

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	7
I. LA STIMULATION DE LA ROCHE PAR DES PROCÉDÉS AUTRES QUE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	11
A. FRACTURER LA ROCHE : UNE NÉCESSITÉ, PLUSIEURS MODALITÉS POSSIBLES	11
1. <i>La fracturation, une nécessité pour accroître la perméabilité de la roche</i>	<i>11</i>
2. <i>La stimulation par des procédés physiques permettant d'éviter l'emploi de quantités importantes de fluides.....</i>	<i>16</i>
3. <i>La stimulation à partir de gaz liquéfiés ou gélifiés</i>	<i>18</i>
4. <i>Une technique alternative opérationnelle et prometteuse : la stimulation au propane</i>	<i>20</i>
B. LES TECHNIQUES ALTERNATIVES À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE AUX ÉTATS-UNIS D'AMÉRIQUE.....	28
1. <i>Historique des alternatives à la fracturation hydraulique</i>	<i>28</i>
2. <i>Les utilisations récentes des fluides énergisés (2011-2013)</i>	<i>33</i>
3. <i>Les développements en cours et futurs.....</i>	<i>35</i>
C. LES TECHNIQUES ALTERNATIVES À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE : DES PISTES DE RÉFLEXION EN POLOGNE	37
1. <i>La Pologne, pays le plus avancé de l'Union européenne dans le domaine de l'exploration.....</i>	<i>37</i>
2. <i>Les techniques alternatives : des pistes pour améliorer la productivité des puits tout en préservant l'environnement ?</i>	<i>43</i>
II. UNE RESSOURCE EXPLOITABLE SANS FRACTURATION DE LA ROCHE : LE GAZ DE HOUILLE	49
A. LE GAZ DE HOUILLE : DES PERSPECTIVES POUR LES ANCIENS BASSINS MINIERS FRANÇAIS ?.....	49
1. <i>Gaz de couche et gaz de mines</i>	<i>49</i>
2. <i>Une ressource présente dans les anciens bassins miniers</i>	<i>50</i>
B. UNE RESSOURCE SUSCEPTIBLE D'ÊTRE EXPLOITÉE EN FRANCE SANS RECOURS À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	55
1. <i>Des modalités d'extraction spécifiques au gaz de houille</i>	<i>55</i>
2. <i>Le gaz de couche qui pourrait être exploité en France sans recours à des techniques de fracturation</i>	<i>57</i>
C. DES ESTIMATIONS ENCOURAGEANTES À CONFIRMER PAR LA POURSUITE DES TRAVAUX D'EXPLORATION ENGAGÉS.....	60
1. <i>Des estimations encourageantes à l'issue des premiers travaux d'exploration</i>	<i>60</i>
2. <i>Une production dont la viabilité économique doit être confirmée</i>	<i>62</i>
III. LA FRACTURATION HYDRAULIQUE : UNE TECHNIQUE ANCIENNE COMPORTANT DES RISQUES MAÎTRISABLES	65
A. DES RISQUES VARIABLES SELON LES RÉGIONS : LA NÉCESSITÉ D'ÉTUDES AU CAS PAR CAS, PLUTÔT QUE DE JUGEMENTS GLOBAUX	65
1. <i>Les principaux risques associés à l'usage de la fracturation hydraulique</i>	<i>65</i>
2. <i>Des risques qui varient selon les régions : l'exemple du sud-est français.....</i>	<i>73</i>

3. Les conséquences de la production de gaz de roche-mère sur les émissions de gaz à effet de serre et la question des fuites de méthane : la problématique aux États-Unis	77
4. La question de l'après-exploitation	80
B. LE TRAITEMENT VARIÉ DE LA QUESTION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS SUR LE TERRITOIRE AMÉRICAIN	80
1. Un consensus assez général, mais l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels n'est pas autorisée partout	82
2. Des réglementations environnementales hétérogènes	85
C. LA FRACTURATION HYDRAULIQUE EST UNE TECHNIQUE ÉVOLUTIVE DONT L'USAGE DOIT ÊTRE ENCADRÉ PAR LA PUISSANCE PUBLIQUE	94
1. Une technique ancienne	94
2. La technique de fracturation hydraulique évoluée pour mieux protéger l'environnement	101
3. L'usage de la technique de fracturation hydraulique doit être strictement réglementé et contrôlé par la puissance publique	111
IV. UNE PRIORITÉ : L'ÉVALUATION DES RESSOURCES NATIONALES, PRÉALABLE INDISPENSABLE À TOUTE ESTIMATION D'IMPACT ÉCONOMIQUE	117
A. DES RESSOURCES TRÈS MAL CONNUES	117
1. Des ressources mondiales présumées plutôt que démontrées	117
2. Les ressources des gisements non conventionnels en France	121
3. Des travaux à mener pour une meilleure connaissance de notre sous-sol	127
B. UN IMPACT ÉCONOMIQUE POTENTIELLEMENT IMPORTANT	131
1. Aux États-Unis d'Amérique, un impact économique très important sans effet d'éviction notable sur les énergies renouvelables	131
2. Dans l'Union européenne, un impact économique potentiel difficilement mesurable en raison de l'incertitude sur les ressources	137
V. QUELLES PROPOSITIONS POUR PRÉSERVER L'AVENIR ?	143
1. Appliquer pleinement la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 : renouer un dialogue pérenne entre l'État et l'industrie	143
2. Poursuivre sans tarder l'exploration puis l'exploitation du gaz de houille si sa production sans fracturation hydraulique se révèle viable	144
3. Abroger la circulaire du 21 septembre 2012 qui empêche à l'heure actuelle tous travaux de recherche	145
4. Encourager la mise en place d'un cadre européen pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels	146
5. Faire de la connaissance du sous-sol national une priorité de la recherche	146
6. Établir un programme de recherches sur les techniques d'exploitation des hydrocarbures de roche-mère – techniques alternatives et fracturation hydraulique – ainsi que sur leurs risques	147
7. Procéder à des expérimentations sur sites sous le contrôle des administrations compétentes	148
8. Maintenir les compétences existant en France en envoyant de jeunes chercheurs à l'étranger et en encourageant la coopération interuniversitaire	149
9. Mettre en place un véritable « contrat social » avec les populations y compris au stade de l'expérimentation	150
10. Imaginer des mécanismes permettant d'utiliser d'éventuelles ressources en hydrocarbures non conventionnels pour faciliter la transition vers les énergies renouvelables	151

CONCLUSION GÉNÉRALE	153
LOI DU 13 JUILLET 2011	155
CIRCULAIRE DU 21 SEPTEMBRE 2012.....	159
DÉCISION DU CONSEIL CONSTITUTIONNEL N° 2013-346 DU 11 OCTOBRE 2013	163
GLOSSAIRE DES ACRONYMES EMPLOYÉS	173
EXAMEN EN DÉLÉGATION.....	175
LETTRE DE SAISINE DE L'OPECST	177
LISTE DES MEMBRES DU COMITÉ SCIENTIFIQUE DE L'ÉTUDE.....	179
COMPTE-RENDU DE LA RÉUNION DU COMITÉ SCIENTIFIQUE DE L'ÉTUDE DU 23 MAI 2013	181
COMPTE-RENDU DE LA RÉUNION DU COMITÉ SCIENTIFIQUE DE L'ÉTUDE DU 13 NOVEMBRE 2013	187
LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES	191
CONTRIBUTIONS ECRITES DES PARTENAIRES SOCIAUX	207

AVANT-PROPOS

En déposant, en juin 2013, un rapport d'étape sur la question des méthodes d'extraction des hydrocarbures non conventionnels, l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques avait souhaité verser une contribution au débat national sur la transition énergétique. Les recommandations adoptées à l'issue de ce débat évoquent l'utilité d'une étude d'impact global des « gaz de schiste » qui pourrait ainsi éclairer sur les conséquences (environnementales, économiques) d'une éventuelle exploitation dans notre pays, même si cette proposition, quoique majoritaire, est restée controversée et que l'opportunité d'une telle étude n'a pas été partagée par l'ensemble des participants¹.

Par la suite, nos collègues Bruno Sido, président, et Jean-Yves Le Déaut, Premier vice-président de l'Office parlementaire, ont réalisé un rapport sur la transition énergétique à l'aune de l'innovation et de la décentralisation, qui évoque les conclusions du rapport d'étape².

Depuis ce dernier, vos rapporteurs ont poursuivi leurs auditions, accompli une mission aux États-Unis en juillet, un déplacement en septembre à Montpellier au sujet des bassins du sud-est³, ainsi qu'une mission fin septembre en Pologne.

Vos rapporteurs ont tenu le plus grand compte des observations qui ont été formulées sur leur rapport d'étape.

Le présent rapport approfondit en particulier la question des techniques alternatives à la fracturation hydraulique, qui se révèlent plus avancées que ce que les auditions menées pour le rapport d'étape permettaient de penser.

Cette question est au cœur de la saisine de l'OPECST par le président de la commission des affaires économiques du Sénat. La

¹ *En effet si cette étude était réalisée, elle pourrait conclure à la faisabilité d'une telle exploitation, ce qui reste aujourd'hui à démontrer. A contrario, en l'absence d'une telle étude, aucune décision d'exploiter ne peut être raisonnablement prise.*

« La plupart des acteurs s'accorde sur la nécessité de réaliser une étude de l'impact socioéconomique (tourisme, emploi, prix de l'énergie), environnemental et climatique de l'exploitation des gaz de schiste, incluant une analyse complète du cycle de vie. D'autres s'opposent à cette étude, considérant que les gaz et huiles non conventionnels ont des impacts environnementaux et climatiques négatifs qui justifient à eux seuls de ne pas les exploiter »- Synthèse des travaux du débat national sur la transition énergétique de la France- 18 juillet 2013- p.24

² *« La transition énergétique à l'aune de l'innovation et de la décentralisation »- Bruno Sido, Jean-Yves Le Déaut- AN n°1352-Sénat n°838, pages 22 à 24.*

³ *Vos rapporteurs ont ainsi visité toutes les zones métropolitaines susceptibles de receler des HNC : pétrole dans le Bassin Parisien, gaz de couche de charbon dans le Nord-Pas de Calais et la Lorraine, et gaz dans la basse vallée du Rhône.*

loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011¹ n'interdit pas en principe toute exploitation des gisements non conventionnels, mais uniquement la technique de la fracturation hydraulique. Cette loi, dont les dispositions ont récemment été validées par une décision du Conseil constitutionnel², n'interdit pas non plus la recherche, mais en fixe, au contraire, le cadre. Le Conseil constitutionnel a validé la loi en droit sans se prononcer sur son opportunité.

La loi de 2011 a été votée dans un contexte de protestations, dans certaines régions localisées dans lesquelles des permis d'exploration et d'exploitation avaient été accordés. Ces protestations provenaient de l'inquiétude suscitée par la technique de la fracturation hydraulique, présentée comme dangereuse pour l'environnement et la santé, en particulier par le film *Gasland*³, mais aussi par la crainte de populations riveraines de voir leur lieu de vie dégradé par une activité de type minier. Comme la loi était à l'époque soutenue par les principaux partis de gouvernement, elle a acquis une image de texte consensuel, mais vos rapporteurs notent que la proposition de loi avait été votée avec une opposition non négligeable (le texte issu de la CMP a recueilli 96 voix contre 46 à l'Assemblée, et 176 voix contre 151 au Sénat en juin 2011)⁴.

Il convient de préciser que, dans les roches-mères, imperméables, il est toujours nécessaire de procéder par drain horizontal et par fissuration de la couche. Mais des techniques sans eau ni additifs sont opérationnelles et éprouvées.

Vos rapporteurs ont également souhaité examiner, de façon plus approfondie la question des émissions de méthane. Ce gaz est en effet un puissant gaz à effet de serre, dont la libération, même en petite quantité, peut aller fortement à l'encontre des objectifs de Kyoto.

Au long de leurs travaux, à travers leurs échanges, vos rapporteurs ont bien observé que l'enjeu dans notre pays dépasse la technique de la fracturation hydraulique et de ses alternatives, pour s'intéresser à l'opportunité d'exploiter et, au minimum, de connaître les ressources que pourrait receler le territoire national. Le présent rapport ne peut éluder ce débat.

Vos rapporteurs ont interrogé des associations de défense de l'environnement, en France comme aux États-Unis et en Pologne. En France, les associations se prononcent de façon générale contre l'utilisation des énergies fossiles quelle que soit la méthode employée et en allant bien au-delà des termes de la loi. L'Allemagne, donnée en exemple par certains,

¹ Le texte de cette loi figure en annexe au présent rapport.

² Décision n° 2013-346 du 11 octobre 2013, Question prioritaire de constitutionnalité, Société Schuepbach Energy LLC (voir annexe).

³ Voir ci-après III.A

⁴ Le Conseil constitutionnel, saisi par voie d'exception, a déclaré la loi conforme à la Constitution, si bien que seul le législateur peut aujourd'hui la modifier ou l'abroger.

remplace aujourd'hui des énergies décarbonées par des énergies émettrices de CO₂.

Aux termes de leurs travaux, vos rapporteurs concluent qu'il existe bien des techniques alternatives à la fracturation hydraulique, au sens où il est possible de se passer complètement d'eau pour extraire les hydrocarbures non conventionnels. Une technique prometteuse pourrait être celle qui fait appel au gaz carbonique, gaz sans danger d'explosion et qui, comme principal gaz à effet de serre, pourrait ainsi être en quelque sorte « domestiqué ».

Ils conservent également la conviction, étayée par des témoignages sur le terrain en France et surtout aux États-Unis, que la fracturation hydraulique a fait d'importants progrès et que c'est une technologie, certes industrielle et comportant des risques, mais maîtrisée et raisonnablement utilisable dans un pays développé doté de hautes exigences environnementales.

En revanche, comme toute activité touchant au sous-sol, elle modifie l'ordre naturel et peut avoir des conséquences qu'il convient de tenter d'anticiper et de maîtriser.

Les travaux de vos rapporteurs plaident pour un renforcement de la recherche en France sur ces sujets et non, comme une mauvaise interprétation de l'esprit de loi de juillet 2011 tend à l'accréditer, pour un abandon généralisé de la filière des hydrocarbures non conventionnels. Ne serait-ce que parce que de nombreuses entreprises françaises sont impliquées de par le monde dans cette activité. La France, quant à elle, ne représente en superficie qu'une faible part du monde développé : si cette activité était réellement gravement nocive pour l'environnement, sanctuariser notre pays seul n'aurait pas grand sens. Si l'enjeu n'est pas seulement de « préserver notre jardin » (*nous voulons bien utiliser le gaz et le pétrole, mais qu'ils soient produits chez les autres*), donc il faut davantage de recherche, davantage de connaissances, et non rester enfermé dans une ignorance qui ne protégera pas notre pays.

Les États-Unis connaissent un rebond économique spectaculaire grâce aux hydrocarbures non conventionnels. Cette situation nouvelle modifiera les équilibres géopolitiques et, que cela nous plaise ou non, aura une incidence sur l'économie française.

I. LA STIMULATION DE LA ROCHE PAR DES PROCÉDÉS AUTRES QUE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

La fracturation hydraulique est une technique ancienne, utilisée pour la première fois en 1947, consistant à injecter à forte pression dans un puits un fluide à base d'eau, permettant de fissurer la roche. Ce procédé vise à compléter et à interconnecter les failles existant au sein de cette roche, afin de faciliter l'écoulement de la ressource produite. Utilisée par le passé dans le monde entier, y compris en France, la fracturation hydraulique a des objets variés, incluant l'extraction d'hydrocarbures conventionnels, l'adduction d'eau ou encore la géothermie.

Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique répondent, elles aussi, à cette nécessité : lorsque la ressource est piégée au sein de pores de tailles variables, dans une roche imperméable, elle ne peut être libérée que par l'emploi de procédés de fissuration. Il n'existe pas de technique miraculeuse qui permettrait d'extraire les hydrocarbures de la roche-mère, sans porter aucune atteinte à celle-ci.

A. FRACTURER LA ROCHE : UNE NÉCESSITÉ, PLUSIEURS MODALITÉS POSSIBLES

Dans ce contexte, il existe plusieurs types de techniques alternatives à la fracturation hydraulique, plus ou moins matures, avec des avantages et des inconvénients divers. Certaines d'entre elles sont anciennes et opérationnelles, comme la stimulation au propane - qui connaît néanmoins des évolutions - ; d'autres font l'objet de recherches, dont notre pays ne doit pas se détourner à l'avenir, quelle que soit sa position actuelle concernant la fracturation hydraulique.

1. La fracturation, une nécessité pour accroître la perméabilité de la roche

L'utilisation de technologies de fracturation est nécessaire lorsque la roche contenant les hydrocarbures est insuffisamment perméable.

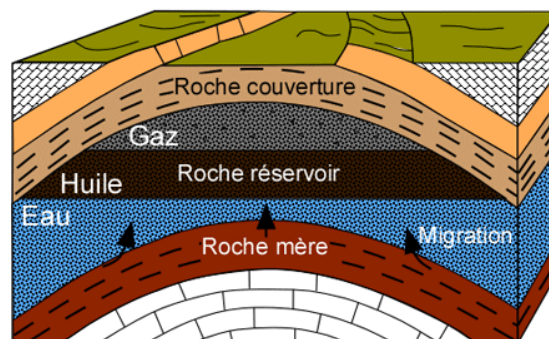
a) Des ressources non conventionnelles de plusieurs types

Les hydrocarbures non conventionnels sont piégés dans des argiles compactes dont la perméabilité est faible.

GISEMENTS CONVENTIONNELS ET NON CONVENTIONNELS

L'existence de **gisements conventionnels** est issue de la conjonction, finalement rare, de facteurs géologiques associés à certaines conditions de température et de pression : comme le note l'IFP Énergies nouvelles¹ : « *L'existence de grands gisements d'hydrocarbures revêt, compte tenu de toutes les conditions nécessaires à leur constitution, un caractère somme toute exceptionnel* »². Dans ce cas, huiles et gaz se sont échappés de la roche-mère et ont migré à travers des roches perméables jusqu'à qu'ils soient arrêtés par des roches imperméables formant une « couverture ». Les hydrocarbures s'accumulent alors dans la roche poreuse pour former un **réservoir**. S'ils ne sont pas arrêtés lors de leur migration ces hydrocarbures peuvent d'ailleurs s'échapper à la surface.

