

Les hydrocarbures de roche-mère en France

Rapport provisoire

Etabli
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**

Avril 2011

Sommaire

Introduction

1. Le potentiel de développement des hydrocarbures de roche-mère, les opportunités économiques et enjeux géopolitiques associés

- 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

2. Revue comparative des technologies utilisées

- 2.0 Les forages conventionnels : rappels
- 2.1 Gaz et huiles de roche-mère
- 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 Les compétences en France
- 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

3. Enjeux sociétaux et environnementaux

- 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 2 secteurs emblématiques
- 3.6 Autres impacts 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

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
- 4.2 Les autres textes réglementaires
- 4.3 Le chantier en cours de codification du Code minier
- 4.4 Fiscalité pétrolière et gazière amont

Eléments de conclusion

Annexes

Liste des principales personnalités rencontrées

- Annexe 1** : Lettre de mission
- Annexe 2** : Tableau résumé du cadre légal et réglementaire applicable aux hydrocarbures
- Annexe 3** : Permis accordés
- 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)

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 jointe en annexe 1, 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 Leteurtois, 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.

Il a été demandé à la mission un rapport d'étape avant le 15 avril et le rapport final avant le 31 mai 2011.

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 enfin 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.

Le présent rapport provisoire vise à rendre compte des premiers travaux de la mission. La rédaction de certains paragraphes non essentiels pour l'argumentaire global a été volontairement reportée.

Ce rapport comporte quatre parties, en correspondance avec la lettre de mission, et une conclusion. La première partie vise à évaluer nos ressources potentielles en huile et en gaz de roche-mère. La seconde présente les techniques utilisées par l'industrie pétrolière pour explorer et exploiter ces ressources. La troisième concerne les risques pour la santé et l'environnement que présente l'utilisation de ces technologies d'extraction et les moyens de les limiter. 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 dans les 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 un simple forage dans le réservoir.

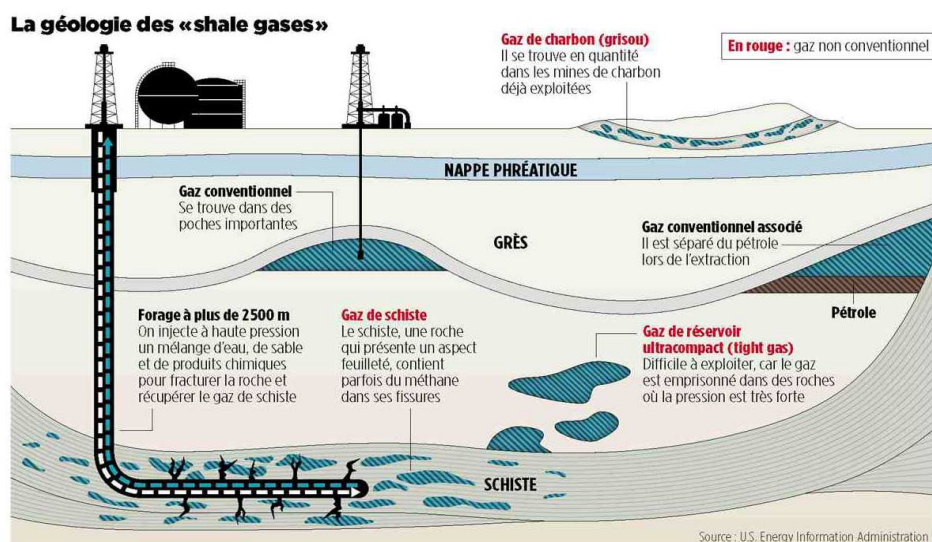


Figure 1 Source : Le Point 5 août 2010 : « Plein gaz dans les schistes »

Les gisements d'hydrocarbures **non conventionnels** ne disposent pas de cette double caractéristique :

- **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) 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**¹ (coalbed methane), le grisou, est dispersé et piégé dans les gisements de charbon. Son extraction exige également des opérations de fissuration.

Enfin, les **schistes bitumineux**, exploités notamment au Canada, relèvent d'une autre catégorie de produits justifiables d'autres techniques : il s'agit de matières organiques qui n'ont pas subi la maturation nécessaire pour se transformer en hydrocarbures. Ils sont exploités en carrière et soumis

¹ 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.

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'Énergie (World Energy Outlook 2009), les **ressources mondiales récupérables de gaz non conventionnel** (370 Tm^3)² seraient du même ordre de grandeur que les **ressources récupérables conventionnelles** (404 Tm^3). Le gaz de roche-mère contribuerait pour 183 Tm^3 à ces ressources récupérables (Figure 2).

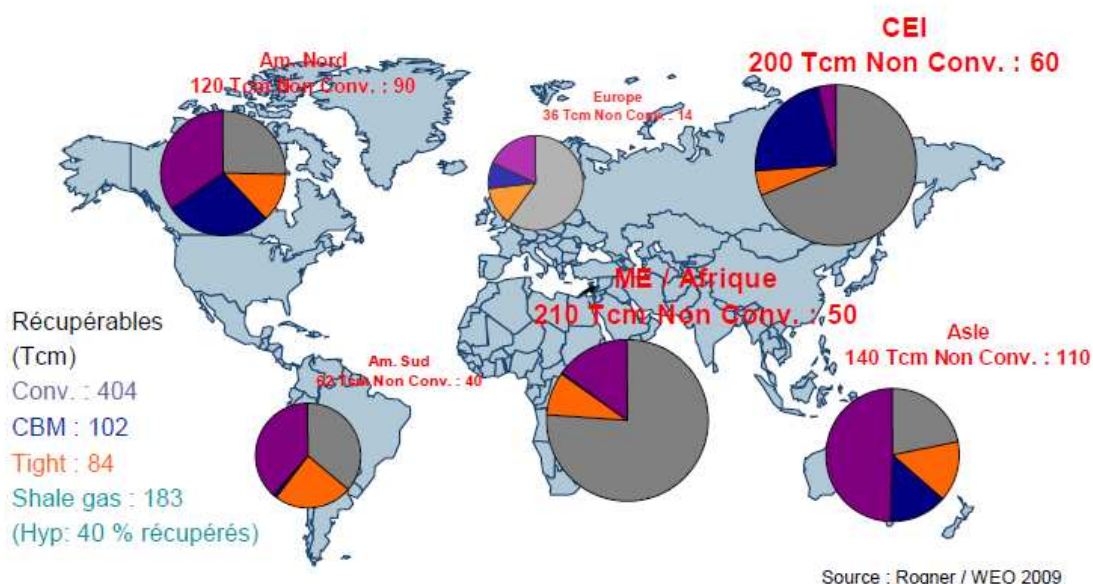


Figure 2

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

Très récemment (avril 2011), l'EIA³ 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.

² Tm³ : Téra mètre cube, soit mille milliards de m³.

