandon de l'exploitation des ressources de gaz de schiste), **a conduit le DMR à faire l'objet de « pressions » des autres ministères concernés.**

Ainsi, **le ministère de l'énergie (DOE) estime que l'exploitation du gaz de schiste pourrait être un élément majeur du changement du mix énergétique du pays**, le gaz représentant actuellement moins de 3% dudit mix. Bien que « respectant » la tutelle du DMR sur la question de l'exploitation du gaz de schiste, le DOE entend peser sur le débat. Lors de la quatrième conférence sur le gaz naturel à Johannesburg, organisée en septembre 2011 par la *South African Gas Pipeline Association*, le DOE a officialisé sa position : (i) il entend conseiller le DMR sur le cadre réglementaire possible pour l'exploration de gaz de schiste ; (ii) il souhaite équilibrer le besoin de responsabilité environnementale à la nécessité de sécurité énergétique nationale. Au cours de cette conférence, la ministre de l'énergie, Dipuo Peters, a indiqué, dans une allocation remarquée, que le DOE avait hâte de procéder à l'exploration afin de confirmer les ressources de gaz de schiste en Afrique du Sud.

De même, **le Régulateur national de l'énergie d'Afrique du Sud (Nersa) estime que le manque actuel de ressources de gaz en Afrique du Sud reste le principal obstacle à l'investissement et à la croissance du rôle du gaz dans le mix énergétique national.** Le Nersa entend développer l'industrie du gaz à travers l'octroi de licences et la fixation des tarifs. Il n'a cependant pas de rôle direct dans le développement des secteurs en amont, qui relève de la Petroleum Agency SA. Néanmoins, le Nersa surveille la question de l'exploitation du gaz de schiste, celui-ci pouvant fournir une nouvelle source d'approvisionnement nationale importante et permettre de développer le secteur industriel du gaz dans le pays.

Enfin, la Commission Nationale de la Planification (NPC), présidée par l'ancien ministre des Finances sud-africain Trevor Manuel, a présenté le 11 novembre 2011 au président Jacob Zuma un « plan de développement national »<sup>10</sup> d'ici 2030 où l'exploration des réserves de gaz de schiste est soulignée. La commission recommande au gouvernement, alors même que l'enquête du DMR est en cours, de permettre les forages exploratoires de gaz de schiste dans le Karoo afin de déterminer s'il existe des réserves économiquement exploitables. **Selon la commission, si les réserves de gaz sont prouvées, et les préoccupations environnementales atténuées, le développement des projets d'électricité à base de gaz sera accéléré et le gaz de schiste pourra contribuer de manière significative aux besoins électriques du pays, quitte à ce que cela soit au détriment du projet nucléaire** (tel que proposé dans l'IRP2011). Le rapport souligne également que le développement des réserves potentielles de gaz permettrait de réduire l'intensité carbone du pays et ses émissions de gaz à effet de serre.

<sup>9</sup> Le groupe de travail est présidé par le Directeur général du DMR, et comprend les vices directeur général du DMR, du ministère des sciences et technologies, du ministère du commerce et de l'industrie, ainsi que le CEO de PASA. Ce groupe bénéficie du support de représentants de PASA, du Council for Geosciences et du Council for Scientific and Industrial Research (CSIR).

<sup>10</sup> La Commission Nationale de la Planification (NPC), organe consultatif, présidée par Trevor Manuel et regroupant 26 personnalités influentes du monde des affaires et de l'économie, a été mise en place par le Président Zuma afin d'esquisser les lignes directrices de l'économie sud-africaine pour les 20 prochaines années. Elle a conclu dans son rapport remis au Président Zuma le 11 novembre 2011, que l'économie sud-africaine devait croître à un niveau de +5,4% par an. Elle préconise la promotion des industries employant une forte main d'œuvre, un effort sur la compétitivité et les exportations, le renforcement du rôle du gouvernement pour diriger le développement économique et la mobilisation de tous les secteurs de la société autour d'une vision nationale. La Commission envisage de relancer les infrastructures (réseau ferroviaire et portuaire, transports publics, réseau de fret, schémas d'irrigation, effort sur les énergies renouvelable, etc.) afin de réduire la pauvreté (39% de personnes vivant sous le seuil de pauvreté, seuil fixé à 419 rands par personne et par mois) et le chômage. Selon ce même rapport, l'investissement du gouvernement dans les infrastructures devrait favoriser la croissance économique et réduire le taux de chômage à 14% vers 2020 et 6% en 2030. Ceci implique la création de 11 millions nouveaux emplois à horizon 2030.