Les hydrocarbures non issus de tels **gisements, dits non conventionnels**, sont de plusieurs types. Ils sont soit issus de réservoirs de mauvaise qualité (hydrocarbures de réservoirs compacts), soit piégés dans la roche-mère (gaz et pétrole dits de schiste, gaz de houille). Sous l'effet de l'augmentation de la pression et de la température avec la profondeur, la roche-mère produit en effet des hydrocarbures (huiles, gaz) et un résidu insoluble appelé kérogène. Une partie des hydrocarbures générés peut ne pas être expulsée et demeurer au sein de la roche-mère, formant alors un gisement non conventionnel.



Source : Bruno Goffé

La définition de ce qui relève du « non conventionnel » a évolué au cours du temps, car elle dépend de l'évolution des techniques. Ainsi l'extraction du gaz de Lacq, bien qu'elle n'ait pas requis l'emploi de technologies de fracturation hydraulique, aurait pu, à ses débuts, être qualifiée de « non conventionnelle » car elle a nécessité des ruptures technologiques importantes.

¹ Institut Français du Pétrole Energies Nouvelles.

² Hydrocarbures de roche-mère : évolution ou révolution dans le monde l'énergie, IFP Énergies Nouvelles (2013)

Ce ne sont évidemment pas les hydrocarbures extraits qui sont non conventionnels, mais les techniques nécessaires à leur production. Les hydrocarbures extraits sont exactement de même nature et de même composition chimique que les hydrocarbures dits conventionnels. En revanche, les techniques employées pour les produire sont différentes. Ces techniques sont choisies en conséquence des conditions d'accumulation de ces hydrocarbures dans le sous-sol.

À l'heure actuelle, les termes « hydrocarbures non conventionnels » permettent de regrouper trois types de ressources fossiles :

- **Les hydrocarbures de roche-mère**, qui comprennent :
 - le gaz de roche-mère (« *shale gas* »), issu d'un enfouissement très important (supérieur à 4 000 m : « fenêtre à gaz ») ;
 - l'huile de roche-mère (« *shale oil* »), issue d'un enfouissement moins important (2 000 à 4 000 m).

Ces hydrocarbures de roche-mère présentent la caractéristique de n'avoir pas pu migrer pour s'accumuler dans un réservoir. Ils sont restés dispersés au sein d'une roche peu perméable de type argileux (pélite).

- **Les hydrocarbures de réservoirs compacts** (« *tight gas / oil* »), accumulés dans des roches imperméables, difficiles à exploiter car emprisonnés dans des roches où la pression est très forte.
- **Le gaz de houille** (gaz de mines : « *coalmine methane* » ou gaz de couche : « *coalbed methane* ») qui présente la caractéristique d'être adsorbé¹ dans du charbon.

Les schistes et sables bitumineux sont aussi parfois rangés dans cette catégorie des hydrocarbures non conventionnels. Leur exploitation nécessite un traitement thermique particulier. Ils présentent des problématiques économiques et écologiques qui leur sont propres et ne sont pas étudiés dans le présent rapport.

b) Des technologies d'extraction diverses

Les caractéristiques des roches-mères requièrent l'utilisation de techniques spécifiques pour atteindre un niveau acceptable de productivité des puits.

Le forage horizontal permet d'augmenter la section productive de chaque puits. Lorsque le forage vertical atteint la roche-mère, il amorce une courbe puis devient horizontal dans la couche, sur une longueur de plusieurs centaines de mètres à quelques kilomètres².

¹ Adsorption : fixation d'une particule sur la surface d'un matériau (source : CNRS).

² Le record est détenu par Total en Argentine avec une longueur horizontale de 11 km.

La stimulation permet d'améliorer artificiellement la perméabilité de la roche. Dans les réservoirs conventionnels, un traitement chimique, par acidification, peut suffire. Mais ce type de traitement est insuffisant pour extraire les hydrocarbures qui sont restés piégés dans la roche-mère. En dehors du cas spécifique du gaz de houille, étudié ci-après (II), qui ne nécessite pas toujours l'emploi de technologies de fracturation, l'industrie est généralement contrainte de recourir à des procédés de fracturation, dits aussi de stimulation, dont la fracturation hydraulique est une catégorie particulière, de nature mécanique.

La fracturation a donc pour objet de créer des microfissures et de réactiver le réseau naturel de failles existant dans la roche, afin de faciliter l'écoulement des hydrocarbures. Si elle est aujourd'hui utilisée à d'autres fins (géothermie), c'est pour le secteur pétrolier et gazier qu'elle a été utilisée, pour la première fois en 1947 (fracturation hydraulique). Il s'agit de rouvrir ou créer artificiellement un réseau de fissures de petite taille autour d'un puits. Cette technique permet de drainer des hydrocarbures situés à une distance de quelques mètres, voire quelques dizaines de mètres, du drain, l'étendue de cette zone de drainage étant variable en fonction du milieu et de la technique employée.

La fracturation hydraulique est aujourd'hui la technique très majoritairement employée pour l'exploitation des gisements non conventionnels. Toutefois, **les propriétés du gisement et les caractéristiques de l'environnement en surface peuvent conduire au choix d'autres technologies.**

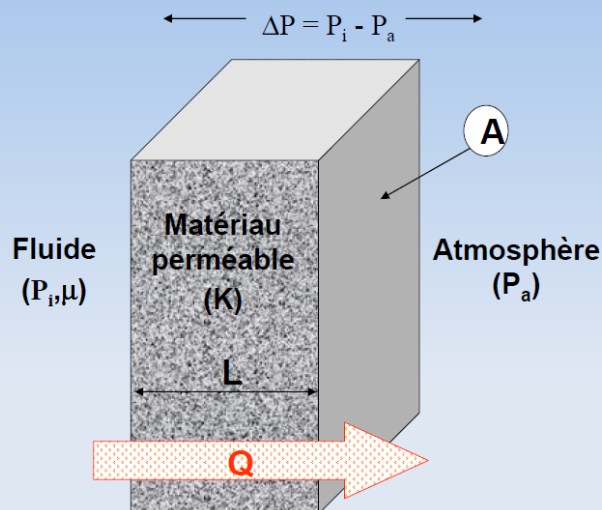
Comme le montre le schéma ci-après, **chaque réservoir possède des caractéristiques uniques** déterminant les conditions de traversée des hydrocarbures à l'intérieur de la roche. L'une de ces caractéristiques est la perméabilité, qui s'exprime en Darcy (notée K dans le schéma ci-après). Le débit de l'écoulement dépend aussi du différentiel de pression, de la surface d'échange, de la viscosité du fluide et de la distance à parcourir dans le matériau.

Les propriétés de la roche sont susceptibles de varier dans une même zone, à quelques dizaines de mètres près.

Il n'existe donc pas de technique de stimulation optimale applicable à toutes les roches compactes. Afin d'évaluer un réservoir, il est nécessaire de collecter un certain nombre de données et de procéder à des tests de production pour estimer un taux de récupération des hydrocarbures. **Ce taux de récupération varie en fonction de la technologie de stimulation employée.**

Nouvelles techniques pour extraire le gaz

Retour sur la physique sous-jacente : la loi de Darcy



Loi de Darcy

$$Q = \frac{K \cdot \Delta P \cdot A}{\mu \cdot L}$$

Q = débit (m^3/s)
 ΔP = différentiel de pression (Pascal)
 A = surface d'échange (m^2)
 μ = viscosité du fluide (Centipoise)
 L = distance entre la surface d'échange, à la pression P_a , et le fluide, à la pression P_i
 K = perméabilité du substrat (Darcy)

❖ La quasi-totalité de l'exploitation des hydrocarbures est basée sur la loi de Darcy qui, de façon générale, gouverne les conditions de traversée d'un fluide à travers un matériau perméable soumis à un différentiel de pression ΔP entre deux de ses faces (cf figure ci-dessus)

D. Pillet - CGE/ET

Lecture : La perméabilité est une constante pour un milieu poreux donné. Elle s'exprime en Darcy (D). La perméabilité détermine les conditions dans lesquelles un fluide s'écoule au travers d'un matériau. Cet écoulement répond à la « loi de Darcy » : son débit est fonction non seulement de la perméabilité (K) mais aussi du différentiel de pression, de la surface d'échange, de la viscosité du fluide, de la distance à parcourir dans le matériau. Chaque situation est donc unique car le milieu géologique est imparfait et présente beaucoup d'incertitudes.

Source : D. Pillet (CGE/ET¹)

En dehors des propriétés de la roche, d'autres paramètres sont susceptibles d'orienter l'exploitant vers l'usage d'une technique plutôt que d'une autre : la proximité ou non d'une ressource en eau et la possibilité de l'acheminer facilement (par des canalisations ou par camions), la température extérieure (risque de gel à certaines températures, dépendant du fluide employé) ou encore la densité de l'habitat à proximité du gisement (susceptible de dissuader de l'emploi de gaz inflammable, par exemple).

La fracturation hydraulique est la technique qui a été privilégiée jusqu'alors par l'industrie, en raison de l'abondance et du faible coût de la ressource en eau. Cette force peut devenir une faiblesse en fonction de

¹ Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies.

l'environnement considéré, par exemple en milieu désertique (chaud ou froid), lorsque l'eau est difficilement accessible ou fait l'objet de conflits d'usage importants avec la consommation humaine ou animale, l'agriculture ou d'autres industries.

La fracturation hydraulique n'est donc pas toujours la technique la plus adaptée ni la plus efficace. Elle demeure néanmoins la technique la mieux connue, notamment du point de vue de ses conséquences environnementales, en raison d'un retour d'expérience important.

Des techniques alternatives à la fracturation hydraulique existent. Nous les examinerons en commençant par les procédés non fondés sur l'utilisation de fluides sous pression jusqu'à la stimulation au propane.

2. La stimulation par des procédés physiques permettant d'éviter l'emploi de quantités importantes de fluides

Auditionnés par vos rapporteurs, les auteurs du rapport de l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE) ont évoqué des techniques permettant d'accroître la perméabilité de la roche sans utiliser d'importantes quantités de fluides : *« Cela peut être réalisé en créant de la porosité dans le milieu, soit sous forme d'une microfissuration (effet de chauffage), soit par expulsion de l'eau qu'il contient, par déshydratation des argiles ou en développant des techniques nouvelles de fissuration in-situ par exemple en utilisant des courants électriques. Par ailleurs, on peut envisager également de favoriser la transformation de la matière organique présente par un apport de chaleur facilitant ainsi la production de gaz »*¹.

On mentionnera, pour mémoire, l'utilisation, par le passé, d'explosifs pour fracturer la roche : d'un strict point de vue technique, c'est une voie envisageable, ne nécessitant ni eau ni additifs. Elle a fait l'objet de procédés commercialisés².

Deux autres pistes sont explorées, au moins à titre prospectif. Il s'agit de procédés électriques et thermiques.

a) La fracturation par arc électrique

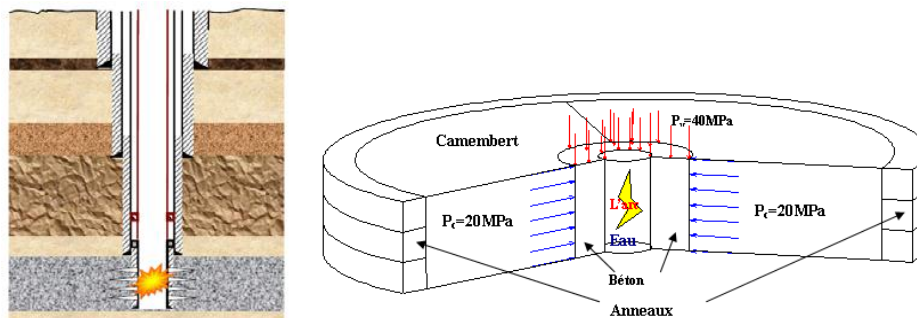
La fracturation par arc électrique consiste à passer d'une sollicitation statique de la roche à une sollicitation dynamique, afin de fragmenter le matériau de manière à créer un réseau très dense – plutôt que très étendu – de fissures. Cette technique a notamment été étudiée au Laboratoire des fluides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

¹ « Programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère », Groupe de travail de l'ANCRE, coordonné par MM. François Kalaydjian (IFPEN) et Bruno Goffé (CNRS).

² Source : Total

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

APPLICATIONS DE CHOCS ÉLECTRIQUES DANS UN PUITS PÉTROLIER



Source : thèse de Wen Chen sur la fracturation électrique des géomatériaux (2010)

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

Enfin, cette technique implique la gestion d'installations électriques en surface. D'après le rapport précité de l'ANCRE, la gestion de la sécurité en surface (fortes tensions électriques avoisinant des gaz inflammables) nécessiterait des dispositions particulières, pour **cette technique** dont il apparaît en tout état de cause **qu'elle ne pourrait aboutir à des résultats opérationnellement utilisables avant une dizaine d'année.**

Par ailleurs, **son bilan énergétique et ses conséquences sur l'environnement restent à étudier.**

b) La fracturation par procédé thermique

Des procédés de chauffage ont déjà été utilisés par l'industrie pétrolière pour améliorer le taux de récupération des huiles ou pour accélérer la maturation de la matière organique, dans le cas des schistes bitumineux par exemple.

La fracturation par effet thermique consiste à chauffer la roche à partir soit de vapeur (sans fracturation), soit d'un chauffage de type

électrique. D'après le rapport précité de l'ANCRE, ces procédés pourraient être adaptés à l'extraction de gaz non conventionnels.

D'une part, ce chauffage permet de déshydrater la roche, ce qui conduit à une rétractation et donc à une fissuration de celle-ci. L'espace libéré par l'eau augmente la porosité et donc la perméabilité de la roche. L'expulsion de l'eau favorise celle des hydrocarbures.

D'autre part, le chauffage a pour effet d'augmenter la maturation du kérogène ou de favoriser la transformation d'hydrocarbures lourds en hydrocarbures légers.

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

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

c) La fracturation pneumatique

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

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

3. La stimulation à partir de gaz liquéfiés ou gélifiés

Le liquide de fracturation peut être formé à partir d'autres gaz liquides : **l'hélium (évoqué ci-dessus), le dioxyde de carbone (CO₂) ou**

l'azote, qui permettent d'élaborer des fluides peu visqueux¹, potentiellement plus efficaces que l'eau pour extraire les hydrocarbures de leur roche-mère.

Ces gaz liquides peuvent être utilisés **seuls ou avec des additifs afin de constituer des mousses**.

Ces fluides alternatifs ont déjà été utilisés aux États-Unis et continuent à faire l'objet de recherches (voir ci-après I.B).

Le recours au CO₂ mérite une mention particulière. Il sera à nouveau évoqué au titre des enseignements que vos rapporteurs ont retirés de leurs déplacements aux États-Unis et en Pologne.

Des technologies de fracturation au CO₂ liquide ont déjà été utilisées à de nombreuses reprises aux États-Unis et au Canada (voir ci-après, concernant les États-Unis). Il s'agit donc d'un procédé connu, bien qu'évolutif. À la fin des années 1990, plus de 1200 opérations de fracturation au CO₂ avaient été réalisées au Canada².

Le CO₂ présente, par rapport à l'eau, la propriété d'être adsorbé³ plus facilement sur les surfaces minérales et de permettre une libération plus facile des hydrocarbures. Il a une viscosité dix fois plus faible que l'eau. À l'état dit supercritique, c'est-à-dire sous certaines conditions de température et de pression, entre gaz et liquide, sa viscosité est encore plus faible. En conséquence, **le CO₂ est beaucoup plus apte que l'eau à venir déloger le méthane des pores de la roche**, notamment des pores de taille réduite (micro et méso-pores) qui constituent la porosité dite primaire, par opposition aux pores de plus grande taille (macro-pores) qui, avec les fractures naturelles de la roche, constituent la porosité dite secondaire. L'adsorption du CO₂ permet de faire circuler le méthane des pores primaires vers les pores secondaires. Or ces pores primaires contiennent une part majoritaire du gaz piégé dans la roche. Pour obtenir ces résultats, il est important de pouvoir **procéder à des simulations numériques à partir de modèles de comportement de la roche**⁴.

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

¹ Comme on le verra ci-après (III. A.), dans le cas des fluides à base d'eau, les additifs doivent présenter des propriétés parfois contradictoires : forte viscosité pour la formation de la fracture et le transport des particules solides, faible viscosité pour être facilement injectables et éliminables. La faible viscosité des fluides formés à partir de gaz liquéfiés permet une meilleure pénétration du fluide et une évacuation facilitée par le passage en phase gazeuse ou supercritique (cas du CO₂).

² Source : Non aqueous fracturing technologies for shale gas recovery, Department of Chemical Technology, Chemical Faculty, Gdansk University of Technology.

³ Adsorption : fixation d'une particule sur la surface d'un matériau (source : CNRS).

⁴ "Numerical simulation and modeling of enhanced gas recovery and CO₂ sequestration in shale gas reservoirs : a feasibility study", A. Kalantari-Dahaghi, Université West Virginia.

L'usage de ce gaz est intéressant car il peut être combiné avec sa séquestration et contribuer, ainsi, à la réduction nécessaire du volume de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

Cet usage présente toutefois des difficultés : le CO₂ connaît des phases changeantes qui en compliquent la manipulation et le transport ; il est susceptible de réagir avec le milieu (avec l'hydrogène sulfuré H₂S par exemple) ; à des concentrations élevées, il est toxique pour l'homme. Enfin, l'approvisionnement en CO₂ est complexe et coûteux.

Ces techniques alternatives fondées sur des fluides autres que l'eau présentent des perspectives intéressantes (voir aussi, ci-après, I.B à propos des États-Unis d'Amérique).

4. Une technique alternative opérationnelle et prometteuse : la stimulation au propane

L'objectif de toute technique alternative à base d'un fluide autre que l'eau est d'utiliser un liquide le moins visqueux possible, afin qu'il pénètre, mieux que l'eau, dans les interstices de la roche. Le propane liquide¹ est particulièrement approprié pour ce faire mais il présente des risques en raison de son inflammabilité.