³ EIA : US Energy Information Administration.

	Réserves prouvées de gaz conventionnel (en Tcf)	Gaz de roche-mère techniquement récupérable (en Tcf)
France	0,2	180
Allemagne	6,2	8
Pays-Bas	49	17
Norvège	72	83
Suède		41
Pologne	5,8	187

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 de 180 Tcf, soit environ 5 T m³ de gaz techniquement récupérables.

Il faut toutefois prendre ces données avec circonspection. Tous les gisements techniquement récupérables ne sont pas effectivement exploitables.

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. **Aucun puits n'est en exploitation et la totalité du gaz consommé au Québec vient de l'Ouest canadien.**

1.2.2/ Etats-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 Etats-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 Etats-Unis (contre moins d'une dizaine en France).



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 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 de grands opérateurs pour acquérir la 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 considéré 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

Il n'y a pas un marché mondial du gaz avec un prix mondial mais des marchés du gaz, marchés à terme et au comptant 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 Etats-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 (voir schéma).

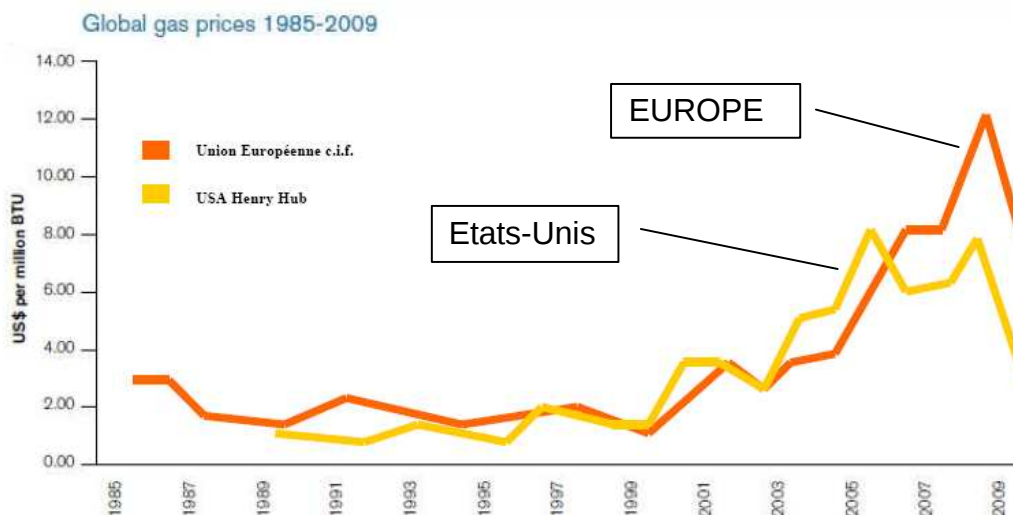


Figure 5 Source : statistiques BP

On constate un décrochage des prix aux Etats-Unis à partir de 2005, date de l'essor du gaz de roche-mère aux Etats-Unis et un différentiel de 4 à 5 \$ ensuite. La crise financière se marque par la baisse de 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 d'infrastructures de transport de gaz 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 complétion⁴,
- Procédures plus lentes, contrôles stricts,
- Investissements en infrastructures.

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

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

L'AIE estime à 36 Tm³ les ressources récupérables de gaz conventionnel en Europe, et à 14 Tm³ 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 d'évoquer trois 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 CO₂ (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^{ème} 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**

⁴ Ensemble des opérations d'achèvement d'un puits de pétrole qui précèdent sa mise en production

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 CO₂ ».

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 est dès lors susceptible d'influer notablement sur la programmation des investissements en matière de CCS et de recours aux EnR en substitution d'énergies fossiles.

Verbatim à propos de la cohabitation CCS et hydrocarbures de roche-mère	
<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 CO₂. **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 décarboner encore plus l'économie.**

S'agissant de l'horizon 2050, d'autres inconnues subsistent relativement à la maîtrise de certaines technologies, par exemple en ce qui concerne le **stockage de l'électricité**.

Enfin, on doit rappeler que, **quel que soit le scénario** pour diviser par 4 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.

Les différents scénarios prospectifs diffèrent souvent par la contribution des ces trois composantes (sobriété, efficacité, développement des énergies renouvelables) à la réduction totale de nos émissions de gaz à effet de serre. L'un d'entre eux évalue à 15 % la part susceptible d'être satisfaite au titre de la sobriété et à 30% celle au titre de l'efficacité énergétique.

1.7. La France

1.7.1/ la situation du gaz en France

Les chiffres donnés ci-après sont issus des statistiques 2009 Soes. **RAPPEL : 1 tep = 1000 m³ 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 %.

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 épisodiques (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 Mtep 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 d'exploration y ont été délivrés.

↳ **Les huiles de roche-mère du bassin parisien**

La coupe géologique du bassin parisien est décrite classiquement comme une « pile d'assiettes » (figure). Deux niveaux sont potentiellement intéressants pour les hydrocarbures de roche-mère : le Permien (fin de l'ère primaire) et le Lias (milieu de l'ère secondaire).

Les permis accordés en Brie, par exemple, vont chercher à grande profondeur, environ 2300 m, les marnes du Lias (étage Toarcien), réservoir possible d'huile de roche-mère. L'aquifère d'eau douce de

l'Albien se situe autour de 900-1000 m de profondeur, soit 1300 mètres au-dessus du Lias schisteux.

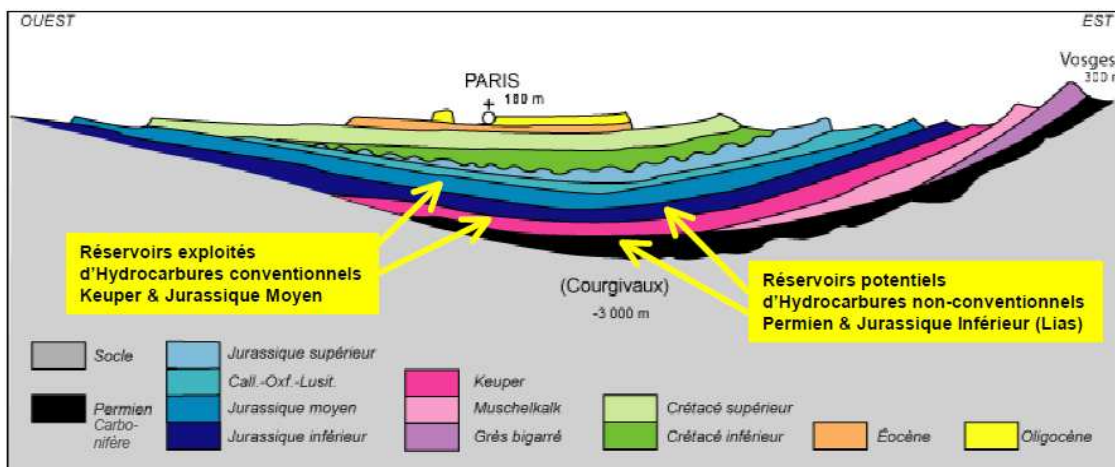


Figure 6 En coupe, les couches sédimentaires qui constituent le bassin de Paris représentent une épaisseur totale qui atteint 3000 mètres. Les réservoirs potentiels d'hydrocarbures non-conventionnels se situent dans les séries du Permo-carbonifère et dans les marnes et calcaires du Jurassique inférieur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

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

Ce bassin – le terme est géologiquement impropre – est bien plus complexe que le précédent. Le Toarcien, avec à la base les schistes-cartons, subit des variations d'épaisseur très forte d'un endroit à l'autre (de quelques mètres à 150 m). Certains secteurs ont été fortement plissés et faillés à l'ère tertiaire ; 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.