**ANNEXE 5 C**

**Les dix « sujets prioritaires » de la proposition BRGM / IFPEN / INERIS**

Sujet	Livrables	Durée et h*an	Contenu/Objectifs
Analyse détaillée de retours d'expérience	Rédaction d'une note de synthèse	1 h*an 6-8 mois	Retour d'expérience sur les bonnes pratiques et sur les situations accidentelles, principalement en Amérique du nord
Référentiel commun d'analyse des risques	Élaboration d'un « guide technique » à visée réglementaire	3 h*an 2 ans	Définition des potentiels de danger, des scénarios de risque, en situation normale ou altérée, puis évaluation. Le référentiel, à caractère transparent, servira de cadre aux expérimentations.
Bilan environnemental global. Attention particulière sur l'eau et les gaz à effet de serre. Comparaison avec les autres sources d'énergie.	Rapport et mise en perspective / autres énergies	1,5 h*an 1 an	Proposer une méthodologie pour l'évaluation des impacts (gaz à effet de serre, eau, etc.). Analyse du cycle de vie. Comparaison avec autres sources d'énergie (par unité d'énergie produite).
Toxicité et éco-toxicité des additifs	Rapport et préconisations d'interdiction ou de limitation	1 h*an 18 mois	Démarche de type REACH. Étude des principaux produits utilisables, de leur toxicité/nocivité en fonction des volumes et des réactivités réciproques.
Cartographie de la zone affectée par une fracturation hydraulique	Protocole d'acquisition de données et préconisations sur le monitoring	1,5 h*an 18 mois	Modélisation prévisionnelle puis suivi microsismique du développement des fractures ayant pour but la libération du gaz. Influence des principaux paramètres.
Capacité de détection des additifs et mise en œuvre pratique	Guide méthodologique	2 h*an 18 mois	Après inventaire des molécules recherchées, identifier et développer les techniques permettant de les détecter dans l'eau, l'air, les boues.
Éléments à risque relar-guables par les roches mères suite à la fracturation hydraulique	Rapport et cartographie simplifiée	6 h*an 3 ans	Analyse minéralogique et chimique des roches-mères (métaux lourds...). Étude des mécanismes de relargage suite aux opérations de fracturation hydraulique.
Inventaire rapide des aquifères profonds utilisables et/ou qui pourraient être affectés	Rapport de méthodologie et cartographie	1,5 h*an 18 mois	Identifier les aquifères profonds utilisables (hydrogéologie, hydrogéochimie). Potentialités et vulnérabilités.
Utilisation partagée du sous-sol	Préconisations sur les distances minimales entre puits et autres utilisations	2 h*an 18 mois	Interaction entre les fluides eau, huiles et gaz. Influence d'une perturbation de type exploitation de gaz ou huile de schiste.
Acquisition de lignes de base	Plan de surveillance	4 h*an 18 mois	Caractérisation de l'état initial (eau, air), à l'aide d'un plan de surveillance : localisation des points de contrôle, techniques à utiliser, fréquences de mesure, etc.

**ANNEXE 6 C**  
**Personnes rencontrées**

**3LEGS Resources**

M. Alexander FRASER, Chief financial officer

**BRGM**

M. François DEMARCQ, Directeur général délégué

Mme Catherine TRUFFERT, Directrice de la recherche

M. Hubert FABRIOL, Service Risques (RIS), Responsable de l'Unité risques des stockages et des exploitations du sous-sol (RSE)