L'usage de propane liquide pour l'extraction d'hydrocarbures, qui est ancien, a connu plusieurs évolutions successives, pour être adapté à l'extraction de ressources non conventionnelles.

a) Un usage ancien

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

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

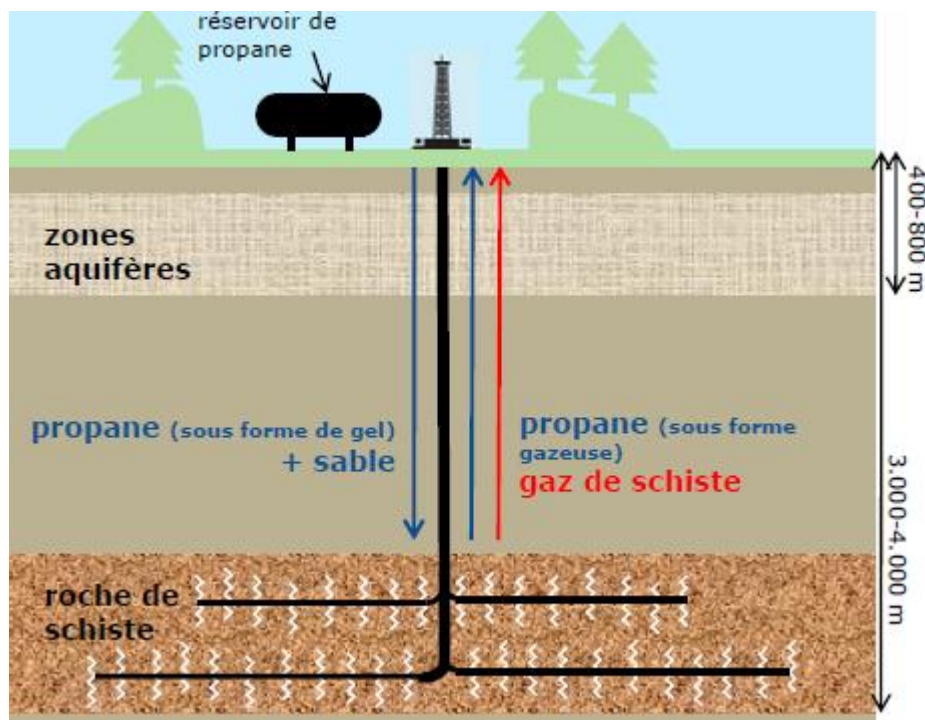
(1) Des bénéfices économiques et environnementaux

S'agissant de l'extraction d'hydrocarbures non conventionnels, la stimulation de la roche mère au **propane gélifié** est une technique déjà utilisée à l'échelle industrielle. Elle a été développée par la société

¹ La fracturation au propane est développée aux États-Unis ; c'est toutefois en France que vos rapporteurs ont mené l'essentiel de leurs auditions à ce sujet.

canadienne GasFrac. Entre 2008 et 2013, près de 1 900 opérations de stimulation ont ainsi été réalisées par cette entreprise en Amérique du nord, principalement au Canada (Alberta, Colombie-Britannique, Nouveau-Brunswick) et, depuis 2010, au Texas.

**SCHEMA DE LA PROCEDURE DE STIMULATION AU PROPANE
(ICI SOUS FORME DE GEL)**



Source : ecorpStim

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

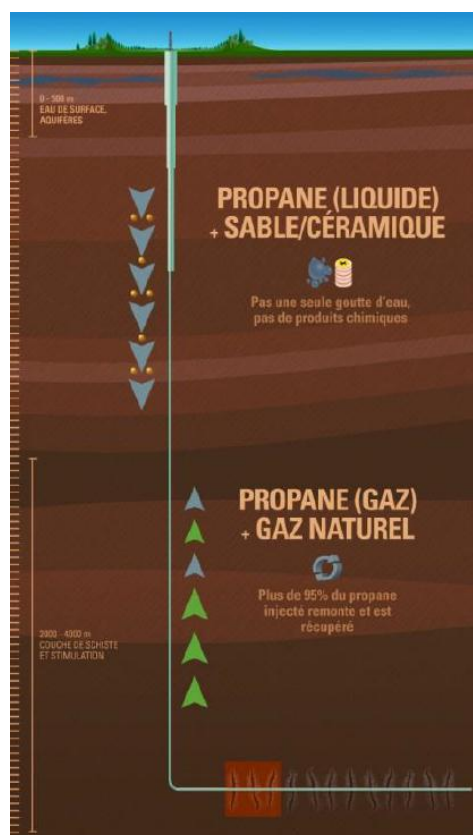
Le principal avantage de la stimulation au propane est évidemment de ne pas faire usage d'eau. Ce non recours à l'eau permet d'éviter les conflits d'usage et les questions relatives au retraitement de grandes quantités d'eau polluée.

La stimulation au propane peut, de surcroît, être réalisée avec **moins d'additifs, voire aucun additif** : la société Gasfrac souligne que son gel à base de propane ne comporte pas de biocides. La gélification du propane est obtenue grâce à l'utilisation d'un ester de phosphate, en association avec un

autre additif destiné à casser ultérieurement les chaînes moléculaires à l'origine de la phase gélifiée. La pression souterraine libère le propane gazeux qui remonte à la surface avec le méthane produit et peut être réutilisé.

Quant à la société ecorpStim, le procédé qu'elle développe utilise un **fluide composé uniquement de propane et de proppant (sable ou céramique)** nécessaire au maintien de fissures ouvertes dans la roche-mère).

LA STIMULATION AU PROPANE PUR (ECORPSTIM) : UNE TECHNOLOGIE SANS EAU NI PRODUITS CHIMIQUES



Source : ecorpStim

La stimulation au propane peut, dans certains types de réservoirs, être plus productive que la stimulation à l'eau. En effet, le propane est un hydrocarbure naturellement présent dans la roche. Sa présence n'endommage pas la formation géologique, contrairement à la présence d'eau, qui peut entraîner un gonflement des argiles. Il forme un fluide peu visqueux, peu dense, présentant une faible tension de surface. **Il permet une meilleure distribution du proppant.** S'agissant des huiles, le propane est miscible dans celles-ci et les fluidifie pour une meilleure récupération.

Le fluide de fracturation au propane est réutilisable jusqu'à 95 %, tant dans la technologie développée par Gasfrac que dans celle d'ecorpStim, tandis que seulement 30 % à 80 % de l'eau injectée dans une opération de

fracturation hydraulique est récupérée. L'évacuation du propane est facilitée par son passage en phase gazeuse. Ce taux de récupération dépend toutefois des propriétés du réservoir considéré.

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

D'après les entreprises qui la proposent, la stimulation au propane présenterait donc **des bénéfices tant économiques qu'environnementaux**.

(2) Une nécessaire maîtrise des risques

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

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

PROPOSITION DE DISPOSITIF POUR MAÎTRISER LES RISQUES INHÉRENTS À L'USAGE DE LA STIMULATION AU PROPANE



Source : ecorpStim

Pour traiter cette question de l'inflammabilité du propane, ecorpStim développe actuellement **une technologie utilisant un fluide à base de propane mais non inflammable**.

b) Une innovation : le propane non inflammable

D'après les informations fournies par ecorpStim, le propane non inflammable (*non flammable propane* ou NFP) est une forme fluorée de propane, l'heptafluoropropane, dans lequel 7 atomes d'hydrogène (H) sont remplacés par du fluor (F)¹.

Comme dans la formule au propane pur, **le NFP est utilisé sans eau ni additifs et le fluide de fracturation peut-être récupéré quasi intégralement**, sous forme gazeuse. Ce recyclage contribue à compenser le prix très élevé de cette substance.

L'utilisation d'une forme de propane non inflammable permet de supprimer à 100 % les risques industriels liés à l'utilisation de propane traditionnel (risque d'incendie, risque d'explosion). Le renforcement de la sécurité est valable pour toutes les étapes de la chaîne d'opérations :

- sur les routes, au cours du transport du fluide de stimulation ;
- sur la plateforme d'exploration ou d'exploitation ;
- sur site ou en entrepôt, pour le stockage.

Le fluide utilisé étant non inflammable, les sites de forage ne sont pas soumis à la classification Seveso.

Le NFP affiche des performances optimales sur tous les critères déterminant l'intérêt d'un fluide pour la stimulation de la roche (tension de surface, viscosité, densité). Il est aisément dissociable des autres composants du gaz naturel extrait du puits, notamment le propane et le butane, qui sont les molécules les plus proches du NFP.

Le NFP est une substance utilisée dans le domaine médical et pour l'extinction des feux. Il a été développé pour son absence d'effet sur la couche d'ozone. Il s'agit de l'une des substances développées au cours des dernières décennies pour remplacer les chlorofluorocarbones (CFC) à fort effet sur la couche d'ozone. Son innocuité est démontrée, l'heptafluoropropane étant déjà largement utilisé comme propulseur pour les aérosols de produits pharmaceutiques et comme agent anti-incendie dans le bâtiment.

On soulignera que **le NFP est notamment produit par le chimiste franco-belge Solvay**. Il pourrait être produit en France, si l'on décidait de l'utiliser pour l'extraction d'hydrocarbures.

¹ La formule chimique de l'heptafluoropropane est donc C_3HF_7 , celle du propane étant C_3H_8 .

Bien que ce procédé n'ait pas encore fait l'objet de démonstrations à taille réelle, la société ecorpStim n'a aucun doute sur les résultats qui seront obtenus, dans la mesure où elle tire les enseignements de l'emploi, par le passé, de mélanges propane-butane, le NFP étant un gaz aux caractéristiques intermédiaires entre les deux précédents. Les volumes de fluide utilisés seraient notamment dix à trente fois moindres que les volumes d'eau qui seraient nécessaires pour fracturer la roche de la même façon.

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

Toutefois, si le NFP est sans danger pour la couche d'ozone, il n'est pas sans danger pour le climat. Il représente aujourd'hui 0,5 p.mille des émissions totales de gaz à effet de serre. Son usage pour l'extraction d'hydrocarbures n'impliquerait toutefois sa libération dans l'atmosphère qu'en cas d'incident. **C'est pourquoi l'usage de NFP nécessiterait de prévenir et de contrôler les fuites susceptibles de survenir à tous les stades de la chaîne de production.**

**AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DES PRINCIPALES TECHNIQUES ALTERNATIVES
À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE À BASE D'EAU**

Principe	Avantages	Inconvénients
Multi-drain : forer une multitude de petits drains latéraux à partir d'un puits pour augmenter la surface de contact	Faible usage d'eau Absence d'additifs	Le nombre de drains à forer serait trop élevé dans le cas des HNC
Flambage : enlever un volume de roche pour créer par effondrement limité en profondeur des fractures	Faible usage d'eau Absence d'additifs	Pas de retour d'expérience
Découpe : créer mécaniquement des fissures dans la roche	Faible usage d'eau Absence d'additifs	Au stade de la R&D
Explosifs conventionnels : Mise à feu d'un ergol qui libère du gaz à haute pression, ce qui permet la fracturation de la roche	Absence d'eau Absence d'additifs Méthode commercialisée (groupe Expro)	Difficulté de stimuler un large volume de réservoir Risques d'explosion en surface Toxicité des résidus
Fracturation électrique -Arc : créer une onde acoustique dans le puits à proximité du réservoir, à l'aide d'un arc électrique	Faible usage d'eau Absence d'additifs	Au stade de la R&D Ne permet de stimuler que la proximité immédiate du puits donc insuffisamment efficace

Principe	Avantages	Inconvénients
-Autre procédé dit HPP : envoyer des pulses de pression à partir du puits pour désagréger la roche		
Fracturation au méthanol ou au diesel	Pas d'usage d'eau Faible nombre d'additifs Technique opérationnelle	Risques en surface (déversement, explosion) Risque de contamination en cas de perte d'étanchéité du puits
Stimulation au propane	Pas d'usage d'eau Faible nombre voire absence d'additifs Peu ou pas de réaction avec le substrat Technique opérationnelle	Infrastructures supplémentaires en surface Risques en surface (explosion) Risque de contamination en cas de perte d'étanchéité du puits
Usage d'hélium cryogénisé comme fluide de base : forte expansion du gaz lors de son réchauffement dans le sous-sol	Pas d'usage d'eau	Au stade de la R&D Coûts Approvisionnement Ne permet pas l'emploi de proppant
Usage d'azote comme fluide de base	Pas d'usage d'eau Faible nombre d'additifs Déjà appliqué	Restriction de profondeur Faible volume de réservoir stimulé Ne permet pas l'emploi de proppant Besoin de fortes capacités de compression
Usage de CO₂ comme fluide de base	Pas d'usage d'eau Faible nombre d'additifs Déjà appliqué	Faible volume de réservoir stimulé Possible limitation de température Coût du CO ₂ Dégagement de CO ₂ Usage de glycol Risque de réaction avec le substrat (H ₂ S par exemple)
Usage de mousse (émulsion stable entre eau et un gaz : CO ₂ ou azote)	Réduire la quantité d'eau Améliorer le transport du proppant Meilleure pénétration dans la formation	Besoin d'additifs (surfactants...) Besoin en transports plus importants Infrastructures plus importantes Nécessite l'usage de CO ₂ (émissions) Coût du CO ₂ Risque de réaction du CO ₂ avec le substrat (H ₂ S par exemple) Besoin de fortes capacités de compression (azote) Risques associés à un stockage de gaz en surface.
Fracturation pneumatique (air comprimé)	Pas d'usage d'eau	Transport d'air comprimé Dans le cas de l'hélium : gaz rare

(d'après : Total)

B. LES TECHNIQUES ALTERNATIVES À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE AUX ÉTATS-UNIS D'AMÉRIQUE

Le développement considérable des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis depuis une dizaine d'année est lié à l'alliance de deux technologies plus anciennes mais qui n'avaient pas jusqu'alors été utilisées ensemble : le forage horizontal profond associé à la fracturation.

Vos rapporteurs ont été témoins de **l'intérêt croissant pour les techniques alternatives à la fracturation hydraulique** dans ce pays. Contrairement à ce que les éléments recueillis en vue du rapport d'étape avaient pu laisser penser, ces technologies, anciennes, sont variées et surtout opérationnelles. Elles sont simplement moins utilisées que la fracturation à l'eau, car cette dernière est généralement facile d'accès et moins coûteuse.

L'intérêt principal de ces techniques est la réduction considérable, voire totale, du besoin en eau et corrélativement, du besoin en additifs. L'Université du Texas à Austin, l'une des plus en pointe au monde sur les questions d'hydrocarbures, en a fait un de ses principaux axes de recherche¹.

Il reste néanmoins **deux similitudes fortes** entre ces alternatives et la fracturation hydraulique proprement dite : la nécessité de forer le passage d'un **drain horizontal** et d'injecter un fluide destiné à fissurer la roche-mère tout en maintenant ouvertes les **fissures**.

1. Historique des alternatives à la fracturation hydraulique

Les raisons d'utiliser un fluide de fracturation différent de l'eau ne sont pas d'abord environnementales mais techniques :

- La principale est le maintien de l'intégrité et de la performance des puits. Dans certains types de roche, l'eau peut abîmer le puits (par exemple elle gonfle l'argile) et réduire l'efficacité du prélèvement d'hydrocarbures. L'eau n'est pas non plus naturellement compatible avec les hydrocarbures, ni un bon vecteur pour les *proppants*, d'où la nécessité d'additifs ;
- La disponibilité de l'eau. Celle-ci est rare dans certaines zones, ou difficile d'utilisation (au Canada, en hiver, l'eau gèle, par exemple).

¹ « Use less water in fracking » Katharine Grieve- The Alcade p.44- University of Texas, novembre-décembre 2012.

L'effet positif sur l'environnement est la préservation de la ressource en eau et la réduction du nombre d'additifs grâce à l'utilisation de fluides chimiquement compatibles avec la ressource recherchée.

Depuis une cinquantaine d'années, **trois types de fluides peuvent être utilisés à la place de l'eau** :

- Le **gaz de pétrole liquéfié** (GPL), essentiellement du propane, développé par les sociétés Gasfrac et eCORP (voir supra I. A.) ;
- Les **mousses** (*foams*) d'azote (N₂) ou de dioxyde de carbone (CO₂) ;
- **L'azote ou le dioxyde de carbone liquides.**

L'utilisation des gaz liquides permet de se passer complètement d'eau et d'additifs. Pour les mousses, la réduction est de 80 % du volume d'eau nécessaire et elles sont gélifiées à l'aide de dérivés de la gomme de Guar. Dans la littérature scientifique, ces fluides sont dénommés *energized fluids* (qu'on peut traduire par « fluides énergisés », fluides contenant au moins une phase gazeuse ou supercritique)¹.

Les premiers articles relatifs à l'utilisation du GPL remontent aux années 1970, le gaz ayant été utilisé en opérations à partir des années 1980. Mais ce gaz a finalement été moins utilisé que les mousses, le dioxyde de carbone et l'azote.

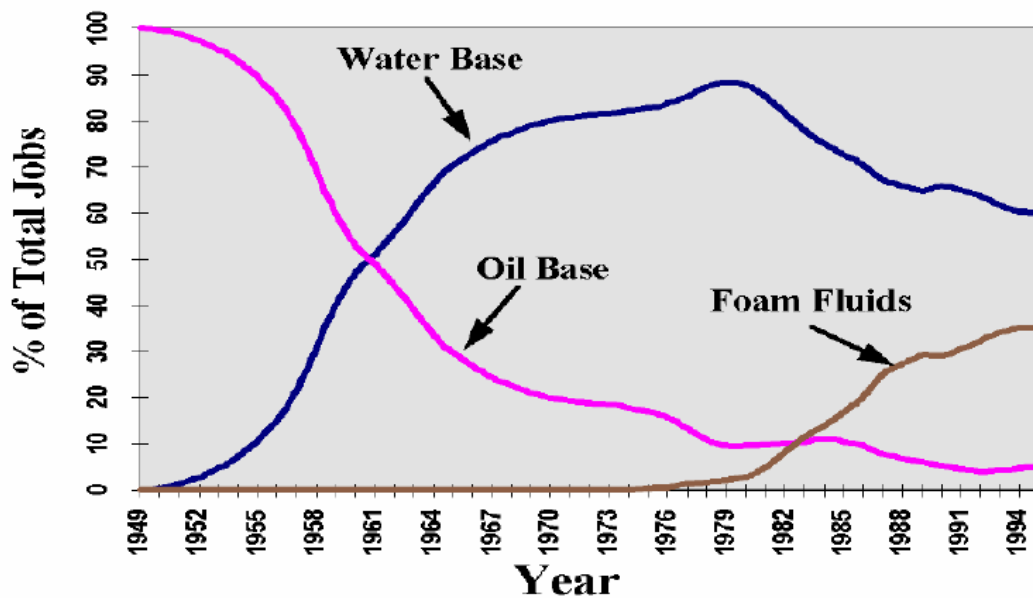
Les mousses carboniques et à base d'azote sont utilisées de manière courante depuis quarante ans dans certains réservoirs aux États-Unis. L'utilisation de ces mousses s'explique par une mauvaise performance de l'eau dans ces réservoirs qui sont généralement à faible pression, à mauvais écoulement des mélanges eau-hydrocarbure, et/ou réactifs avec l'eau. Dans ces réservoirs, l'eau est difficile à récupérer durant le retour (*flowback*) et elle entraîne une réduction de la perméabilité. C'est notamment le cas de nombreux puits dans le Colorado et le Wyoming.