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) près de la vallée du Rhône.

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.

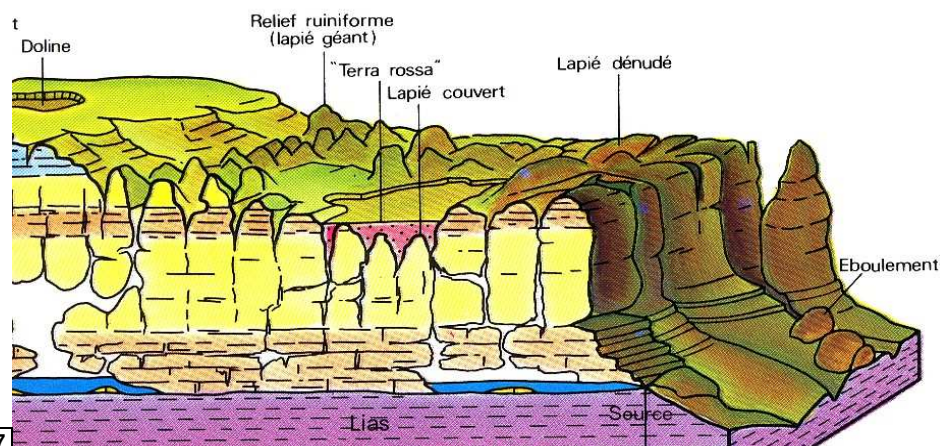


Figure 7

Configuration morphologique et géologique du Lias (région Causses) Source : Roches, géologie et paysages du Parc national des Cévennes, 1983

Remarque : Il est possible également que des schistes permien (étage Autunien), plus profonds que le Lias, contiennent des hydrocarbures de roche-mère, gaz ou huile.

Ces quelques éléments de description géologique montrent que, même si la même couche liasique apparaît comme un réservoir potentiel dans les deux bassins, 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 conventionnel⁵, neuf permis exclusifs de recherche ont été délivrés depuis 2004

- cinq permis ont pour objectif le gaz de houille⁶. 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 Encana⁷. 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 km²) , « Villeneuve de Berg » (931 km²) et « Nant » (4114 km²) 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'AIE qui estime à 5 Tm³ 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 récupérable⁸ dans les trois permis de recherches accordés serait de l'ordre de 100 Mm³ par km².**

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

⁵ La production de gaz de mines réalisée par GAZONOR dans ses concessions du Nord Pas-de-Calais s'est élevée à 76 millions de m³ en 2010.

⁶ En outre, la production de gaz de mines réalisée par GAZONOR dans ses concessions du Nord Pas-de-Calais s'est élevée à 76 Mm³ en 2010

⁷ Cette filiale a été rachetée depuis par la société Vermillon REP.

⁸ Avec un taux moyen de récupération de 30 %.

zones géologiquement inadaptées, ...), **les ressources effectivement récupérables pour ces trois permis seraient de l'ordre de 500 Gm³**, soit 10 % des estimations de l'EIA. Ces deux approches donnent des estimations cohérentes entre elles.

Les hypothèses prises sont peu précises et ces estimations doivent être considérées avec prudence. A titre de comparaison, la production française de gaz en 2010 s'est établie à 1,3 Gm³.

↳ 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 m³ 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 avec fracturation hydraulique 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 comportant un forage avec fracturation dans son permis de recherches de « Saint-Just-en-Brie ».

Au 1^{er} 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 Mm³ par km². Avec un taux de récupération de 1 à 2 %, le volume unitaire d'huile récupérable serait de l'ordre de 0,02 millions de m³ par km². Une extrapolation grossière sur la superficie des titres miniers délivrés sur l'ensemble du bassin parisien conduit à estimer à environ 1 milliard de m³ 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 m³ d'huile pendant 25 ans, ce qui correspondrait à l'existence d'un gisement effectivement exploitable de 100 à 150 Mm³. 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 (**Gasland**).

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

Nous avons par notre taille et la spécificité de notre bassin une spécificité : la France ne peut, comme les Etats-Unis, 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 (ces thèmes seront développés dans le rapport final), 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]

2. Technologies utilisées

2.0 Les forages conventionnels : rappels

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

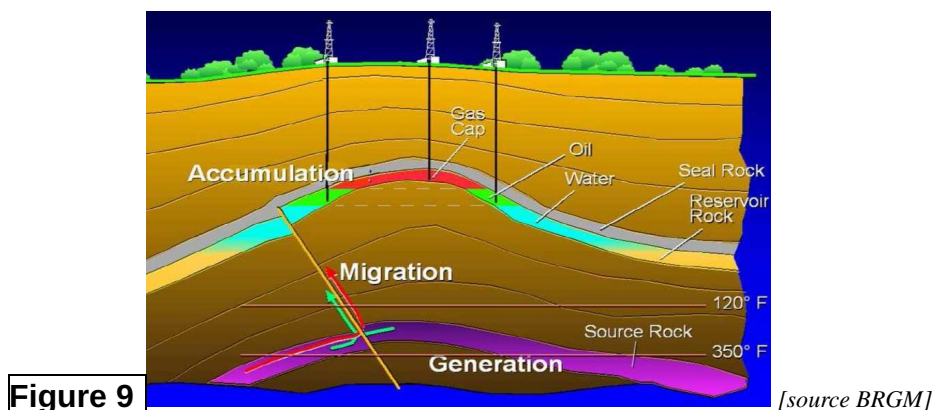
- La première consiste à forer un trou dans les terrains de surface (une dizaine de mètres) puis à y installer un coffrage et le cimenter, c'est-à-dire couler du ciment entre le terrain traversé et le cuvelage. L'objectif consiste à isoler le puits du sol de la plateforme de forage et à éviter la chute 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 RGIE⁹ (voir chapitre 4) 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

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 », de manière très diffuse et aléatoire dans la couche sédimentaire qui les abrite.