M. Olivier BOUC, Service Risques (RIS), Unité risques des stockages et des exploitations du sous-sol (RSE)

M. Louis DE LARY DE LATOUR, Service Risques (RIS), Unité risques des stockages et des exploitations du sous-sol (RSE)

M. Mohamed AZAROUAL, Service EAU, Responsable de l'Unité Qualité de l'Eau (QAL)

M. Olivier SERRANO, Service Géologie, Responsable de l'Unité Bassins sédimentaires (GBS)

**CGG Véritas**

M. Robert BRUNCK, Chairman of the board

M. Thierry BRIZARD, Vice président executive, Technologie

M. Eric BATHELLIER, Technical marketing group manager, Land division

M. Romain SOUBEYRAN, Senior vice président sciences

**DGALN**

M. Jean-Philippe DENEUVY, Sous-Directeur, Chef du département de l'Action Territoriale

**DGEC**

Mme Catherine THOUIN, Chef du Bureau Exploration et Production des Hydrocarbures

M. Philippe GEIGER, Sous-Directeur, Chef du département Sécurité d'approvisionnement et nouveaux produits énergétiques

**DGPR**

M. Laurent MICHEL, Directeur général de la prévention des risques

M. Philippe BODENEZ, Chef du Bureau du sol et du sous-sol

**DGT**

Mme Virginie DUJARDIN, DGT à Varsovie

**ELIXIR**

M. Lain KNOTT, Executive director, Exploration

M. Andrew ROSS, Managing director

**GERARD S. MEDAISKO ASSOCIATES PLC**

M. Gérard S. MEDAISKO, Président

**HALLIBURTON**

M. Ron HYDEN, Technology Director, Production enhancement

**HESS OIL**

M. Mark KATROSH, Président

M. Michael ZEBROWSKI, Senior geophysicist advisor

M. Bertrand DEMONT, Project operations team leader  
M. Guillaume DEFAUX, Manager communication et relations publiques  
Mme Maria COMRIE, Senior exploration advisor  
Mme Jennifer WOLTERS, Senior geologist

**IFPen**

M. Olivier APPERT, Président  
M. François KALAYDJIAN, Directeur délégué Resource Business Unit

**INERIS**

M. Christophe DIDIER, Directeur-adjoint des risques du sol et du sous-sol  
M. Mehdi GHOREYCHI, Directeur des risques du sol et du sous-sol  
M. Pierre TOULHOAT, Directeur scientifique

**MAGNITUDE**

M. Christophe MAISONS, Managing director

**NO HOT AIR**

M. Nick GREALY

**POLOGNE**

Mme Barbara NIECIAK, Premier conseiller à l' Ambassade de Pologne à paris  
Mme Katarzyna KACPERCZYK, Deputy director, Dept. for Economic Policy, Min. for Foreign Affairs, Polish Chairperson  
M. Pawel POPRAWA, Polish Geological Institute  
Mme Marta WAGRODZKA, Dept. of Geology and Geological Concessions, Min. of Environment  
Mme Joanna PIEKUTOWSKA, Director, Inspections Dept., General Inspectorate for Environment Protection  
M. Andrzej DZIURA, Deputy director, Environmental Impact Assessments Dept., General Directorate for Protection of the Environment  
Mme Dorota CIARKOWSKA, Expert, Environmental Impact Assessments Dept., General Directorate for Protection of the Environment  
Mme Hanna DZIKOWSKA, Director, Regional Directorate for Environmental Protection  
Mme Małgorzata WAKSMANSKA, Deputy director, Legal Dept., State Mining Authority  
M. Krzysztof KROL, Deputy director, Mining Dept., State Mining Authority

**REALM Energy International**

M. Karl DEMONG, Vice President, Operations  
M. Mike MULLEN, Chief operating officer  
M. Craig STEINKE, Président

**THERMOPYLES**

M. Philippe LABAT, Président

**TOREADOR France**

M. Emmanuel MOUSSET, Directeur général  
M. Tony VERMEIRE, Directeur commercial

**TOTAL GAS SHALE Europe**

Jean-François PAGES, Directeur opérations

**TPA Total Prof**

M. Bruno WEYMULLER, Professeur

**UFIP**

M. Jean-Louis SCHILANSKI, Président

M. Bruno AGEORGES, *Secrétaire général de la chambre syndicale de l'exploration production (CESP)*

M. Christian CHAVANNE, Directeur des relations institutionnelles

M. Olivier GANTOIS, Délégué général

**VERMILION**

M. Jean-Pascal SIMARD, Directeur relations publiques Europe

Mme Pantxita ETCHEVERRY, Ingénieur études

## ANNEXE 7 C

### Principaux documents consultés (liste non exhaustive)

*Evaluation of impacts to underground sources of drinking water by hydraulic fracturing of Coalbed methane reservoirs – Executive summary*

US Environmental Protection Agency

Juin 2004, 22 p.