Le graphique suivant montre comment l'apparition de la fracturation hydraulique à la fin des années 1940 a substitué les forages à base d'eau (*water base*) aux forages à base d'huile minérale (*oil base*) et comment, à partir du début des années 1980, les mousses (*foam fluids*) ont commencé à remplacer partiellement l'eau liquide.

¹ Thèse de Lionel Hervé Noël Ribeiro, *Development of a Three-Dimensional Compositional Hydraulic Fracturing Simulator for Energized Fluids* -The University of Texas at Austin, 2013- sous tutelle du professeur Mukul M. Sharma

Des articles disponibles sur le site www.onepetro.org en particulier : pour le GPL Hurst (1972), Smith (1973) et Tudor et al. (2006), pour les mousses Wendorff et Ainley (1981), Grundman et Lord (1983), King (1985), Ward (1986), Cippola (1990) et Harris (1992), pour l'azote et le gaz carbonique Allen et King (1982), Sinal et Lancaster (1987), Tudor et al. (1994), Harris et al. (1998) et Gupta et Bobier (1998).

Voir aussi Satya Gupta, "Unconventional Fracturing Fluids: What, Where and Why" 2011, sur le site de l'environnement protection agency (EPA) www2.epa.gov



Source : Total, présentation à vos rapporteurs à Houston, en juillet 2013.

L'azote et le dioxyde de carbone purs sont également utilisés depuis une trentaine d'années¹. Le principal intérêt des gaz liquides est leur expansion en profondeur, ce qui facilite la récupération de la ressource. À titre d'illustration, le tableau suivant indique les sites et le nombre de forages effectués au gaz carbonique de 1981 à 1993. De 1981 à 1998, le dioxyde de carbone liquide aurait été utilisé environ 1 400 fois, dont environ 200 en combinaison avec l'azote (à partir de 1994, voir Gupta et Bobier, 1998²).

¹ Voir ci-après l'extrait d'un article de 1987 d'une revue professionnelle canadienne documentant la technique au dioxyde de carbone.

² Gupta D.V.S, Bobier D.M, 1998, *The History and success of liquid CO₂ and CO₂/N₂ fracturing system*. SPE, Canadian Fracmaster Ltd., SPE Gas Technology Symposium, 15-18 mars 1998, Calgary, Alberta, Canada.

TABLE 1. FORMATIONS TREATED WITH LIQUID CO₂ FRACTURES

FORMATION	1981 to 1986	1981 to 1993	FORMATION	1981 to 1986	1981 to 1993
BANFF		1	HALFWAY	1	3
BELLY RIVER	96	167	HAMILTON LAKE		1
BASAL QUARTZ	49	89	KNOPCIK		3
BEARPAW	35	39	KISTATINAW		2
BELLOY		1	LUSCAR	1	1
BLUESKY	12	24	MANNVILLE	4	13
BOW ISLAND	5	8	MEDICINE HAT	9	21
BUICK CREEK		1	MILK RIVER	6	12
CADOMIN	6	13	MONTENAY		1
CADOTTE		22	NIKANASSIN	1	3
CARDIUM	16	22	NITON	1	3
CHINOOK		1	NORDEGG	1	5
CLEARWATER		2	NOTIKEWAN	1	3
COLONY	6	15	OSTRACOD	12	23
DALHOUSIE	2	2	PADDY		6
DETRITAL	4	10	PEKISKO	1	1
DOIG	2	4	ROCK CREEK	11	27
DUNLEVY		2	SECOND WHITE SPECKS		4
DUNVEGAN		2	SPARKY		5
EDMONTON	1	2	SPEARFISH	4	4
FAHLER	2	18	SPIRIT RIVER		1
GRANDE PRAIRIE		1	SUNBURST	1	1
GETHING	9	35	SHAUNAVON		1
GLAUCONITE	59	146	VIKING	45	108
HACKETT	9	20	WABISKAW		1

*Technical advances in liquid CO₂ fracturing- Tudor, Vozniacs, Peters, Banks-
canadian fracmaster ltd, petroleum society of Cim and Aostra, juin 1994.*

Résumé et début d'un article de 1987 sur la fracturation au gaz carbonique liquide



JCPT 87-05-0

COMPLETIONS AND EVALUATIONS

Liquid CO₂ fracturing: advantages and limitations

MARY LOU SINAL and GREG LANCASTER
Canadian Fracmaster Ltd.

ABSTRACT

The concept of fracturing with 100% CO₂ as the sole carrying fluid was first introduced in 1981. Development of this process was an extension of comingling CO₂ with conventional treatments to aid in the recovery of lost fluids. Well stimulation with CO₂ has since increased dramatically. Our knowledge about its advantages and limitations has been acquired from completing over 450 liquid CO₂ hydraulic fracturing treatments.

Technological advances and operational procedures have improved considerably over the past five years. This paper will discuss the advantages and limitations of liquid CO₂ fracturing. Results from various fields will be assessed to demonstrate the success of the liquid CO₂ fracturing process.

Introduction

The first introduction of 100% liquid CO₂ as a sole proppant carrier for sand fracturing to the petroleum industry occurred in 1981. Initial application of liquid CO₂ fracturing was based on an assumption that the process would succeed, rather than extensive research. Canadian Fracmaster had undertaken approximately one year of laboratory research, before liquid CO₂ hydraulic fracturing was implemented in the field. Laboratory research into CO₂ properties and viscosifying systems has continued since development of the process. Numerical simulation research was introduced in 1984 to understand better the fracturing process using liquid CO₂. Recent developments in liquid CO₂ fracturing, along with its advantages and disadvantages will be discussed in this paper.

History

Carbon dioxide as a liquefied gas, has been used in oil and gas field stimulation since the early 1960s, because of its unique phase behaviour (Fig. 1). It can be transported as a liquid at -20°C to -40°C. Because these temperatures are non-cryogenic, the CO₂ can be pumped with conventional frac equipment and injected directly into the well as a liquid. The CO₂ then vaporizes as it approaches equilibrium with reservoir temperature and pressure. The lower viscosity of the gaseous CO₂ allows it to flow back from the formation to the wellbore. The gaseous CO₂ also aids in lifting formation fluids that are produced back during the clean-up operation.

The most recent development in CO₂ fracturing has been accomplished by injecting the proppant directly into 100% li-

quid CO₂. The obvious benefits are the elimination of any residual fluid or residue left in the formation from the frac fluid.

Carbon dioxide fracturing technology, developed in Canada has been patented (Canada Patent No. 1134258, U.S. Patent No. 4374545, British Patent No. 8225692). The initial field implementation of this process was conducted on the Glauconitic Sandstone in 16-10-27-8W4M, completed on July 16, 1981.

To date over 450 fracture treatments have been performed using liquid CO₂ as the sole frac fluid. Of these producing wells 95% were performed on gas wells, whereas 5% were oil wells. Wells with depths greater than 3100 m have been fractured, with the largest emplacement of sand being 44 tonnes. Ninety-five per cent of the wells treated have been less than 2500 m deep, with up to 22 tonnes of sand placed (see Tables 1 and 2 for distribution of treatment size and depth). Sand concentrations of up to 1100 kg/m³ have been achieved, however, concentration is very much a function of rate and depth due to low viscosity. Sand is typically pumped at concentrations between 400 to 600 kg/m³. Pump rates have ranged up to 7.5 m³/min with treating pressures up to 70 MPa. Over 30 different geological formations have been treated with liquid CO₂ with varying results. Table 3 summarizes the distribution of the various number of treatments by formation.

Liquid CO₂ as a Fracturing Fluid Advantages

The chief advantages of liquid CO₂ fracture treatments are elimination of formation damage and residual frac fluid, rapid clean-up, and the economics associated with this process.

The primary advantage of liquid CO₂ fracturing is the elimination of formation damage associated with conventional frac fluids. A fracture can be generated, propped, and the frac fluid removed without damage to the formation. The principal damage mechanisms in fracturing are the negative impact on relative permeability, capillary pressure, and swelling and migrating of clays. Capillary pressure and relative permeability damage become more critical in low pressure and low-permeability reservoirs. Carbon dioxide exists in its vapour phase at reservoir temperatures and pressures. This results in zero residual frac fluid saturation. In gas reservoirs this completely eliminates any relative permeability or capillary pressure damage around the fracture face.

A second major advantage is that the evaluation of a zone's potential is almost immediate because of rapid clean-up. The substantial energy provided by CO₂ results in the elimination of all residual liquid left in the formation from the frac fluid. Liquid CO₂ is then an ideal fluid for low-permeability gas zones.

Keywords: Hydraulic fracturing, Liquid CO₂ fracturing, Fracture operations guidelines, Case studies.

Paper reviewed and accepted for publication by the Editorial Board of the Journal of Canadian Petroleum Technology.

2. Les utilisations récentes des fluides énergisés (2011-2013)

Lionel Ribeiro, étudiant français à l'université d'Austin (Texas) que vos rapporteurs ont pu rencontrer, vient d'achever sa thèse sur le développement récent de l'utilisation de la fracturation à base de propane, de dioxyde de carbone et d'azote, sous forme liquide ou de mousse, aux États-Unis.

Il en ressort que 2 % à 3 % des forages utilisent des fluides énergisés. Cette proportion serait de l'ordre de 25 % à 30 % au Canada. Dans de nombreux cas, il s'agit de réservoirs anciens (*legacy wells*) pour lesquels les avantages de ces fluides sont reconnus par les industriels locaux.

La limitation de ces techniques vient de leur coût, plus élevé que l'utilisation de l'eau, ce qui peut avoir un impact compte tenu du faible prix du gaz aux États-Unis. Néanmoins, la part du recours à ces fluides augmente sensiblement ces derniers temps. Les leaders mondiaux des gaz industriels (Air Liquide, Air Products, Fearus, Linde et Praxair) ont montré un intérêt certain pour les recherches menées par l'Université d'Austin depuis deux ans, en vue d'éventuellement se préparer à fournir plus massivement des fluides de fracturation.

Les figures suivantes montrent la part du recours à l'utilisation des fluides énergisés en 2011-2012 aux États-Unis par rapport aux fluides à base d'eau : eau liquide (*water fracks*), eau gélifiée (par un additif, *gelled fracks*) ou hybride des deux méthodes (*hybrid*) ; et aussi par rapport aux fluides à base d'acide, plus minoritaires (*acid fracs*)¹.

¹ Christopher Tucker du groupe FTI consulting (à Washington) a indiqué à vos rapporteurs que le forage à l'acide était, par exemple, adapté en Californie dans le schiste de Monterey, lequel recèlerait des réserves très importantes. L'irrégularité des couches de schiste rend, semble-t-il, plus facile un forage vertical sans drain horizontal, avec une injection d'acide sans qu'il soit nécessaire de recourir à une fracturation sous pression.

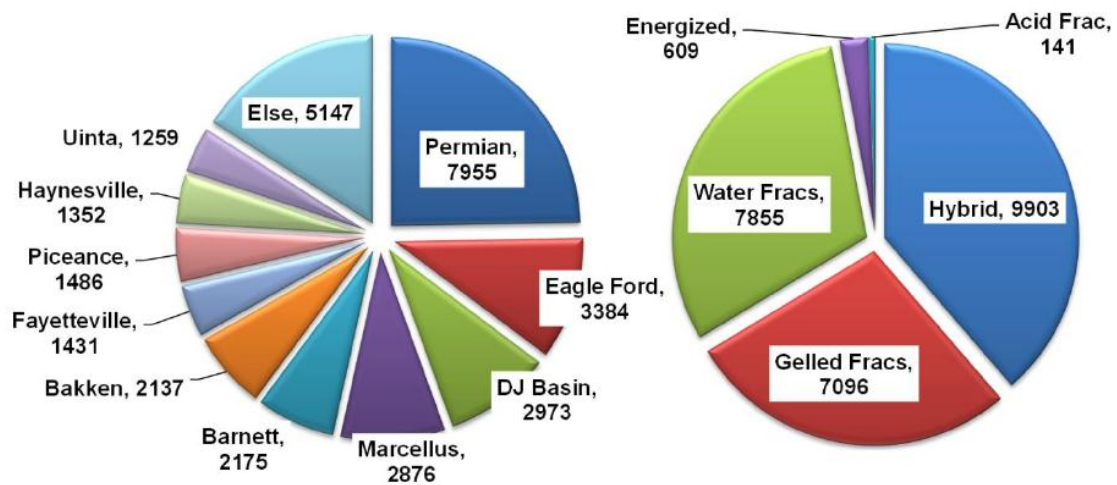


Figure 1.3: Fracturing operations in the U.S. in 2011-2012: (a) number of records per U.S. basin and (b) types of fracturing fluid (based on public data available on www.fracfocus.org).

Les réservoirs dans lesquels les fluides énergisés étaient principalement utilisés en 2011-2013 sont San Juan, Raton, Marcellus, DJ Basin, Cleveland, Piceance, Uinta, et Granite Wash basins. Les principales compagnies pétrolières utilisatrices étaient ConocoPhillips, XTO/ExxonMobil, Pioneer Energy Resources, Range Resources, Mewbourne, WPX, et Noble Energy (figure suivante).

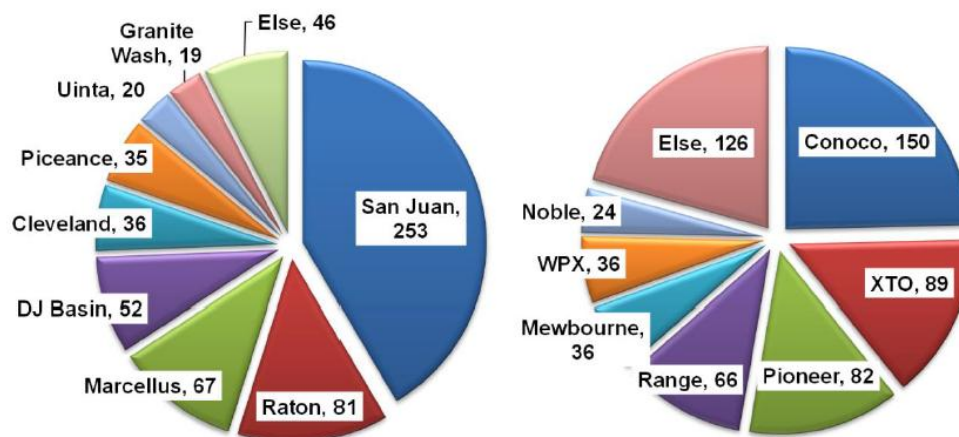


Figure 1.4: Energized fracturing operations in the U.S. in 2011-2012: (a) number of records per U.S. basin and (b) number of records per operator (based on public data available on www.fracfocus.org).

Vos rapporteurs considèrent que les pistes les plus prometteuses pour une éventuelle transposition de ces techniques en France pourraient être l'azote et, surtout, le dioxyde de carbone liquides. Ces deux gaz ne présentent pas de danger d'inflammabilité. L'azote, gaz neutre, est, par ailleurs, abondant dans l'atmosphère. L'utilisation du dioxyde de carbone, à condition de pouvoir en récupérer les émissions, permettrait de faire « d'une pierre deux coups » : en évitant d'une part l'utilisation d'eau et d'additifs, réduisant ainsi les risques de pollution, et en permettant d'enfouir dans le sous-sol profond, ou de conserver dans des installations industrielles hermétiques, les excédents de ce gaz à effet de serre constatés à l'air libre. Bien entendu, un programme de recherche approfondie serait nécessaire pour vérifier si cette idée séduisante peut se concrétiser. C'est dans cette direction que s'orientent certains chercheurs en Pologne (voir ci-après I.C.2). Un programme de recherche actuellement en cours aux États-Unis devrait aussi être riche d'enseignements sur l'avenir de l'utilisation de ce gaz (voir *infra*).

3. Les développements en cours et futurs

Les États-Unis mènent d'intenses recherches pour diversifier les fluides de fracturation. Vos rapporteurs ont eu connaissance, probablement non exhaustive, de trois pistes :

- La société Chimera Energy Corp développe une technique de fracturation à l'**hélium**, gaz inerte mais rare et probablement coûteux (voir supra I. A. au sujet de la fracturation pneumatique) ;
- La société ecorpStim a mis au point une technique d'extraction à l'**heptafluoropropane**, propane fluoré dont le principal intérêt est d'être ininflammable, tout en se comportant par ailleurs comme le propane gélifié (voir les développements précédents à ce sujet) ;
- Le département de l'énergie des États-Unis (Laboratoire national de technologie pour l'énergie - *National Energy Technology Laboratory*), que vos rapporteurs ont interrogé à Washington, finance actuellement une recherche de l'École des Mines du Colorado sur une **technique cryogénique** de fracturation (avec le l'azote-nitrogène¹ et/ou du dioxyde de carbone liquides). Le but est d'éliminer le besoin en eau et les effets liés à cette utilisation. Cette étude doit durer trois ans à compter de juin 2013.² Elle

¹ On trouve parfois le terme de "nitrogène" dans la littérature, c'est un anglicisme synonyme d'azote (N₂).

² *Development of Non-Contaminating Cryogenic Fracturing Technology for Shale and Tight Gas Reservoirs*. Colorado school of mines et Research partnership to secure energy for America, juin 2013 www.rpsea.org. Ce programme doit coûter 2,7 millions de dollars.

approfondira les connaissances déjà acquises dans le domaine de la fracturation à l'azote et au gaz carbonique.