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



⁹

Règlement général des industries extractives.

↳ **Les gaz et huiles conventionnels**, en général présents dans une poche, sont accessibles par un forage vertical à partir duquel on pourra soutirer les hydrocarbures du réservoir, sans grand effort en général, ces fluides légers circulant facilement vers le puits dans la roche poreuse.

↳ **S'agissant des gaz et huiles « non conventionnels »**, les zones riches en gaz ou huile, à l'origine riches en matières organiques déposées au fond du bassin, sont disséminées dans une couche (de l'ordre d'une centaine de mètres d'épaisseur pour le Lias). Les perspectives de découvertes rentables sont ainsi assez aléatoires, fonctions de la quantité de matière organique initiale, de sa transformation en huile ou gaz et de son éventuelle migration. Le forage horizontal au bon niveau augmente fortement la probabilité de rencontrer les hydrocarbures (il faudrait à défaut une multitude de puits verticaux) et la fracturation (ou stimulation) 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 nouvelles¹⁰ ni exceptionnelles¹¹. Elles sont utilisées depuis longtemps dans l'exploitation des accumulations conventionnelles, y compris en France. La nouveauté vient de l'ampleur avec laquelle ces techniques sont utilisées pour l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère : on peut forer jusqu'à 20 drains horizontaux de 1 à 4 km de longueur à partir d'un même puits et chaque drain peut faire l'objet de plus d'une dizaine de fracturations hydrauliques. On se trouve alors, compte tenu des quantités de produits utilisés (eau, sable, substances chimiques), confronté à des impacts potentiels sur l'environnement tout à fait différents de ceux des forages conventionnels.

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.**

▪ 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

¹⁰ La première fracturation hydraulique a eu lieu en 1949 à Velma en Oklahoma aux Etats-Unis.

¹¹ 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.

hydrocarbure de roche-mère serait de l'ordre de 8 à 10 M\$ (les coûts peuvent être bien moindres dans certains bassins) se décomposant en 40 à 50 % pour la plateforme 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 DREAL¹² (DRIEE¹³ 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, ces différences résultant des contextes géologiques différents :

- En l'absence d'accumulation 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 ou fractures 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 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

¹² Direction Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement

¹³ Direction Régionale et Interdépartementale de l'Environnement et de l'Energie

laboratoire) 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).

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 fournisseurs¹⁴ 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 4 pour les tubes des drains horizontaux qui subissent de fortes contraintes mécaniques lors des opérations de forage.

La différence entre une qualification CAL 4 et une qualification moindre CAL 3 ne tient pas au mode de fabrication du produit mais aux contrôles qualité et de conformité qui sont plus importants en CAL 4 (ce qui induit, outre un surcoût lié au contrôle, 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 CAL 4.

▪ 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 puits vertical émettant plusieurs drains horizontaux dans la couche de schiste.

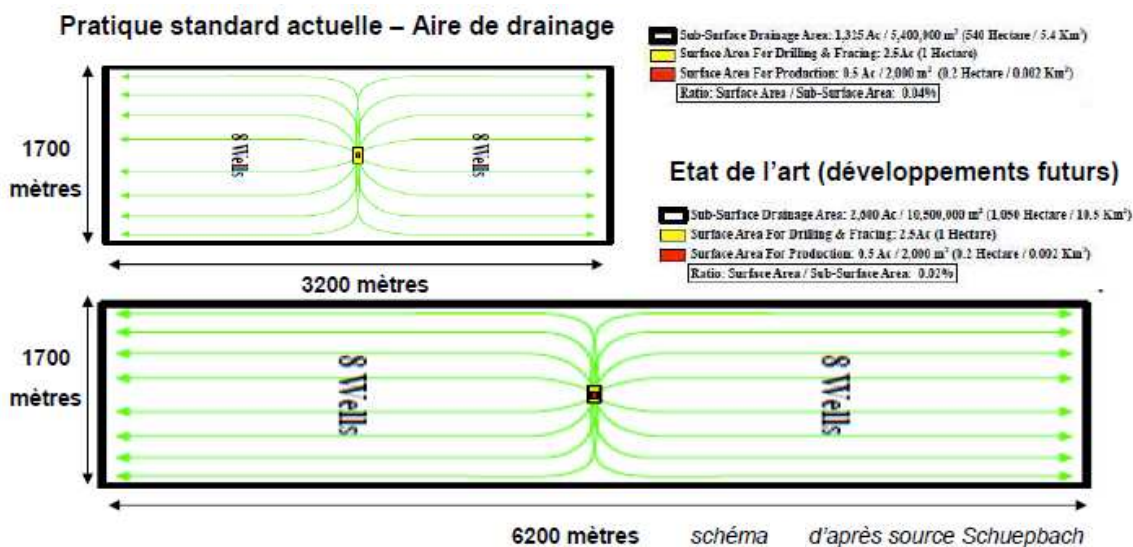


Figure 10

¹⁴

En pratique, trois grandes sociétés internationales, dont Vallourec.

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, ..) dépendent des caractéristiques de la roche à fracturer.

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 m³ (soit à peu près la consommation mensuelle d'une ville de 2000 habitants). Ce volume se décompose de la manière suivante : 1000 à 2000 m³ d'eau seraient nécessaires pour le forage d'un puits, chaque fracturation requiert l'usage d'environ 1500 à 2000 m³ 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 m³ d'eau (dont 110 m³ 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 m³ 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.

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 m³ d'eau utilisés dans un puits, 800 à 900 m³ de sable 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.

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) ^a
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	Polyacrylamide, mineral oil	Minimize friction between fluid and the pipe	0.088	2,640
Surfactant	Isopropanol	Increase the viscosity of the fluid	0.085	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. ^a 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 plateforme 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 à 6 mois la durée des opérations.

2.3.3/ Phase d'exploitation

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

Si les produits sont évacués par canalisation enterrée, seule une surface nécessaire à protection de la tête de puits (100 m² environ) resterait occupée pendant la durée d'exploitation, soit 15 à 20 ans.

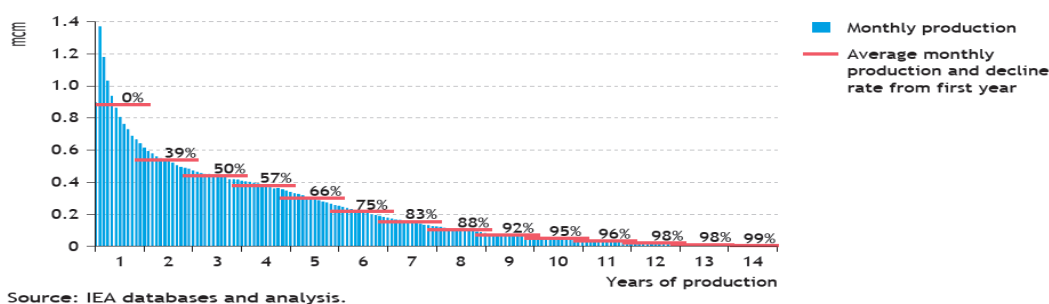
Dans le cas contraire un réservoir de stockage est à prévoir.