([http://www.epa.gov/ogwdw/uic/pdfs/cbmstudy\\_attach\\_uic\\_exec\\_summ.pdf](http://www.epa.gov/ogwdw/uic/pdfs/cbmstudy_attach_uic_exec_summ.pdf))

*Modern Shale Gas – Development in the United States : A Primer*

US Department of Energy

Ground Water Protection Council and ALL Consulting

Avril 2009, 28 p.

([http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/epreports/shale\\_gas\\_primer\\_2009.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/epreports/shale_gas_primer_2009.pdf))

*Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed*

New York City Department of Environmental Protection

Décembre 2009, 50 p.

([http://www.nyc.gov/html/dep/pdf/natural\\_gas\\_drilling/rapid\\_impact\\_assessment\\_091609.pdf](http://www.nyc.gov/html/dep/pdf/natural_gas_drilling/rapid_impact_assessment_091609.pdf))

*The Future of Natural Gas – An interdisciplinary MIT study – Interim Report*

Massachusetts Institute of Technology

2010, 83 p.

(<http://web.mit.edu/mitei/research/studies/documents/natural-gas/report-natural-gas.pdf>)

*Frac Attack : risks, hype, and financial reality of hydraulic fracturing in the shale plays*

Special Report

Reservoir research Partners, TudorPickering Holt & Co

Juillet 2010, 62 p.

(<http://westernenergyalliance.org/wp-content/uploads/2010/03/fracattack.pdf>)

*Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development*

Briefing Paper 1

Worldwatch Institute

Juillet 2010, 18 p.

(<http://www.worldwatch.org/files/pdf/Hydraulic%20Fracturing%20Paper.pdf>)

*The 'Shale Gas Revolution' : Hype and reality*

A Chatham House Report

Septembre 2010, 35 p.

([http://www.chathamhouse.org/sites/default/files/public/Research/Energy,%20Environment%20and%20Development/r\\_0910stevens.pdf](http://www.chathamhouse.org/sites/default/files/public/Research/Energy,%20Environment%20and%20Development/r_0910stevens.pdf))

*Le gaz de schiste – Résumé et commentaires*

Conseil Français de l'Énergie  
Novembre 2010, 48 p.

*État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique*  
Rapport préliminaire  
Institut national de santé publique du Québec  
Novembre 2010, 65 p.  
([http://www.inspq.qc.ca/pdf/publications/1177\\_RelGazSchisteSantePubRapPreliminaire.pdf](http://www.inspq.qc.ca/pdf/publications/1177_RelGazSchisteSantePubRapPreliminaire.pdf))

*Les perspectives du 'shale gas' dans le monde*  
Bruno Weymuller, Note de l'IFRI.  
Décembre 2010, 47 p.  
(<http://www.ifri.org/downloads/noteenergiebweymuller.pdf>)

*Shale Gas : a provisional assessment of climate change and environmental impacts*  
Tyndall Center for Climate Change Research, University of Manchester  
Janvier 2011, 79 p.  
([http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop\\_shale\\_gas\\_report\\_final.pdf](http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop_shale_gas_report_final.pdf))  
Une étude du cabinet Tyndall traitant des impacts de l'exploitation du gaz de schiste sur le climat et l'environnement

*Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec*  
Rapport d'enquête et d'audience publique, n° 273  
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
Février 2011  
(<http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape273.pdf>)

*Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources*  
US Environmental Protection Agency  
Février 2011, 123 p.  
([http://yosemite.epa.gov/sab/sabproduct.nsf/0/D3483AB445AE61418525775900603E79/\\$File/Draft\\_Plan\\_to\\_Study\\_the\\_Potential\\_Impacts\\_of\\_Hydraulic\\_Fracturing\\_on\\_Drinking\\_Water\\_Resources\\_February\\_2011.pdf](http://yosemite.epa.gov/sab/sabproduct.nsf/0/D3483AB445AE61418525775900603E79/$File/Draft_Plan_to_Study_the_Potential_Impacts_of_Hydraulic_Fracturing_on_Drinking_Water_Resources_February_2011.pdf))

*Les gaz non conventionnels : une révolution énergétique nord-américaine non sans conséquences pour l'Europe*  
Note d'analyse n° 215, Centre d'analyse stratégique  
Mars 2011, 12 p.  
(<http://www.strategie.gouv.fr/system/files/2011-03-15-na215-gaznonconventionnels.pdf>)

*Rapport du Vérificateur général du Québec à l'Assemblée nationale pour l'année 2010-2011*  
Chapitre 3 : Gestion gouvernementale de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste  
Rapport du commissaire au développement durable,  
2011  
([http://www.vgq.gouv.qc.ca/fr/fr\\_publications/fr\\_rapport-annuel/fr\\_2010-2011-CDD/fr\\_Rapport2010-2011-CDD-Chap03.pdf](http://www.vgq.gouv.qc.ca/fr/fr_publications/fr_rapport-annuel/fr_2010-2011-CDD/fr_Rapport2010-2011-CDD-Chap03.pdf))



*World Shale Gas Resources : An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*  
US Energy Information Administration, Department of Energy  
Avril 2011  
(<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>)

*Gaz de schiste : un avenir à préciser*  
B. Tardieu, président de la commission Énergie et changement climatique de l'Académie des technologies  
Pour la Science, juin 2011  
([http://www.pourlascience.fr/ewb\\_pages/f/fiche-article-gaz-de-schiste-un-avenir-a-preciser-27008.php](http://www.pourlascience.fr/ewb_pages/f/fiche-article-gaz-de-schiste-un-avenir-a-preciser-27008.php))

*Développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec*  
(<http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape273.pdf>)

- Rapport du comité parlementaire de l'énergie et du changement climatique :  
*Energy and Climate Change Committee - Fifth Report Shale Gas*  
<http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmenergy/795/79502.htm>

- *Can unconventional gas be a game changer in European markets?*, Florence Gény, Oxford Institute for Energy Studies, décembre 2010  
<http://www.decc.gov.uk/publications/basket.aspx?filetype=4&filepath=What+we+do%2fGlobal+climate+change+and+energy%2fInternational+energy%2fpolicy%2f1294-oxford-study.pdf>

- *The unconventional hydrocarbon resources of Britain's onshore basins – shale gas*, DECC, 2010,  
[https://www.og.decc.gov.uk/UKpromote/onshore\\_paper/UK\\_onshore\\_shalegas.pdf](https://www.og.decc.gov.uk/UKpromote/onshore_paper/UK_onshore_shalegas.pdf)

- *Will Natural Gas Prices Decouple from Oil Prices across the Pond?* IMF Working Paper, Reinout De Bock et José Gijon, juin 2011  
<http://www.imf.org/external/pubs/cat/longres.aspx?sk=24980.0>

Une étude du département de l'énergie US sur le potentiel en gaz de schiste de 14 régions hors US :  
*World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*  
(<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>)

Une étude prospective du MIT portant sur le gaz naturel :  
*The future of natural gas*  
([http://web.mit.edu/mitei/research/studies/documents/natural-gas-2011/NaturalGas\\_Report.pdf](http://web.mit.edu/mitei/research/studies/documents/natural-gas-2011/NaturalGas_Report.pdf))

*A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin*  
(<http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/brochures/DOE-NETL-2011-1478%20Marcellus-Barnett.pdf>)

Une étude canadienne traitant des impacts de l'exploitation du gaz de schiste sur la ressource en eau.  
Cette étude inclue une série de recommandations sur le sujet :  
"Points de rupture"  
([http://www.powi.ca/pdfs/groundwater/Points-de-Rupture\\_Fr\\_14oct.pdf](http://www.powi.ca/pdfs/groundwater/Points-de-Rupture_Fr_14oct.pdf))