Pour mémoire, le sous-sol des États-Unis recèle aussi d'importantes réserves en **gaz de couche de houille** (*coalbed methane*)¹. En fonction de la nature des couches (plus ou moins naturellement fracturées, plus ou moins perméables, plus ou moins épaisses etc.) et de leur profondeur, variables selon les bassins, les techniques d'extraction du méthane diffèrent. La fracturation hydraulique est utilisée, mais d'autres fluides de fracturation peuvent être employés, tels que les mousses ou l'azote liquide. Dans certains bassins, il n'est fait appel qu'à des forages verticaux : avec injection d'air comprimé pour faire remonter l'eau puis le gaz (« *openhole cavity completion* » dans le bassin de San Juan au Nouveau-Mexique- voir ci-après III.B.) ; ou avec pompage de l'eau sous la couche de houille pour faire remonter le gaz (« *topset under ream* » dans le bassin de Powder river dans le Wyoming et le Montana)². Dans ce dernier cas, la fracturation hydraulique a parfois été tentée, sans amélioration notable du rendement des puits, aussi n'est-elle plus pratiquée. Le choix de la technique utilisée ne dépend pas de considérations environnementales, mais d'efficacité.

¹ Voir, ci-après, II sur le cas français.

² *Selection of best drilling, completion and stimulation methods for coalbed methane reservoirs*- Sunil Ramaswamy-Thèse de master of science de l'Université du Texas à Austin, décembre 2007.

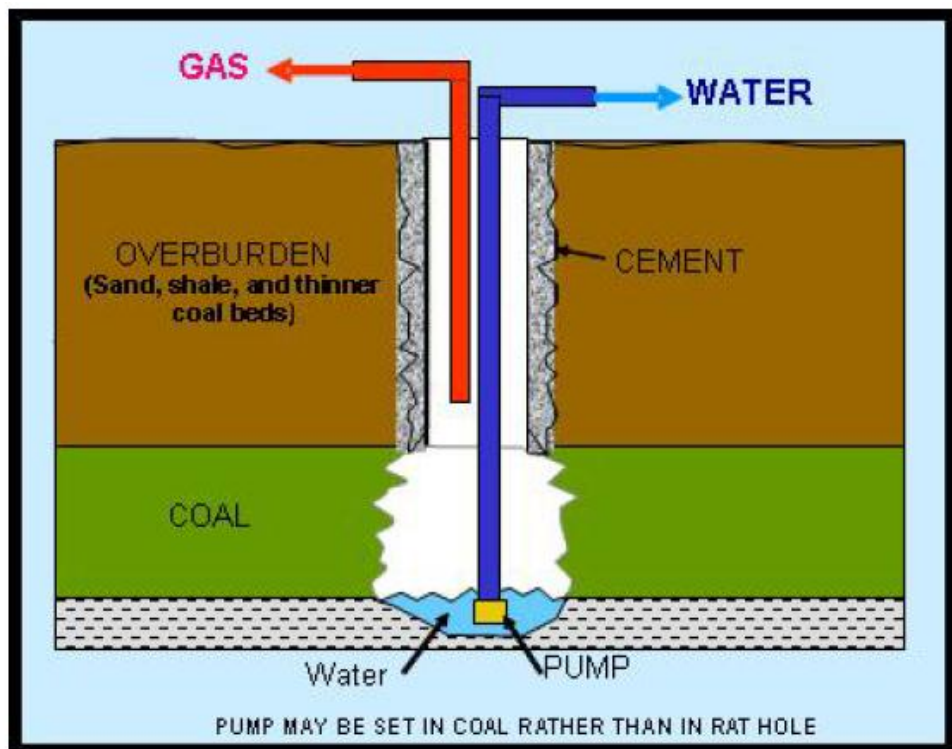


Fig.13: Schematic of topset under reamed well⁹

Source : Selection of best drilling, completion and stimulation methods
for coalbed methane reservoir - Sunil Ramaswamy -
Thèse de master of science de l'Université du Texas à Austin, décembre 2007

C. LES TECHNIQUES ALTERNATIVES À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE : DES PISTES DE RÉFLEXION EN POLOGNE

Vos rapporteurs se sont rendus en Pologne, pays le plus avancé de l'Union européenne dans le domaine de l'exploration, afin de profiter de l'expérience que ce pays a commencé à acquérir depuis quelques mois. Bien que la fracturation hydraulique y soit privilégiée, **les techniques alternatives y font l'objet d'un intérêt particulier, comme piste de réponse aux difficultés rencontrées lors des premiers travaux d'exploration menés.**

1. La Pologne, pays le plus avancé de l'Union européenne dans le domaine de l'exploration

Pour des raisons économiques et géopolitiques, le gouvernement polonais a démarré un ambitieux programme d'exploration, dans le contexte d'estimations initiales de ressources très importantes.

a) Une volonté d'indépendance et de diversification des approvisionnements

D'après les données fournies en juin 2013 par l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA), la Pologne est le pays de l'Union européenne le plus riche en gaz de roche-mère, avec des réserves techniquement récupérables estimées à 4 200 milliards de m³. Les premières prévisions de l'EIA, publiées en avril 2011, étaient plus élevées, puisqu'elles faisaient état de réserves de l'ordre de 5 300 milliards de m³.

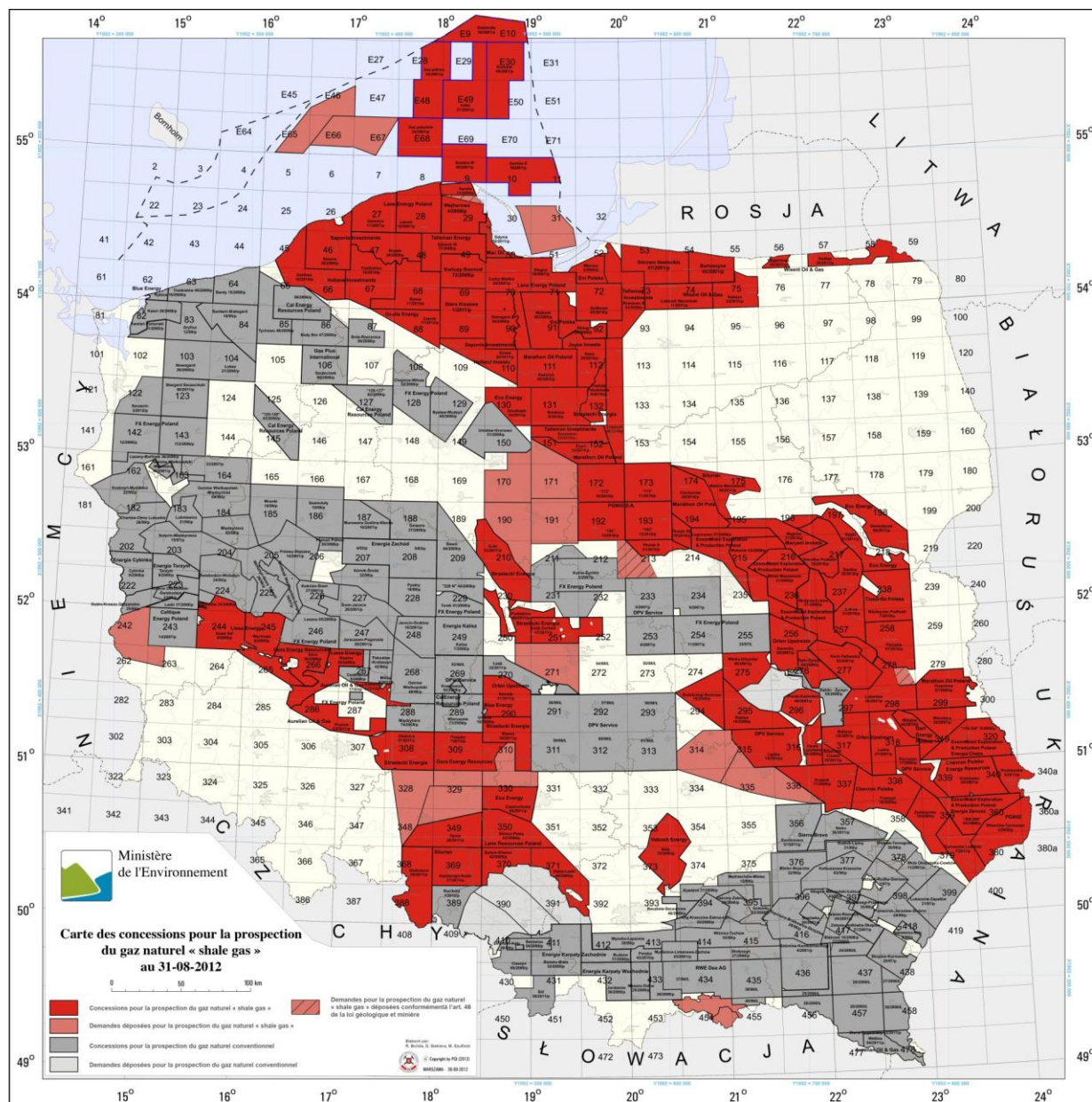
Ces prévisions avaient été revues à la baisse par l'Institut National de Géologie polonais (PIG) en mars 2012 dans un rapport¹ dans lequel cet Institut évaluait les gisements de gaz de roche mère exploitables à 1 920 milliards de m³ au maximum, soit un peu plus du tiers des estimations initiales américaines. En s'appuyant sur les technologies connues à ce jour, le PIG évaluait les réserves exploitables dans un premier temps entre 346 et 768 milliards de m³, ce qui a conduit à dire que **les estimations de réserves avaient été divisées par 10** par rapport aux prévisions américaines. Ce niveau de réserves est néanmoins susceptible de contribuer à assurer l'indépendance gazière de la Pologne pendant 35 à 65 ans au rythme de consommation actuelle. Les régions les plus riches en gaz de roche-mère seraient celle de Lublin, la Mazovie et la Poméranie.

Dans les zones au nord et à l'est de la Pologne, **les gisements de gaz de schiste sont probablement accompagnés de gisements de pétrole**. Ces ressources en pétrole de roche-mère sont estimées entre 215 et 268 millions de tonnes soit 10 à 12 ans de consommation polonaise. Les gisements les plus prometteurs se situent près de Varsovie, Radom et Elblag. La Pologne pourrait donc, à l'avenir, réduire aussi ses importations de pétrole notamment en provenance de Russie.

Les estimations réalisées par l'Institut géologique polonais sont fondées sur des données issues de forages réalisés entre 1950 et 1990. Une actualisation des prévisions est prévue pour 2014, prenant en compte les résultats de tous les forages réalisés dans ce pays après 1990.

¹ *Assessment of shale gas and shale oil resources of the lower Paleozoic Baltic-Podlasie-Lublin basin in Poland, PIG (mars 2012).*

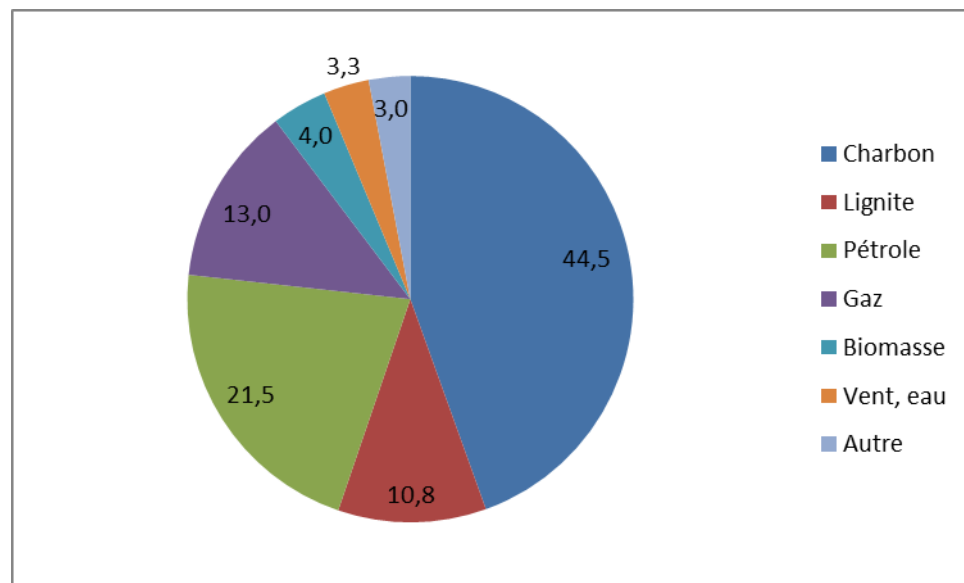
CARTE DES CONCESSIONS POUR L'EXPLORATION DE GISEMENTS NON CONVENTIONNELS EN POLOGNE



Source : Ministère de l'environnement (Pologne)
Lecture de la légende : Shale gas = gaz de roche-mère

Bien que révisées à la baisse, les estimations des réserves polonaises en hydrocarbures non conventionnels demeurent encourageantes. Pour ce pays, c'est l'opportunité, d'une part, de **réduire la part du charbon dans son bouquet énergétique** et donc de diminuer ses émissions de CO₂ - aujourd'hui, 90 % de l'électricité polonaise est produite à partir de charbon - et, d'autre part, **de diminuer sa dépendance à l'égard de la Russie** pour ses approvisionnements en gaz et en pétrole.

LE BOUQUET ÉNERGÉTIQUE POLONAIS (EN %)



Source : ministère de l'environnement (Pologne)

La Pologne importe en effet 75 % du gaz qu'elle consomme. Son principal fournisseur est la Russie (qui fournit 81 % du gaz importé), devant l'Allemagne et la République tchèque. La Russie fournit donc un peu moins des deux tiers du gaz consommé par la Pologne. Or depuis 1990, les approvisionnements en provenance de Russie ont été interrompus à huit reprises, pour des durées variant entre trois et dix-neuf jours, toujours au cœur de l'hiver. **Cette situation de dépendance crée une forte motivation pour évaluer puis, le cas échéant, exploiter les ressources du sous-sol national.** Avant même de parvenir à une indépendance énergétique accrue, la Pologne pourrait être en mesure, assez rapidement, de négocier plus avantageusement avec son principal fournisseur (Gazprom) le prix de son approvisionnement en gaz.

C'est probablement l'une des raisons pour lesquelles **la perspective d'un développement des hydrocarbures non conventionnels suscite une large adhésion de la population** : 78 % des Polonais sont, en effet, favorables à l'exploration de ces hydrocarbures, ce taux étant de 72 % dans les régions concernées au premier chef (nord, région de Lublin). On remarquera que le

taux d'acceptation des travaux d'exploration est supérieur à la moyenne nationale dans des communes proches de Lublin, où des forages ont déjà été réalisés.

En conséquence, la Pologne a lancé un vaste programme d'exploration de ses ressources. D'après les données fournies par le ministère de l'environnement :

- 105 concessions d'exploration du gaz de roche mère ont été accordées ;
- 19 demandes de concession sont en cours d'examen ;
- 48 puits d'exploration ont été creusés ;
- 20 d'entre eux ont fait l'objet d'opérations de fracturation hydraulique, dont 14 puits verticaux et 6 puits latéraux.

Il est prévu de réaliser, d'ici à 2015, 100 à 150 puits supplémentaires.



Visite du site de Kock (forage de PGNiG), dans la région de Lublin, en présence de M. Piotr Wozniak, Secrétaire d'État, Géologue en chef (septembre 2013).

b) Un cadre juridique à élaborer

Les premiers travaux d'exploration s'accompagnent d'une réflexion sur le cadre juridique et fiscal à mettre en place pour l'exploitation des

ressources non conventionnelles. Ce cadre devrait être finalisé d'ici à 2015, année au cours de laquelle la production pourrait démarrer.

La législation environnementale existante, applicable à tous types de forages, est pour le moment jugée par le ministère de l'environnement suffisamment contraignante.

Une étude d'impact environnemental, réalisée en novembre 2011 par l'Institut géologique polonais sur le forage de Lebien, dans la région de Poméranie, **n'a pas mis en évidence de dommage en dehors de nuisances sonores temporaires**. D'après cette étude :

- La fracturation hydraulique n'a pas provoqué de pollution de l'air ;
- Les opérations ont entraîné une élévation temporaire du niveau de bruit, qui est toutefois resté dans les limites admissibles ;
- Aucun effet sur la qualité de l'eau de surface ou souterraine n'a été enregistré ;
- La consommation d'eau associée aux opérations de fracturation n'a pas réduit notablement les ressources locales ;
- Aucun phénomène de pollution des sols n'a été observé.

La Pologne a lancé un programme de surveillance des impacts environnementaux sur deux ans, financé par son Agence de protection de l'environnement.

La législation environnementale polonaise pourrait devoir s'adapter, en tout état de cause, **à la législation européenne actuellement en cours d'élaboration** par la Commission européenne.

Par ailleurs, la nouvelle législation envisagée par le gouvernement polonais vise à **créer un opérateur national** qui détiendra une part – qui pourrait être de 5 % - de chaque concession. Cette société, dite opérateur national de combustibles fossiles, jouera aussi un rôle de supervision. 40 % de ses bénéfices serviront à alimenter un « fonds de réserve démographique », le reste étant affecté à l'investissement.

Des taxes seront, par ailleurs, créées et leurs produits attribués à diverses autorités locales.

Lors de leur déplacement en Pologne, en septembre 2013, **vos rapporteurs ont souhaité rencontrer des représentants des Territoires**, afin de connaître leur point de vue sur l'extraction des hydrocarbures non conventionnels. Ils ont rencontré M. Mieczyslaw Struk, Maréchal¹ de la voïvodie de Poméranie. Celui-ci leur a indiqué que sa région souhaitait que **l'État soit plus présent pour réguler l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels**, à différents égards :

¹ Le titre de Maréchal est celui des présidents élus des Régions polonaises (Voïvodies).

- S'agissant de la législation environnementale, une réglementation technique spécifique doit être édictée, pour parvenir à une extraction sécurisée du gaz et du pétrole non conventionnels ;

- Sur le plan de la fiscalité, un régime fiscal permettant de redistribuer localement une part des bénéfices de l'exploitation doit être établi ;

- Enfin, un cadre pérenne de dialogue avec les populations doit être mis en place.