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 km².

Selon une estimation récente de l'IFPEN, pour le gaz, un maximum de 25 plateformes serait nécessaire pour produire 1 Gm³/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.



Source: IEA databases and analysis.

Figure 12 Profil de production type des puits horizontaux de « Barnett shale »

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 et conformément au titre forage du RGIE. Faute de quoi, une corrosion du cuvelage peut se développer et des fuites peuvent intervenir avec pollution de nappe. 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 potable¹⁵.

Vis-à-vis de ce risque, les bonnes pratiques pour la fermeture des puits, établies dans les années 90, 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 détecter 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, le puits est bouché conformément au RGIE, la surface 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.

¹⁵

Rémi Galin : *Les forages profonds : un autre après-mine ?* Annales des Mines, mai 2000

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.

La réglementation française encadre déjà les opérateurs miniers vis-à-vis de l'utilisation de nos ressources en eau 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.

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

▪ **Récupération, stockage en surface et réutilisation (paragraphe sera développé dans rapport final)**

Proposition
Limiter les volumes d'eau utilisés en fonction des ressources disponibles : tenir compte des règles de répartition des usages décidées dans le cadre des SAGE/SDAGE aux travaux miniers.

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

L'émotion suscitée aux Etats-Unis par le recours à des substances chimiques innombrables et potentiellement dangereuses appelle une objectivation des termes du débat. Certes la nature et la composition chimique des produits utilisés peuvent constituer une partie du savoir-faire dont la

divulgaration 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 500**) 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.

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.

Proposition
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.

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

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.

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 1990 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).

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

▪ 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.

Proposition
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.

▪ 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 fissures est mal connu des

scientifiques. Des études à ce sujet 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, karstiques par exemple, 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 caractéristique des formations géologiques moins bien connues, le risque doit être évalué avant de procéder aux fracturations.

Proposition

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.

Dans la présente phase d'expérimentation des techniques de fracturation hydraulique en France, 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 micro-sismique permettent notamment de visualiser l'étendue du système de fissuration créé.

Proposition

Rendre obligatoire la surveillance par micro sismique des premières opérations de fracturation hydraulique.
--

- **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.

Proposition

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.
--

Proposition

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.
--

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 3M\$ avec une fin prévue fin 2014). Une autre étude est également lancée au Canada.

Proposition
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.

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, certaines études hydrogéologiques 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 (ce paragraphe sera développé dans le rapport final)

Dans le cas du gaz de roche-mère, il convient 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 éviter, la réalisation d'inspections périodiques des fuites de gaz pourrait utilement être prescrite à l'opérateur.

2.4.6 Accidents ou risques naturels (ce paragraphe sera développé dans le rapport final)

- Incidents, explosions, incendies
- Précipitations, épisodes cévenols, tempêtes, inondations,

Ce sont des éléments qui doivent être pris en compte dans le dimensionnement des équipements industriels.

- 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 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 (Addressing the environmental risks from shale gas development, Juillet 2010) 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 des gaz de schiste de Barnett et cette sismicité, mais la ré-injection d'eau dans de nombreux puits (200) après exploitation pourrait en être la cause.

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 1Mt/an et de 1Gm³/an, il convient d'ouvrir (et de fermer) 2 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.

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 (moins de 6 mois) et 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 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 m³). 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.

Proposition
Privilégier, dans la mesure du possible, l'approvisionnement en eau par canalisation.

Proposition
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.

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, pendant l'exploitation. 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.

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

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. 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.

2.5 Éléments pour l'évaluation des risques

2.5.1 Incidents signalés aux Etats-Unis

On pourra consulter en annexe un tableau récapitulatif des principaux incidents signalés aux Etats 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.

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 encore peu expérimentées.

D'où la nécessité de se donner les moyens en France d'assortir toute autorisation de prescriptions suffisamment précises sur les règles de l'art et de moyens de contrôle pour empêcher toute répétition de tels désordres sur le territoire.

2.5.2 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-en-Forêt**, en Alsace, est la référence à ce sujet : 4 forages entre 3500 et 5000 m, verticaux puis déviés en profondeur ; stimulation (fracturation) hydraulique sous forte pression afin d'augmenter la perméabilité, essentiellement par dilatance de fractures existantes ; exploitation par circulation de l'eau salée (+ agents anti-corrosion, acides, agents complexants) en boucle. Pour agrandir les fractures, jusqu'à 4700 m³ d'acide chlorhydrique ont été utilisés à titre expérimental.

Pour une stimulation dans un puits, de 20 000 à 35 000 m³ 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 terrain, 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'Institut de Physique du Globe de Strasbourg) ; aucun problème de pollution de nappes superficielles.

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, 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.

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-dessous).

La mission n'a pu mener au stade du présent rapport provisoire une étude fine des offres de formation et des stages suivis par les experts des DREAL.

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

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

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 de deux ou trois experts de chaque organisme et d'universitaires, y compris étrangers, ce Comité scientifique constituerait une « tierce expertise » susceptible d'apporter des réponses à des questions particulières notamment à l'occasion du dépôt d'un projet.

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

Proposition
Instaurer un Comité scientifique national constitué 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 commandes particulières qui pourraient être formulées via le préfet à l'opérateur du forage. 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 les prioriser 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

Etudier 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 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. L'objectif satisfait 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. Il apportera 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 de ses entretiens, des membres de la mission ont acquis la conviction d'une bonne acceptabilité potentielle par les opérateurs (qui souhaitent ainsi démontrer la qualité de leur prestations).

Proposition

<p>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.</p>

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 79 et 91 (ancienne 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 problématique 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.

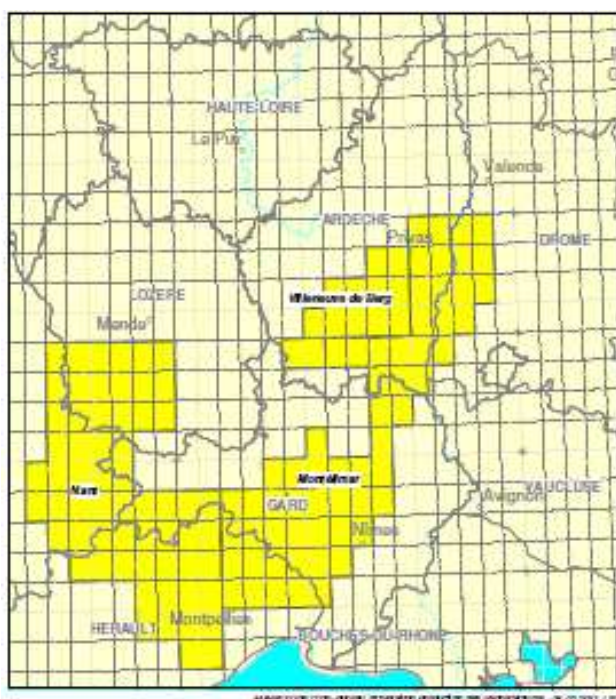


Figure 13

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

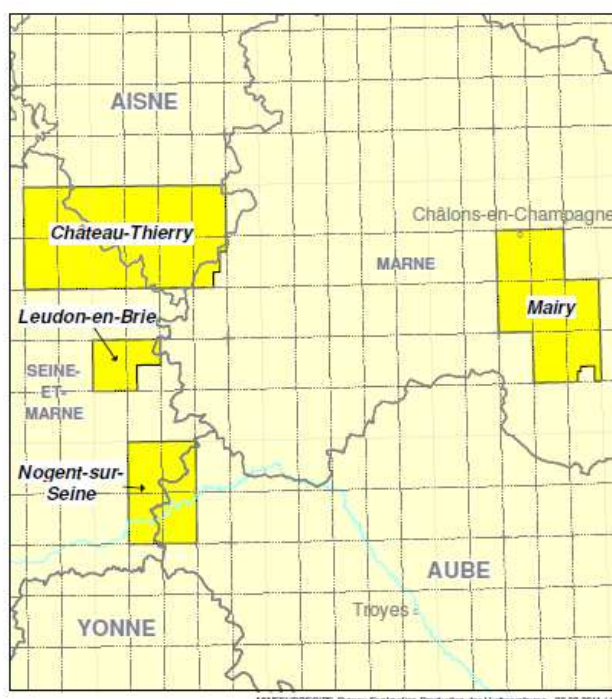


Figure 14

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 50-60) d'extraction pétrolière certes en faible quantité mais régulière, a connu depuis une vingtaine d'années un lent déclin de 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.

Proposition

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

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. Il 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

à 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 informées ;

- 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.

Proposition

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.
--

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 2 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. Ils font l'objet d'un développement ci-après et pourront être complétés d'autres développements d'ici au rapport final.

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 minier¹⁶ et de l'article 1^{er} 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 national¹⁷.

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 environnants¹⁸. 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 :

¹⁶ Qui deviendront à compter du 1^{er} 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).

¹⁷ Noter que le simple bivouac des randonneurs est interdit dans le cœur du PNC...

¹⁸ Article L. 331-1 du code de l'environnement.

- tous les services de l'État auront obligation de « cohérence »¹⁹ 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 plateformes en surface, dans l'aire d'adhésion du parc national des Cévennes paraît difficilement compatible avec la 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

¹⁹

Obligation énoncée au III de l'article L. 331-3 du code de l'environnement.

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 km². Cf. **carte en annexe**

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]

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 chapitre 3.2. 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, etc.).

Un bilan d'émissions de GES réalisé chaque année pour chaque plate-forme de forage constituerait un indicateur pertinent de l'intensité énergétique (et du mix) et de la sobriété du processus en termes de CO₂. 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 (well pad) et une synthèse pour l'ensemble des opérations intéressant un même titre minier.

Le GHG Protocol et la norme ISO 14064 définissent trois périmètres d'évaluation :

- 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 Etats-Unis) dont la mission a pu prendre connaissance.

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 3,5M\$ 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 » / Reservoir / TudorPickering Holt / juillet 2010"

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 2 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.

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

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 9 et 25 du code minier) autorisent qu'un refus soit opposé à l'octroi d'un titre minier dès lors que les obligations de l'article 79 (sécurité, salubrité publique, protection de l'environnement, ..) ne pourraient pas être respectées.

- **Les rendus**

L'article 11 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 11 sus mentionné du code minier conduirait le titulaire du permis de recherche 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 m² nécessite l'obtention d'un titre d'exploitation de surface minimum. Le seuil de 175 km² fixé par l'article 11 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 km².

Proposition
Modifier l'article 11 du code minier concernant l'obligation des « rendus » pour ce qui est de la recherche d'hydrocarbures de roche-mère.

- **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 2. 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, cette situation risque de se généraliser dans le bassin parisien.

4.1.2 La police des mines

L'article 83 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 décret²⁰ « police des mines » stipulent que les travaux d'exploitation de mines sont soumis à autorisation. En revanche, les travaux de recherches de mines d'hydrocarbures

²⁰ 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).

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 à l'article 79 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 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 et non à atteindre le gisement ;
- 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.

Proposition
Soumettre à la procédure d'autorisation les travaux d'exploration comportant une opération de fracturation.

4.1.3 Le titre forage du RGIE

Le décret²¹ 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.**

Proposition
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.

Depuis l'intervention de l'article 33 de la loi²² 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 85 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, ... ».

Proposition
Recourir à l'article 85 du code minier comme base juridique du nouveau titre forage

Thème à expertiser ultérieurement : évaluer la pertinence du point de vue des conditions d'exploitation, 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.

Par ailleurs, la mission a pris connaissance des trois propositions de projets de loi présentées par des

²¹ 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).

²² Loi n°2009-526 du 12 mai 2009 de simplification et de clarification du droit et d'allègement des procédures.

groupes parlementaires et concernant les hydrocarbures de roche-mère et qui au delà des prescriptions qu'ils comportent, introduisent dans les textes une distinction entre hydrocarbures conventionnels et non conventionnels, ces derniers étant justifiables de procédures particulières.

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 autorités²³ :

- **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 ».

Proposition
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.

▪ 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 Directions²⁴ 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

²³ 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.

²⁴ Direction régionale et interdépartementale de l'environnement et de l'énergie (DRIEE) pour la région d'Ile-de-France.

les DREAL. Toutefois, ses premières 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.

Proposition

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.
--

Proposition

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>.
--

4.2 Les autres textes réglementaires

4.2.1 La réglementation des eaux et des milieux aquatiques

L'arrêté « 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.

4.2.2 Articulation avec la réglementation ICPE²⁵

Les plateformes de forage d'hydrocarbure et les équipements de surface qui y sont associés n'entrent pas actuellement dans le champ de la nomenclature des installations classées pour la

²⁵

Installations classées

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 (ce thème sera développé dans le rapport final)

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 Le chantier en cours de codification du Code minier

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. Découpé en 7 Livres, **le Code de l'énergie présentera l'avantage de concentrer tous les aspects législatifs du secteur.**

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 gaz de roche-mère et de la « refonte » du code minier. Elle a bien sûr à chaque fois expliqué en quoi consistait la « codification du code » minier à droit constant.