La région de Poméranie s'est employée à atteindre ce dernier objectif, en élaborant, à l'initiative de son Maréchal, un processus de concertation, dit projet « *Ensemble à propos des hydrocarbures de schiste* »¹, fondé sur des comités locaux de dialogue qui mènent leurs travaux de façon autonome, à partir d'échanges d'expériences et avec accès à une expertise indépendante. Ce processus s'apparente à celui mis en place en France autour des installations nucléaires, avec les Commissions locales d'information, dont le statut est, toutefois, législatif, contrairement au cadre mis en place dans le nord de la Pologne. En Poméranie et dans les deux autres voïvodies² qui ont repris ce programme, il permet **d'aboutir, au cas par cas, à un véritable contrat social contribuant à l'acceptation par la population des développements en cours.**

2. Les techniques alternatives : des pistes pour améliorer la productivité des puits tout en préservant l'environnement ?

Les difficultés rencontrées lors de la première phase du programme d'exploration ont renforcé, aux yeux des Polonais, la nécessité de poursuivre des travaux de recherche sur des méthodes différentes de la fracturation hydraulique.

a) Les difficultés rencontrées lors des premiers travaux d'exploration

Les premiers travaux d'exploration menés en Pologne ont révélé certaines difficultés liées à la géologie de ce pays.

Lors de leur entretien à l'Institut géologique national de Pologne (PIG), il a été expliqué à vos rapporteurs que les roches-mères polonaises présentaient la caractéristique d'être très profondes (3 à 4 km) et très denses. Il en résulte de faibles taux de récupération du gaz, parfois seulement 1 % à 2 %, alors que, dans le domaine non conventionnel, des taux de récupération compris entre 5 % et 30 % de la ressource en place peuvent être atteints. Ce taux dépend notamment de la taille des pores de la roche : plus elles sont petites, moins la ressource est facilement récupérable.

¹ Razem o łupkach (Together about shales).

² Il s'agit des voïvodies de Cujavie-Poméranie et de Varmie-Mazurie, qui se sont associées à l'initiative prise par la Poméranie.

Dans le cas polonais, **ce n'est donc pas la ressource qui manque, mais la capacité, avec les technologies existantes, à en récupérer une part importante.**

La production de **condensats**, c'est-à-dire d'hydrocarbures liquides légers présents dans le sous-sol conjointement avec le gaz, pourrait permettre de rentabiliser la production, mais elle soulève également des difficultés spécifiques sur le plan technologique.

Les représentants de la société ENI Polska¹ ont indiqué à vos rapporteurs qu'ils cherchaient à modifier la technologie employée lors des premiers forages, afin de s'adapter aux conditions rencontrées.

Quant aux représentants de la société nationale polonaise pour le pétrole et le gaz, PGNiG, ils ont également souligné la nécessité d'étudier les propriétés des roches-mères polonaises, qui sont différentes des roches-mères américaines. Il n'est pas certain que les technologies mises en œuvre aux États-Unis puissent être employées de la même façon, avec les mêmes résultats, en Pologne. Le processus d'exploration sera donc un processus long, ce qui est habituel dans le secteur pétrolier et gazier. On estime que le « délai d'apprentissage » pour l'exploration d'un nouveau bassin est d'environ six ans.

PGNiG a néanmoins obtenu des résultats encourageants sur plusieurs forages, un seul ayant donné des résultats négatifs.

Ainsi, **les ressources non conventionnelles demeurent une opportunité à saisir pour la Pologne.** Après de premières estimations trop optimistes, les résultats ne sont pas univoques, sans que cela ne doive conduire à un excès de pessimisme. Des entreprises étrangères ont abandonné leur activité en Pologne, mais, contrairement à ce qui a pu être dit, on est loin d'observer une désertion. Les concessions de la société américaine Exxon Mobil et de l'entreprise canadienne Talisman ont été reprises. Quant à Marathon Oil, son retrait, annoncé par les médias, n'est, pour le moment, pas officiel. Des entreprises américaines poursuivent leur activité sur le sol polonais (Conoco Phillips).

Il est possible que certaines entreprises préfèrent arbitrer, à l'échelle mondiale, en faveur d'investissements plus rentables, sur des gisements plus gros ou présentant moins de risques. Il n'en reste pas moins que les ressources polonaises demeurent attractives. Seule la poursuite des travaux d'exploration en cours permettra de déterminer dans quelle mesure.

¹ Filiale de la société italienne ENI en Pologne.

b) Une réflexion sur les techniques alternatives

Les premiers travaux d'exploration menés en Pologne incitent donc les opérateurs à réfléchir à des améliorations dans les techniques de fracturation hydraulique mises en œuvre, afin de s'adapter au contexte géologique.

Dans le même esprit, **des laboratoires de recherche polonais ont entrepris des travaux sur des techniques alternatives à la fracturation hydraulique**, susceptibles d'accroître la productivité des puits et de réduire l'empreinte environnementale de l'exploitation.

Des études sont, par exemple, menées à l'Université technologique de Gdansk sur la fracturation pneumatique (par usage d'air comprimé).

Vos rapporteurs se sont rendus à l'Université militaire technologique (WAT) de Varsovie où ils ont rencontré des chercheurs du Laboratoire de mécanique et informatique appliquée, travaillant sur une nouvelle **méthode de séquestration souterraine du CO₂ associée à la récupération de gaz de roche-mère**¹, qui a fait l'objet d'un dépôt de brevet.

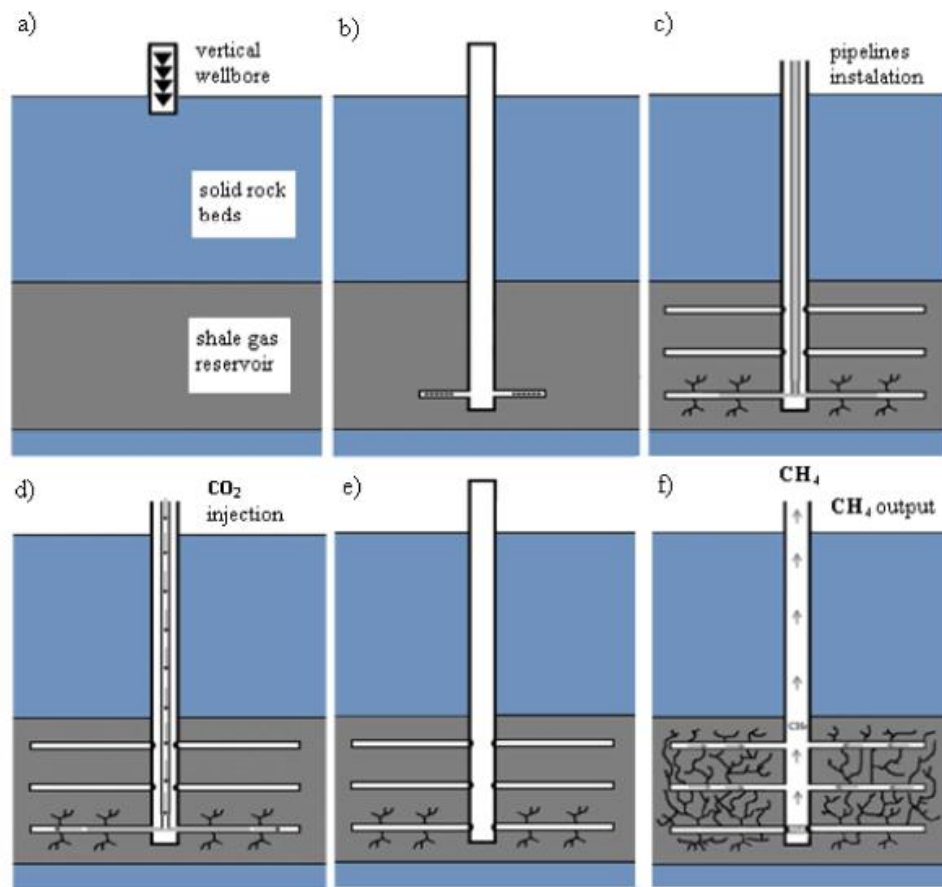
Cette méthode se fonde sur la capacité du CO₂ supercritique à être adsorbé par la roche, tout en délogeant le méthane en place, le faisant passer du système de porosité primaire au système de porosité secondaire de la roche (voir les développements précédents à ce sujet : I. A. 3). Le CO₂ permet donc d'aller chercher le méthane adsorbé et celui présent dans les pores les plus petites de la roche, ce que ne permet pas la fracturation hydraulique.

Cette méthode utilise des puits horizontaux de faible diamètre, forés à partir d'un puits vertical. Le CO₂ liquide est d'abord injecté dans le puits horizontal le plus profond, sous contrôle constant de la température et de la pression. Le puits est ensuite fermé, grâce à des valves contrôlées depuis la surface. Le processus thermodynamique de chauffage du CO₂ démarre alors. Lorsque le CO₂ atteint l'état supercritique, ce processus se traduit par l'adsorption du CO₂ sur la roche et par la désorption du méthane (CH₄) auparavant en place. Ce processus dure environ deux semaines. Puis le méthane est récupéré. Un autre puits horizontal peut ensuite être traité de la même façon.

Les étapes successives de ce processus sont décrites dans le schéma ci-dessous.

¹ Study on carbon dioxide thermodynamic behavior for the purpose of shale rock fracturing, T. Niezgodą et al., Bulletin of the Polish Academy of Sciences (2013).

ÉTAPES SUCCESSIVES POUR LA MISE EN ŒUVRE DE LA FRACTURATION AU CO₂
ASSOCIÉE À LA SÉQUESTRATION DE CE GAZ



Source : T. Niezgoda et. al. (2013)

Cette méthode n'utilise **pas d'additifs chimiques** mais seulement du sable pour maintenir les fissures ouvertes. Elle aboutit à la séquestration du CO₂ injecté. **Le procédé n'est pas explosif** car la montée en pression du CO₂ injecté est lente. **Les fissures créées sont plus courtes, plus denses et plus contrôlables** que celles créées par fracturation hydraulique. Elles présentent la caractéristique de s'étendre dans toutes les directions à partir du puits horizontal, et pas seulement perpendiculairement au forage.

Cette technologie n'a, pour le moment, été expérimentée qu'en laboratoire. Pour en confirmer la faisabilité, **plusieurs aspects devront être étudiés de façon plus approfondie** :

- Une analyse de rentabilité économique doit être effectuée ;
- Les modalités d'obtention, de préparation et de transport du CO₂ doivent être déterminées ;
- La réalité du phénomène d'adsorption / désorption dans les roches-mères polonaises doit être étudiée.



Visite des laboratoires de l'Université technologique militaire (WAT), en présence du Professeur Tadeusz Niezgoda, directeur du Centre de technologies avancées pour l'énergie (septembre 2013)

Ainsi, la recherche sur les technologies d'extraction des hydrocarbures de roche-mère progresse dans plusieurs pays, dont ceux visités par vos rapporteurs. **Cette recherche est susceptible d'aboutir à des méthodes d'extraction plus efficaces et plus écologiques que la fracturation hydraulique. Cette recherche peut aussi servir d'autres fins :** la méthode brevetée par l'Université militaire technologique de Varsovie aboutit ainsi au stockage souterrain du CO₂, utile dans la lutte contre les changements climatiques.

C'est pourquoi vos rapporteurs estiment que la France ne devrait pas se tenir complètement à l'écart de ce type de recherches. Il est nécessaire de **préserver et de développer les compétences existant dans notre pays**, afin de ne pas obérer l'avenir.

Les chercheurs polonais rencontrés ont exprimé leur **souhait de pouvoir travailler et partager leurs résultats avec les scientifiques français**, grâce à des collaborations et des échanges universitaires. **Il est indispensable de ne pas laisser passer ce type d'opportunité.**

II. UNE RESSOURCE EXPLOITABLE SANS FRACTURATION DE LA ROCHE : LE GAZ DE HOUILLE

Des travaux récents ont démontré le potentiel des bassins de Lorraine et du Nord-Pas-de-Calais, en gaz de houille. Les études les plus avancées ont été menées en Lorraine par l'entreprise EGL (*European Gas Limited*). Dans ce cas, plus encore que pour les hydrocarbures de roche mère, **c'est moins l'existence de la ressource que la rentabilité de sa production qui est sujette à débats.**

Vos rapporteurs se sont rendus dans le Nord-Pas-de-Calais et en Lorraine, afin d'évaluer les enjeux de l'exploration du gaz de houille et les problématiques propres à leur exploitation, qui diffèrent dans les deux bassins.

A. LE GAZ DE HOUILLE : DES PERSPECTIVES POUR LES ANCIENS BASSINS MINIERS FRANÇAIS ?

Les anciens bassins miniers français, déjà par endroits producteurs de gaz de mines, pourraient également receler du gaz dit « de couche », c'est-à-dire du gaz enfoui dans les couches profondes non exploitées de charbon.

1. Gaz de couche et gaz de mines

Le gaz de houille est un gaz non conventionnel, dont **la roche-mère est constituée de charbon**. Il fut longtemps considéré essentiellement comme un danger pour l'industrie minière. Il est aujourd'hui considéré comme une source potentielle d'énergie importante au niveau mondial.

Le gaz de houille n'est, en effet, autre que le « **grisou** » qui constitue l'un des principaux dangers de l'extraction charbonnière. Le grisou est constitué à environ 95 % de méthane. Il est adsorbé¹ dans le charbon, libéré par endroit dans les failles de la roche. C'est un « coup de grisou », aggravé par un « coup de poussière », qui fut à l'origine du plus gros accident de l'histoire minière française, la catastrophe de Courrières, qui a causé 1 099 morts, en 1906. Les derniers accidents de ce type remontent, en France, à 1974 (Liévin) et 1985 (Forbach). En Chine, ce type d'accidents demeure fréquent. Il est donc utile – toutes choses égales par ailleurs – de récupérer le gaz de mines pour limiter le risque d'explosion accidentelle. Cette récupération permet aussi d'éviter qu'il ne s'échappe dans l'atmosphère, et ne vienne accroître l'effet de serre. Le méthane est en effet un gaz à effet de

¹ Adsorption : fixation d'une particule sur la surface d'un matériau (source : CNRS).

serre puissant, son impact sur le climat, à 100 ans, étant de l'ordre de 25 fois supérieur à celui du CO₂.

Le gaz de houille est constitué du **gaz de mines** (« *coalmine methane* » ou CMM) et du **gaz de couche** (« *coalbed methane* » ou CBM). Le premier est issu de mines de charbon exploitées ; il a été libéré par le fait de cette exploitation. Le gaz de mines est récupéré par pompage depuis 1975, par exemple, dans les mines désaffectées du Nord-Pas-de-Calais. Les technologies mises en œuvre pour cette récupération sont relativement simples.

Le **gaz de couche** est en revanche produit à partir de couches de charbon n'ayant pas donné lieu à exploitation minière classique, en raison de leur profondeur ou de leur mauvaise qualité. Ce gaz peut être exploité à partir de forages verticaux et / ou horizontaux, avec ou sans fracturation hydraulique, en fonction des conditions géologiques (voir ci-après).

Les progrès importants réalisés au cours des vingt-cinq dernières années dans les techniques d'extraction du gaz de houille ont ouvert la voie à son exploitation commerciale, d'abord en Amérique du Nord puis en Australie.

Les principaux producteurs de gaz de couche dans le monde sont, en effet, les **États-Unis**, où la production a démarré dans les années 1980, et **l'Australie** où elle a démarré en 1996 et s'est rapidement développée depuis. La Chine et la Russie sont aussi détentrices de vastes réserves. En Europe, malgré une activité minière historiquement importante, des réserves significatives demeurent retenues dans les couches profondes inexploitées, notamment au Royaume-Uni, où une estimation réalisée en 2006 les évalue à 2,3 Tm³, et plus généralement en Europe du Nord et en Italie.

2. Une ressource présente dans les anciens bassins miniers

En France, les premières phases d'exploration du gaz de couche (années 1980/1990) s'étaient avérées décevantes. Les progrès dans les techniques de forage réalisés au cours des deux dernières décennies permettent aujourd'hui d'espérer une exploitation rentable du gaz de houille, notamment dans les deux plus importants bassins charbonniers français : la Lorraine et le Nord Pas-de-Calais.

Bien que le territoire national possède d'autres réserves de charbon, par exemple dans le Massif central, **ce sont les bassins de Lorraine et du Nord Pas-de-Calais qui sont les plus prometteurs**. D'après le rapport récent de la mission du CGEIET, consacré aux Perspectives pour le gaz de houille en France¹ : « *D'une manière unanime, les spécialistes rencontrés par la mission*

¹ *Perspectives pour le gaz de houille en France, Rapport du Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies, établi par MM. Fabrice Dambrine, Benoît Legait, Alain Liger.*

attribuent à la Lorraine une priorité de premier rang, essentiellement fondée sur le volume d'information disponible, le contenu en gaz connu et l'importance du volume de charbon non exploité reconnu ; le Nord Pas-de-Calais présente aussi un potentiel important, mais les volumes de charbons non exploités y sont moins bien connus et plus profonds. Les autres gisements carbonifères, essentiellement dans le Massif central, sont jugés trop petits et trop tectonisés pour qu'il soit possible d'y implanter des sondages en couche de dimensions kilométriques ».

En Lorraine, l'entreprise EGL (*European Gas Limited*), immatriculée au Royaume-Uni, détient des permis d'exploration du gaz de couche, dits permis « Bleue Lorraine » et « Bleue Lorraine sud ». Par ailleurs, elle a demandé un permis supplémentaire, dit « Bleue Lorraine Nord », qui ne lui a pas été attribué. C'est dans le cadre du premier de ces permis (« Bleue Lorraine ») qu'ont été réalisés les travaux les plus avancés, pour un montant de 12,9 millions d'euros depuis l'origine (2004), incluant le puits récemment foré de Folschviller 2 (voir ci-après).

Dans le Nord Pas-de Calais, dès 1975, les Houillères du bassin Nord Pas-de-Calais ont entrepris le captage et la commercialisation du gaz de mines provenant des anciennes exploitations charbonnières, afin de supprimer le risque de remontée de ce gaz à la surface. Après la fermeture du bassin houiller du Nord, la récupération de ce gaz sur le site d'Avion a été confiée à un groupement d'intérêt économique, Methamine, racheté en 2007 par Gazonor, filiale de Charbonnages de France. Gazonor a par la suite, en conséquence de la disparition de Charbonnages de France au 1^{er} janvier 2008, été vendue à la société EGL, qui était alors une société australienne. EGL a revendu récemment sa filiale Gazonor au groupe belge Transcor, spécialisé dans le domaine de l'énergie (production et logistique). EGL est actuellement une société enregistrée au Royaume-Uni, dont 80 % des actionnaires sont européens (notamment : Albert Frère, Rothschild). D'après les informations fournies par EGL, une holding française a été créée, qui devrait détenir, à terme, les permis autrefois acquis par la société britannique.

Dans le Nord Pas-de-Calais, Gazonor dispose de deux concessions pour le gaz de mines (« Désirée » et « Poissonnière ») et deux permis exclusifs de recherches pour le gaz de couche (« Valenciennois » et « Sud Midi »).

S'agissant du gaz de mines, **un tarif d'achat de l'électricité produite par cette source d'énergie est en cours de mise en place.** Le gaz de mines est en effet reconnu comme une « énergie de récupération », pouvant à ce titre bénéficier d'un contrat d'achat, depuis la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. Comme il a été expliqué à vos rapporteurs lors de leur déplacement dans le Nord Pas-de-Calais, la dégradation de la qualité du gaz de mines produit menace, en effet, son injection dans le réseau de gaz naturel, ce qui rend urgent de pouvoir le transformer en électricité. Cet effort sera financé par la Contribution au

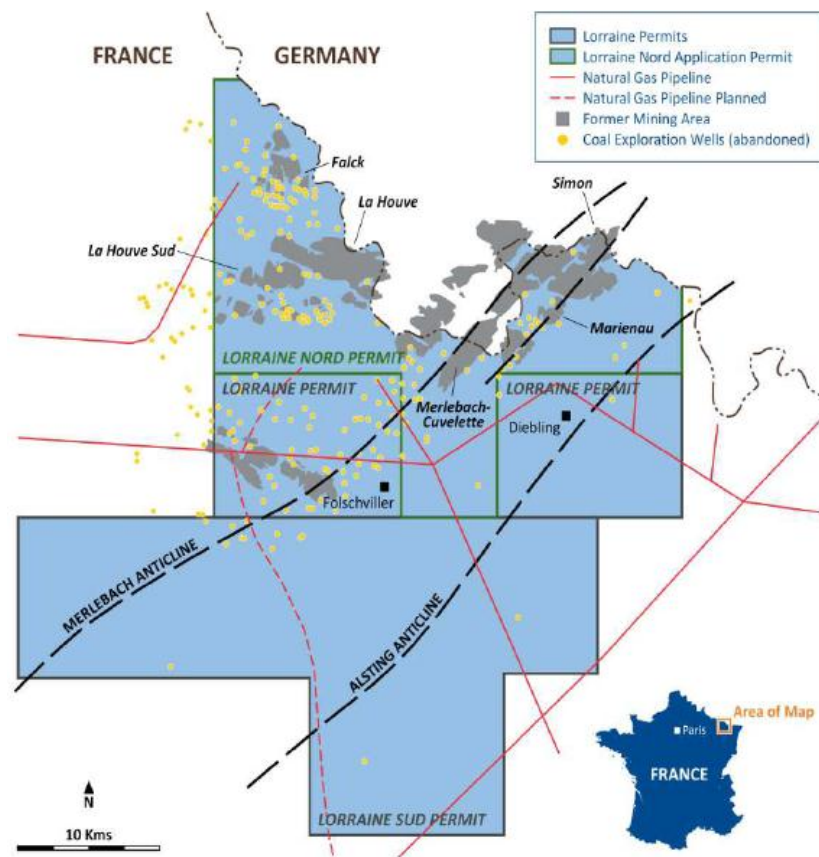
service public de l'électricité (CSPE), dans des proportions jugées « infimes » par le ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie¹. La Commission de régulation de l'électricité a rendu un avis défavorable au projet d'arrêté qui lui a été soumis, estimant que le tarif proposé par le Gouvernement présentait une rentabilité trop élevée. De nouveaux tarifs d'achat doivent prochainement être proposés.

Les travaux relatifs au gaz de couche sont confiés par Gazonor à EGL.

¹ Source : réponse à la question orale sans débat n° 0432S de M. Dominique Watrin (Pas-de-Calais - CRC), publiée dans le JO Sénat du 19 juin 2013.

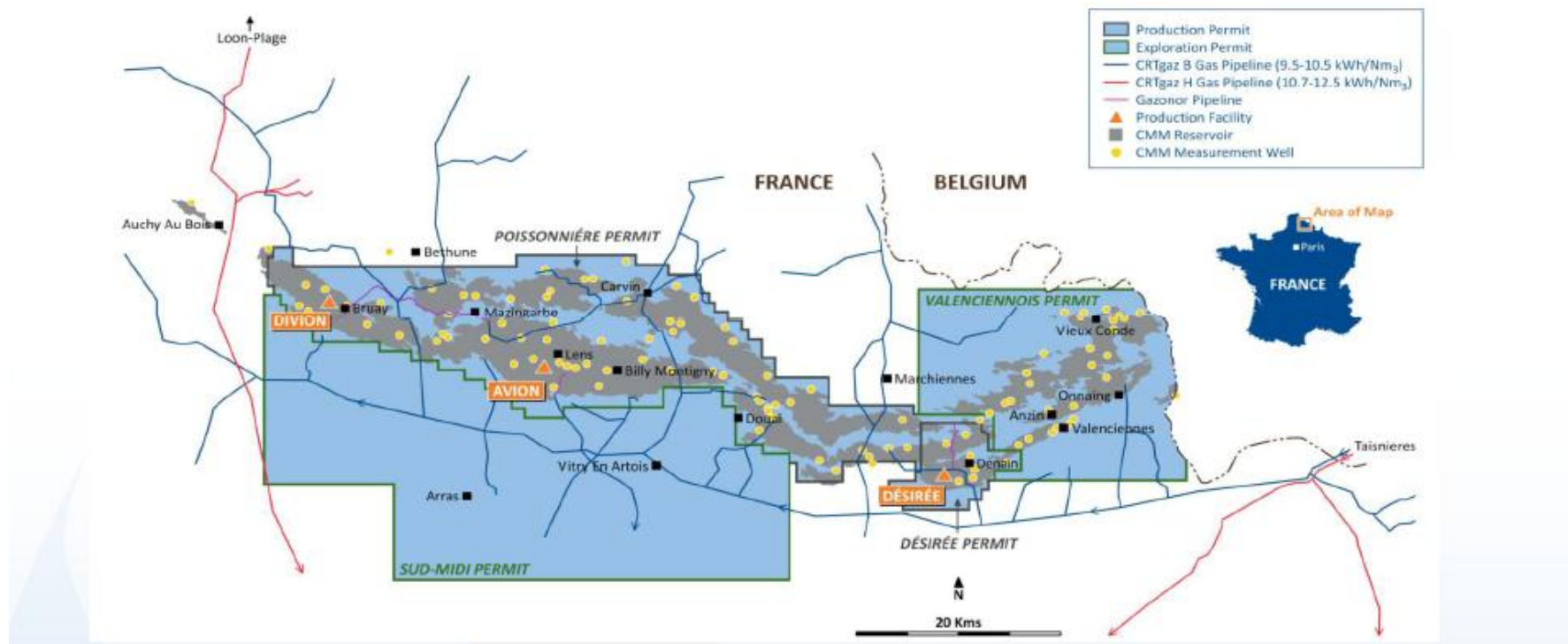
<http://www.senat.fr/questions/base/2013/qSEQ13040432S.html>

GAZ DE COUCHE / GAZ DE MINES EN LORRAINE



Source : EGL

GAZ DE COUCHE / GAZ DE MINES DANS LE NORD PAS-DE-CALAIS



Source : EGL

B. UNE RESSOURCE SUSCEPTIBLE D'ÊTRE EXPLOITÉE EN FRANCE SANS RECOURS À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

Le gaz de couche est susceptible d'être exploité sans recours à la fracturation hydraulique. C'est le cas, par exemple, en Australie et dans certains bassins américains. Cette caractéristique du gaz de houille, qui le distingue du gaz de roche-mère, est la conséquence de fracturations naturelles présentes dans la roche, qui lui confèrent une perméabilité susceptible d'être suffisante.

1. Des modalités d'extraction spécifiques au gaz de houille

Les techniques employées pour l'extraction du gaz de houille présentent des **similitudes et des différences avec les techniques employées plus généralement pour la production des hydrocarbures non conventionnels.**

Comme le gaz de roche-mère, le gaz de houille est contenu dans un réservoir peu perméable, plus ou moins fracturé de façon naturelle, avec des variations importantes de concentration en gaz d'un point à un autre de la couche. Comme le premier également, sa production atteint assez rapidement un pic, avant de décliner. La durée de vie d'un puits est ainsi de cinq à quinze ans. Le pic de production est obtenu après une durée d'extraction comprise entre un et six mois.

L'extraction du gaz de houille présente néanmoins des différences notables avec celle du gaz de roche-mère.

a) Spécificité de la production de gaz de couche

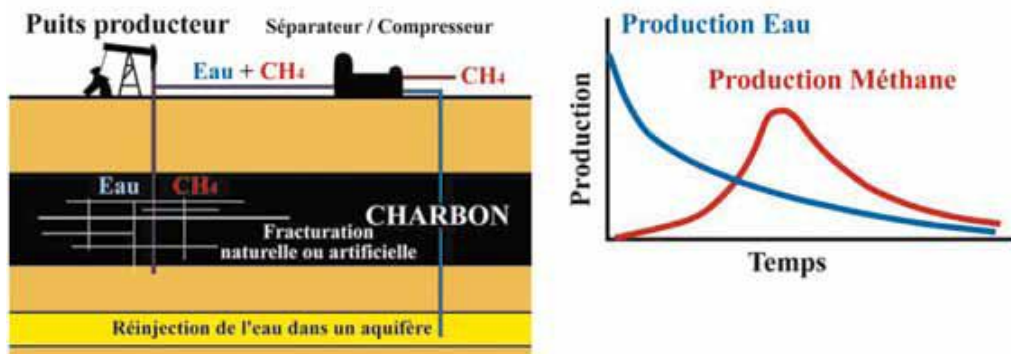
Tout d'abord, **la production de gaz de couche est généralement associée à celle d'une grande quantité d'eau.**

Pour libérer le méthane, on diminue en effet la pression au sein de la roche en pompant l'eau présente : dans un premier temps, le puits produit davantage d'eau que de gaz, avant que la situation ne s'inverse.

La **gestion de la production d'eau** représente donc un aspect important de la rentabilité de ces puits.

Toutefois, certains puits sont immédiatement producteurs de gaz.

L'EXPLOITATION DU GAZ DE HOUILLE



Source : IFPEN

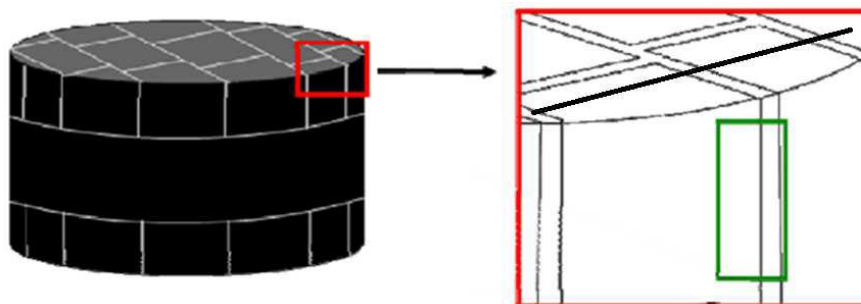
Ce préalable étant posé, les techniques employées pour la production du gaz de couche sont néanmoins variables.

b) Des techniques qui dépendent des caractéristiques de la couche de charbon

Le gaz de houille, qui peut être situé à faible profondeur, ne requiert pas toujours pour son exploitation de forage horizontal. La finesse de la couche de houille peut être un obstacle. Il peut aussi être plus rentable de multiplier les puits verticaux plutôt que de procéder à des forages horizontaux.

L'extraction du gaz de houille ne requiert pas non plus toujours de fracturation hydraulique, le charbon étant naturellement traversé par un réseau orthogonal de fractures. La décision d'emploi de la fracturation hydraulique doit être prise avant de procéder au forage car le puits et les installations de surface seront alors conçues en conséquence.

LE CHARBON, UNE ROCHE NATURELLEMENT FRACTURÉE



Source : EGL

Si l'usage de la fracturation hydraulique pour l'exploitation du gaz de couche est largement répandu aux États-Unis, elle est, en revanche, plus

rare en Australie. Dans la région du **Queensland**, à l'est de ce pays, qui est la principale région productrice de gaz de couche, **la fracturation hydraulique n'a, à ce jour, été employée que dans 8 % des puits forés dans les couches de charbon.** Ainsi, le gaz de couche, qui fournit 90 % du gaz consommé dans le Queensland, est très majoritairement produit sans recours à la fracturation hydraulique¹.

Il se peut, aussi, que l'industrie puisse se passer de la fracturation hydraulique en début d'exploitation, mais qu'elle doive y recourir ensuite pour augmenter sa production, en forant des couches moins perméables. Dans le Queensland, la proportion de puits fracturés pourrait ainsi passer de 8 % à 10 % - 40 % au cours des prochaines années.

Les technologies employées pour l'extraction de gaz de houille (présence ou non de forages horizontaux, usage ou non de la fracturation hydraulique) dépendent, par conséquent, d'une part, de **l'épaisseur des veines de charbon** à forer, d'autre part, du **degré de perméabilité naturelle de la roche.**

2. Le gaz de couche qui pourrait être exploité en France sans recours à des techniques de fracturation

Si les deux bassins de Lorraine et du Nord Pas-de-Calais sont susceptibles de requérir l'emploi de technologies distinctes, ils présentent toutefois un point commun important : d'après l'entreprise EGL, qui mène les premiers travaux d'exploration du gaz de houille sur ces territoires, **le gaz de houille pourrait y être produit sans recours à des technologies de fracturation** et donc, *a fortiori*, sans recours à la fracturation hydraulique.

a) Une gestion industrielle classique...

Que ce soit en Lorraine ou dans le Nord Pas-de-Calais, **la société EGL, qui mène des travaux d'exploration, ne juge pas utile de fracturer le charbon pour extraire le gaz.** Il s'agit d'un point commun entre les deux bassins : le charbon y serait suffisamment fracturé, de façon naturelle, pour qu'il soit possible de se passer de l'emploi de technologies de fracturation, comme c'est le cas, par exemple, en Australie (voir ci-dessus).

Étant donné l'absence de fracturation hydraulique, la plupart des obstacles au développement des hydrocarbures non conventionnels sont ici sans objet. Il n'y a pas besoin d'eau ; au contraire, l'exploitation produit de l'eau. Les préoccupations environnementales sont celles inhérentes à toute exploitation d'hydrocarbures. Elles sont relatives notamment à l'intégrité des puits, à l'empreinte au sol ou à la gestion des installations en surface.

¹ "Coal Seam Gas, estimation and reporting of greenhouse gas emissions", Australian Government, Department of Climate Change and Energy Efficiency.

En particulier, **l'empreinte au sol est réduite**. Une fois les opérations de forage réalisées, il ne subsiste au sol qu'une tête de puits ainsi que les équipements et installations nécessaires au transport du gaz et au traitement de l'eau.

On estime¹ qu'une plateforme d'exploitation occupant environ un hectare, regroupant plusieurs départs de puits, permet d'exploiter des veines de charbon sur une surface alentour d'environ 10 km².

EMPREINTE AU SOL SUR LE SITE DE FOLSCHVILLER 2 (LORRAINE)



Source : EGL

(vos rapporteurs se sont rendus sur ce site expérimental en phase de production)

S'il est confirmé, à l'avenir, qu'une exploitation sans fracturation est possible, cette exploitation pourrait donc **se faire dans le cadre d'une gestion des risques industriels des plus classiques**.

b) ... comportant des enjeux spécifiques à chaque bassin...

Les deux bassins (Lorraine et Nord Pas-de-Calais) présentent néanmoins des différences.

En Lorraine, le bassin est issu d'un ancien lac ; tandis que dans le Nord Pas-de-Calais, il provient d'une mer. En conséquence, ils possèdent des caractéristiques distinctes :

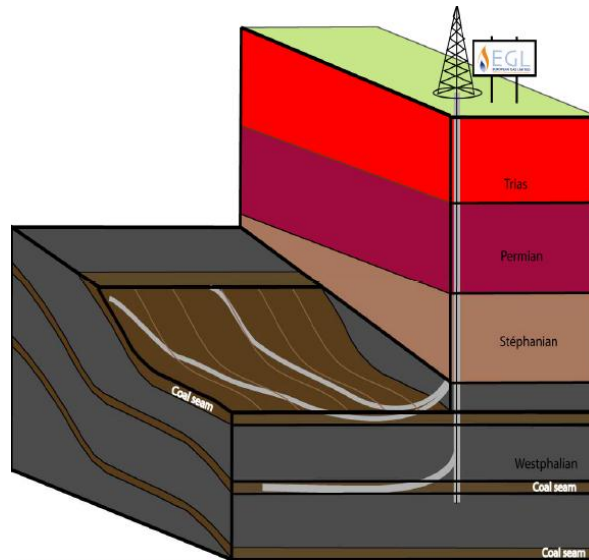
- **En Lorraine, les couches sont épaisses** (jusqu'à 5-6 mètres), ce qui est favorable à l'implantation de forages horizontaux.

- Dans le Nord Pas-de-Calais, le bassin a subi de fortes pressions tectoniques. Les charbons sont très fracturés et disposés en couches trop fines pour permettre des forages horizontaux. Ce sont donc des forages verticaux ou en déviation qui sont envisagés. La roche serait suffisamment

¹ Source : Les perspectives pour le gaz de houille en France, rapport précité.

écrasée et fissurée pour permettre une exploitation uniquement par ce type de puits.

PRINCIPE DU FORAGE HORIZONTAL MULTILATÉRAL POUR L'EXTRACTION DU GAZ DE HOUILLE



Source : EGL

Une autre différence entre les deux bassins houillers a trait à leurs contenus en eau :

- **En Lorraine, l'extraction du gaz de houille produit d'importantes quantités d'eau.** Les tests réalisés par EGL ont conclu à la présence d'une eau douce sans métaux ni contaminants, susceptible d'être utilisée par l'agriculture ou l'industrie locales sans traitement coûteux.