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 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 36 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 31 du code minier, elle prévoit le versement à l'État²⁶ par le concessionnaire d'une redevance à taux progressif assise sur le volume de production fixée par le tableau suivant :

Tranches du volume de production soumises à un barème donné	Barème de la redevance par tranche
Pétrole brut	
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 %
Gaz commercialisé	
Inférieure à 300 millions de m ³	0 %
supérieure à 300 millions de m ³	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 5,9 M€ en 2010 (production de l'année 2009).

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.

L'arrêté du 25 juin 2010 fixe les tarifs suivants applicables²⁷ en 2010 :

Produit	Redevance communale	Redevance départementale	Total
Gaz naturel Par 100 000 m ³ extraits	68,2 €	86,3 €	154,5 €
Pétrole brut 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 :

²⁶ 28,5 % de cette redevance est versée à la caisse autonome nationale de sécurité sociale dans les mines.

²⁷ Les tarifs applicables en 2011 n'étaient pas connus lors de la rédaction du présent rapport.

- 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 : 21,5 M€ pour l'année 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 sol²⁸ 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.

4.4.4/ Fiscalité comparée des principaux pays (ce paragraphe sera développé dans le rapport final)

La mission n'a pas eu le temps de développer ce sujet..

²⁸ Contrairement aux Etats-Unis où le propriétaire du sol peut bénéficier jusqu'au tiers des bénéfices d'exploitation.

Éléments de conclusion

En achevant la rédaction du rapport provisoire, 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 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 définitivement 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 (100 millions de m³ techniquement exploitables) et en gaz dans le sud du pays (500 milliards de m³).

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, la compatibilité 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 : 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 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.

Pour l'élaboration du rapport final, la mission se propose notamment d'approfondir un certain nombre de points laissés en attente et de préciser les propositions énoncées ci-dessus. Elle envisage de nouvelles rencontres avec les parties prenantes. Elle envisage également un déplacement sur un site opérationnel à l'étranger.

Principales personnes rencontrées

Organismes

BRGM : Catherine TRUFFERT, Claudine LAMOTTE (34)

IFPEN : Olivier APPERT, Maurice BOUTECA

AVENIA : Jacques JACOBS

INERIS : Medhi GHOREYCHI, Philippe GOMBERT, Pierre TOULHOAT,
Zbigniew POKRYSZKA

UFIP : Jean-Louis SCHILANSKY, Bruno AGEORGES

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

Entreprises

Vermilion : Pete SIDER

Total Gas Shale Europe : Bruno COURME

Toreador : Marc SENEGES, Tony VERMEIRE

GDF-Suez : Didier HOLLEAUX, Thierry LEFEUVRE

Schuepbach : Martin A. SCHUEPBACH

Hess Oil : Mark KATROSCH, Abdelhak LAJEL

Realm/ConocoPhillips : Frances MORRIS-JONES

Vallourec : Hedi BEN BRAHIM

Shell : Patrick ROMEO, Anthony CORTIS

Schlumberger : Pascal PANETTA, Kamel BENNACEUR, Christopher HOPKINS

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)

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 : 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.

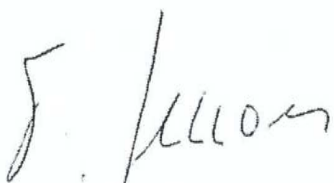
Afin d'anticiper au mieux les éventuelles demandes de permis d'exploitation, nous avons décidé de vous confier une mission d'étude et d'analyse. Nous souhaitons que le Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies et le Conseil général de l'environnement et du développement durable 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

Permis accordés

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 m³ gaz)

	1 m ³ gaz	1 cubic feet gas	1 million Btu	1 kWh	1 baril de pétrole
1 m³ gaz	<i>1</i>	35,3	0,039	11,3	0,0066
1 cubic feet gas (<i>1 cf gas</i>)	0,028	<i>1</i>	0,00109	0,320	0,00019
1 million Btu (<i>1 MM Btu</i>)	25,94	915,9	<i>1</i>	293,1	0,172
1 kWh	0,088	3,1	0,0034	<i>1</i>	0,0006
1 baril de pétrole	150,4	5313	5,8	1700	<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
France (VdB, Nant)	Exploration/ Exploitation Concession	3 years	2x 3 years	50% 25%	Per Term
Spain	Exploration/ Exploitation Concession	6 years	3 year 2 year	50% 25%	2 year segments
Denmark	Exploration/ Exploitation Concession	6 years	2x 2 years	-	2 year segments
Switzerland	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?
Well Integrity					
Dimock Township, north central PA	2009/2010	CABOT OIL & GAS. 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	EXCO RESOURCES. 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	OHIO VALLEY ENERGY SYSTEMS CORP. 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	EOG RESOURCES. 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?
Well Integrity					
Garfield County, CO	2001 and 2004	ENCANA. 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	ENCANA. 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
Surface Handling					
Caddo Parish, near Shreveport, LA	2009	CHESAPEAKE ENERGY. 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	COMPANY LINK UNCLEAR. 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?
Surface Handling					
Lower Monongahala River, southwest PA	2008	COMPANY LINK UNCLEAR. 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	RANGE RESOURCES. 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	CABOT OIL & GAS. Cabot Oil & Gas had three spills of fracing 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

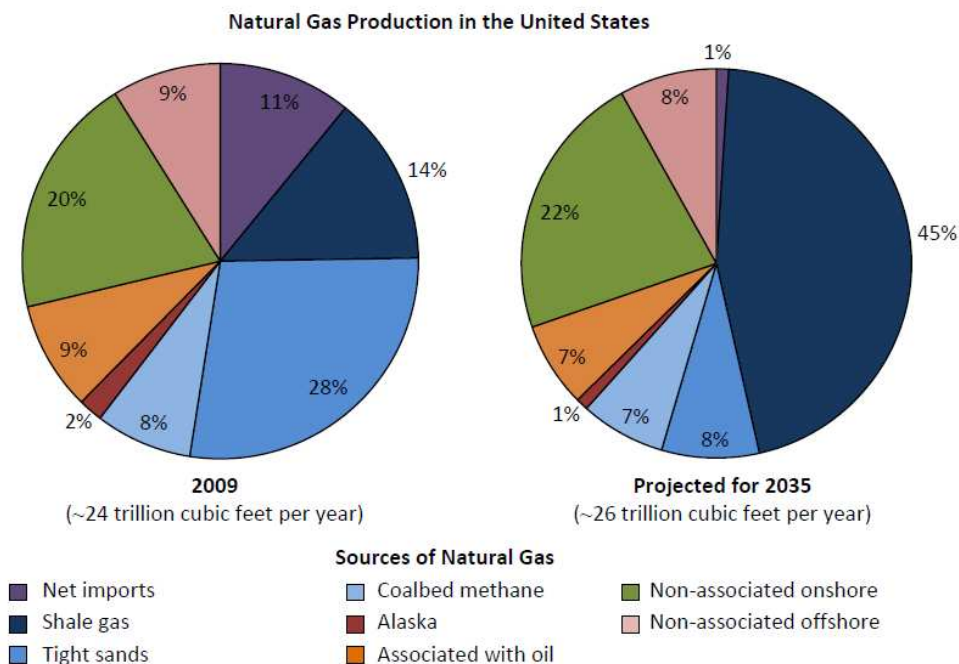
provinciaux de réglementation et facilement accessibles. L'absence d'information facilement accessible sur les approbations relatives à l'eau et les prélèvements d'eau, en particulier, est très préoccupante. Les organismes de réglementation doivent connaître les taux d'épuisement pour être en mesure 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

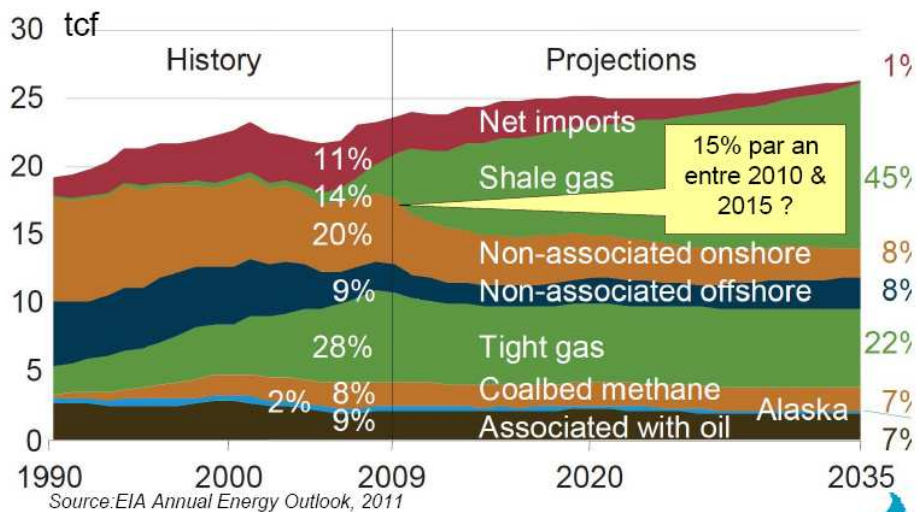
Production projetée de gaz naturel aux Etats-Unis



NATURAL GAS PRODUCTION IN THE UNITED STATES (DATA FROM USEIA, 2010)

Consommation projetée de gaz aux Etats-Unis par origine

(en % et en Mds de pieds au cube)



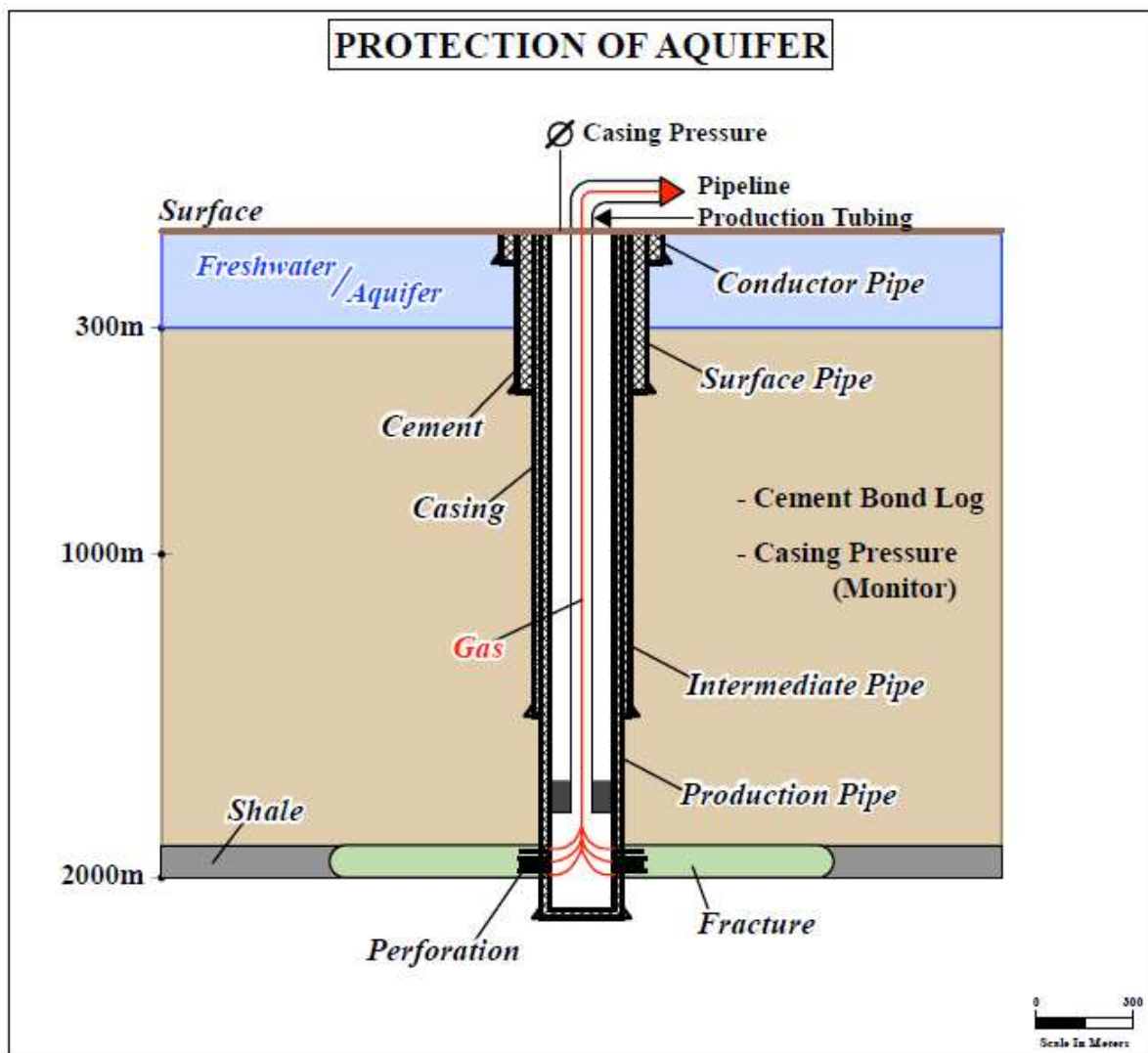
Club Mines-Energie, 02 mars 2011



*Consommation projetée de gaz aux États-Unis par origine
(en % et en milliards de pieds au cube)*

ANNEXE 9

Exemple de 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)

Utilisation de l'eau dans les opérations de fracturation hydraulique	Questions fondamentales de recherche	Questions plus détaillées
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 ?