- Dans le Nord Pas-de-Calais, en revanche, le charbon est probablement sec, c'est-à-dire que la production de gaz ne sera pas associée à celle d'eau.

Toutes les caractéristiques ici envisagées doivent toutefois être confirmées par la poursuite des travaux d'exploration en cours.

c) Une gestion des risques doit être mise en place

Les risques mis en évidence par un **rapport récent du BRGM et de l'INERIS¹** sur les enjeux spécifiques à l'exploitation du gaz de houille doivent être pris en compte, dès la phase d'exploration.

Ces risques sont les suivants :

¹ « Synthèse sur les gaz de houille : exploitation, risques et impacts environnementaux », Rapport de l'INERIS et du BRGM, octobre 2013.

- Les **risques accidentels** sont ceux associés au transport de gaz à haute pression ainsi que ceux relatifs à la migration non maîtrisée de gaz dans le cas d'exploitations peu profondes (ce qui ne devrait pas être le cas en France).
- Les **impacts environnementaux** à surveiller concernent une éventuelle contamination de l'eau extraite par des composés organiques en lien avec certains dépôts de charbon. Les charbons contenant le gaz doivent donc être précisément analysés.
- L'impact du déploiement de la filière en termes **d'usage du sol** doit être évalué, en fonction du contexte local (présence de centres urbains ou d'espaces naturels protégés).

C. DES ESTIMATIONS ENCOURAGEANTES À CONFIRMER PAR LA POURSUITE DES TRAVAUX D'EXPLORATION ENGAGÉS

Les premiers résultats obtenus par EGL sont encourageants. Néanmoins la faisabilité technique et la viabilité économique de l'exploitation du gaz de houille français sans fracturation hydraulique restent à confirmer par la poursuite de forages d'exploration en cours.

1. Des estimations encourageantes à l'issue des premiers travaux d'exploration

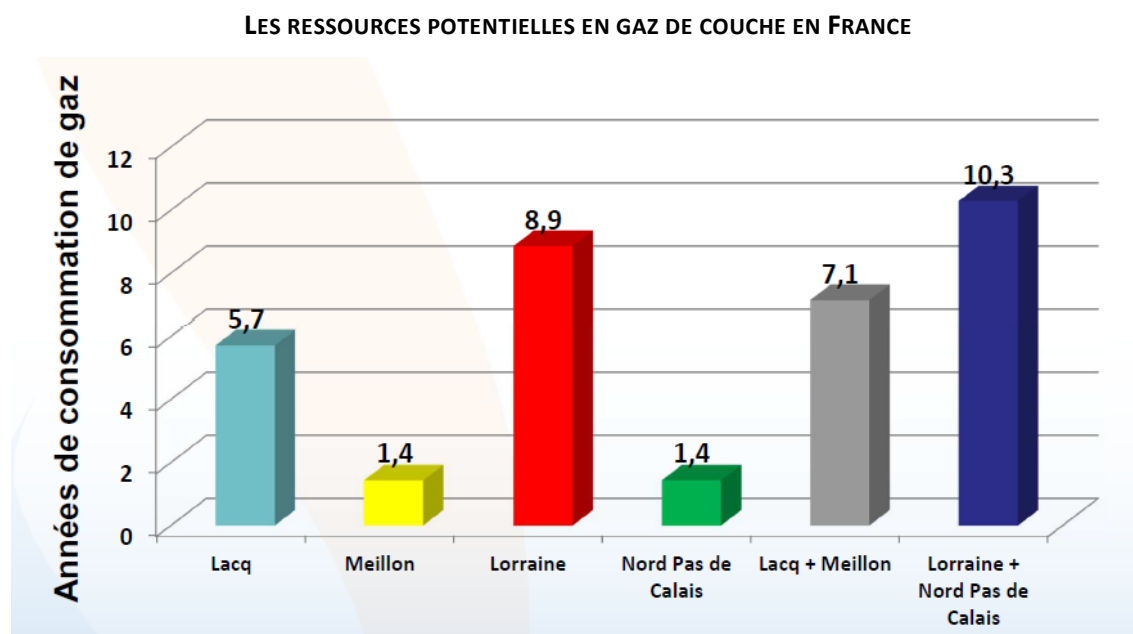
En Lorraine, les tests de production réalisés par EGL ont démontré l'existence d'une ressource importante. Ces tests ont été réalisés sur le site de Folschviller 2, seul puits horizontal multilatéral dans le charbon en Europe, foré en 2008. Trois campagnes de tests y ont été réalisées respectivement en 2008-2009, 2011 et 2012. Ces tests consistent en des mesures de la pression de fond, de la production d'eau et de la production de gaz. Les résultats de ces tests ont été revus par Beicip-Franlab, filiale de l'IFPEN.

Ces tests établissent une perméabilité de l'ordre de 1 à 2 millidarcy (mD). D'après EGL, cette perméabilité serait comparable à celle d'autres gisements de gaz de houille exploités sans fracturation hydraulique dans le monde. En Lorraine, la production serait, par ailleurs, facilitée par l'épaisseur de la couche de charbon, propice à l'installation de drains horizontaux.

Dans le Nord Pas-de-Calais, les forages d'exploration n'ont pas démarré, mais le sous-sol est bien connu, en raison de son exploitation passée. On estime que seul 10 % du charbon de ce bassin, qui se caractérise par ailleurs par son étendue (120 km x 20 km), a été exploité. L'existence d'une ressource importante paraît très vraisemblable.

Les ressources des deux bassins (Lorraine et Nord Pas-de-Calais) pourraient correspondre à **dix années de consommation de gaz en France**

(au rythme actuel), c'est-à-dire significativement plus que ce qu'a produit à ce jour le bassin de Lacq.

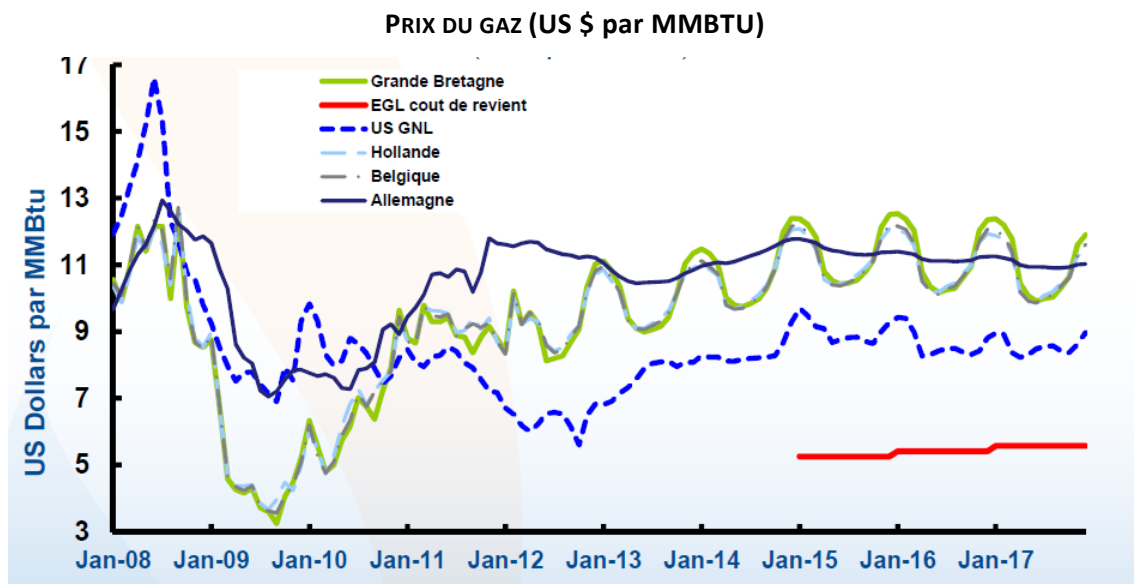


Source : EGL

D'après les estimations fournies par EGL, le gaz de couche pourrait créer, en Lorraine, 300 à 400 emplois directs (opérateurs de terrain / soutien technique et administratif) et 600 à 800 emplois indirects (sociétés de forages et de services pétroliers, construction), sans compter les emplois induits, à terme, par l'implantation d'industries consommatrices de gaz à proximité.

La rentabilité du gaz ainsi extrait repose sur un coût de revient estimé à 5 US \$ par MMBTU¹. C'est cette rentabilité, qui dépend aussi du coût de production de ce gaz, qui demeure la plus sujette à débats. Elle ne pourra être établie qu'après de nouveaux tests de production dans les deux bassins.

¹ Dollars par million de British Thermal Unit (MMBTU) ; 1 MMBTU représente l'équivalent énergétique de 0.18 baril de pétrole.



La viabilité économique de la production de gaz de houille dépend très largement du prix de vente du gaz extrait. La situation est un peu différente pour le gaz de roche-mère, dans la mesure où sa production est généralement associée à celle d'hydrocarbures liquides, en sorte que le prix du pétrole joue un rôle important dans la rentabilité du projet d'ensemble, ce qui n'est pas le cas pour le gaz de houille.

2. Une production dont la viabilité économique doit être confirmée

Les travaux en cours, menés par EGL, doivent permettre de réduire les incertitudes en déterminant si les chiffres avancés pour le gaz de couche sont des ressources prospectives ou s'il s'agit de réserves, autrement dit si les quantités techniquement récupérables le sont à des conditions économiques suffisamment favorables pour que leur exploitation puisse être envisagée.

Les résultats obtenus sur le site de Folschviller 2 sont, en effet, à eux seuls, insuffisants, comme le souligne le rapport précité du CGEJET sur les Perspectives pour le gaz de houille en France.

Les travaux d'exploration doivent donc se poursuivre. **En Lorraine, quatre autres sites pilotes sont prévus.** Un forage à taille réelle est en cours de réalisation sur le site de **Trittelling**, sur une plateforme de forage que vos rapporteurs ont visitée –et qui ne paraît pas, localement, susciter de réticences de la population. Au 31 octobre 2013, ce forage a atteint une profondeur d'environ 700 m. Le percement des drains latéraux doit démarrer avant la fin de l'année 2013. Un autre forage est actuellement en cours de préparation sur le site de Pontpierre.

Les premiers résultats des tests réalisés à Trittelling seront connus avant la mi-2014.

Dans le Nord Pas-de-Calais, quatre demandes de forage d'exploration ont été déposées, dont deux devraient aboutir prochainement, sur les sites d'Avion (Flawell) et de Divion (Transvaal), où les travaux pourraient être réalisés en 2014. Deux autres forages sont envisagés à Bouvigny-Boyeffles (Les Quinze) et à Crespin. Il s'agit de procéder à des forages verticaux destinés à la seule exploration des couches de charbon, entre 1 500 et 1 600 mètres de profondeur, pour connaître leur teneur en gaz et leur degré de perméabilité.

Le financement des travaux d'exploration nécessite de trouver des investisseurs à hauteur d'environ 3 M€ par puits. Si les recherches menées étaient fructueuses, **une production commerciale pourrait être envisagée à l'horizon de cinq ans.**

Vos rapporteurs estiment que ces travaux doivent être encouragés, dans la mesure où ils n'impliquent aucun usage de la fracturation hydraulique, ni dans l'immédiat, ni à l'avenir. La question pourrait être reconsidérée si des entreprises exprimaient d'autres intentions à l'avenir.

Vos rapporteurs suivront donc avec intérêt les résultats des tests qui seront réalisés par cette entreprise au cours des prochains mois. Ils souhaitent, par ailleurs, que des travaux de forage accompagnés de tests de production analogues soient réalisés rapidement dans le Nord Pas-de-Calais. L'exploration du gaz de houille y est, en effet, pour le moment, sensiblement moins avancée qu'en Lorraine. Or, dans cette région de culture industrielle et minière, il est probable que la population n'y serait pas défavorable.

III. LA FRACTURATION HYDRAULIQUE : UNE TECHNIQUE ANCIENNE COMPORTANT DES RISQUES MAÎTRISABLES

Après avoir étudié les techniques alternatives à la fracturation hydraulique (I) puis les techniques sans fracturation (II), vos rapporteurs souhaitent présenter les progrès réalisés dans la pratique de la fracturation hydraulique.

Cette technique est ancienne et bien connue de l'industrie. Elle ne saurait être rejetée en bloc car, étant la mieux connue, elle est aussi la plus susceptible d'améliorations. Puisque l'on ne peut compter uniquement sur la bonne volonté de l'industrie – qui a toutefois réalisé des progrès importants – ces améliorations doivent être rendues obligatoires par une réglementation adaptée.

Interdire une technique, en vertu du principe de précaution, n'implique pas que l'on n'essaie plus de savoir s'il n'existerait pas, pour l'avenir, des conditions auxquelles cette technique pourrait être améliorée, voire rendue inoffensive. La loi de 2011 ne se fondait d'ailleurs pas sur des certitudes absolues, puisqu'elle prévoyait la possibilité d'expérimentations.

À l'issue de leurs auditions, **vos rapporteurs pensent que les conditions d'une fracturation hydraulique acceptable peuvent être réunies**. Certes, ces conditions ne seront pas toujours réunies – il se peut, dans certains cas, que l'usage d'une technique alternative, soit préférable, ou que tout procédé de stimulation soit contre-indiqué – mais elles peuvent l'être.

C'est pourquoi une réglementation adaptée, si possible dans un cadre européen, est souhaitable.

A. DES RISQUES VARIABLES SELON LES RÉGIONS : LA NÉCESSITÉ D'ÉTUDES AU CAS PAR CAS, PLUTÔT QUE DE JUGEMENTS GLOBAUX

Après avoir rappelé les principaux risques associés à l'usage de la fracturation hydraulique, certains risques particuliers, seront abordés, les rapporteurs ayant souhaité en approfondir l'étude pour ce rapport final.

1. Les principaux risques associés à l'usage de la fracturation hydraulique

a) Principes de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique consiste à injecter à forte pression dans le puits un fluide permettant de fissurer la roche. Ce fluide est composé d'eau (8 000 à 20 000 m³ par forage), d'additifs chimiques et de particules

(agents de soutènement, dits aussi *proppants*) permettant de maintenir les fractures ouvertes.

Les agents de soutènement sont constitués de sables ou de particules de céramiques.

Les additifs nécessaires à l'opération jouent les rôles de gélifiant, désinfectant, casseur de gel, réducteur de friction, acide, inhibiteur de corrosion, décalcifiant.

Sur un puits donné, les opérations de fracturation sont réalisées par phases successives - cinq à dix phases au total - dans différentes sections du puits.

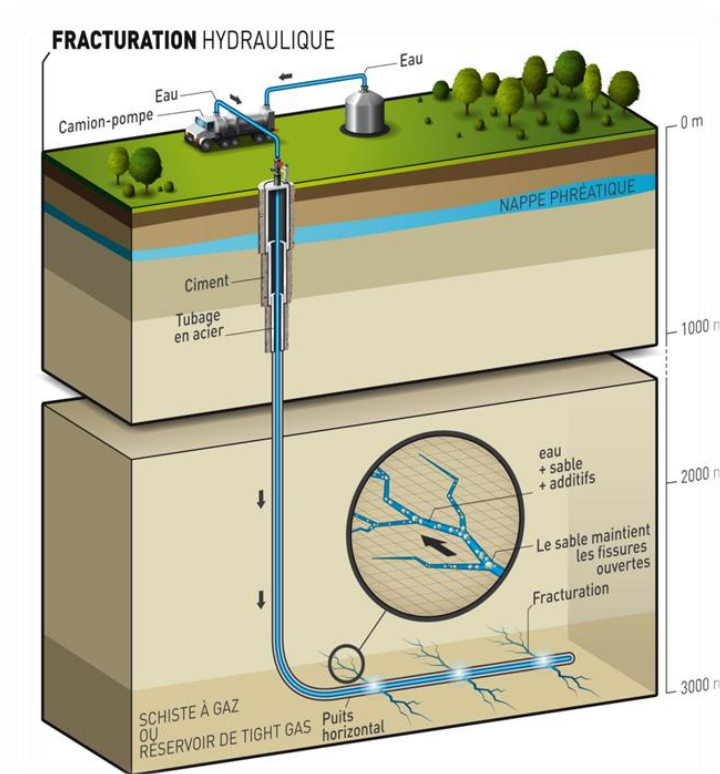
La quantité de gaz extraite de chaque puits reste faible, ce qui nécessite de disposer d'un grand nombre de puits pour atteindre un niveau significatif de production. Ces puits sont regroupés en grappes (« *clusters* »). Il est possible de forer jusqu'à seize puits à partir d'une seule tête de forage.

PRINCIPES D'UNE PROCÉDURE DE FRACTURATION HYDRAULIQUE

- **Objectif : rouvrir ou créer artificiellement un réseau de fractures / fissures de petite taille**
 - Dans l'intervalle ciblé
 - Autour du puits de forage
- **Procédure opérationnelle**
 - Réalisée par phases successives
 - Perforation de la colonne de production et du ciment
 - Pompage du fluide, de l'agent de soutènement et des additifs
 - Développement du réseau de fractures / fissures
 - Arrêt du pompage, extraction des fluides de reflux
- **Caractéristiques du réseau de fractures / fissures**
 - Perpendiculaire à une direction de contrainte minimum
 - S'étend latéralement sur près de 100 m, verticalement sur quelques dizaines de mètres
- **Chiffres moyens**
 - Longueur de drainage horizontal : 1 500 à 2 000 m
 - 5 à 10 phases de fracturation par puits
 - 1 500 à 2 000 tonnes de sable pour un puits à 5 phases
 - 10 000 à 20 000 m³ d'eau par puits
 - 90 % d'eau ; 9,5 % de sable ; 0,5 % d'additifs (en volume).

La conception de la fracturation varie selon les caractéristiques du réservoir et du puits.

Source : Total



Source : Total

b) Principaux risques identifiés

Les principaux risques et les enjeux associés à l'usage de la fracturation hydraulique sont les suivants :

- **Son impact quantitatif sur la ressource en eau** : la disponibilité de l'eau et les conflits d'usage potentiels sont variables selon les zones ;

- **Le risque de migration des gaz ou des produits utilisés pour la fracturation** : les nappes phréatiques étant proches de la surface du sol, leur contamination du fait de la fracturation hydraulique est très peu probable. Il faut néanmoins contrôler l'intégrité des aquifères profonds salés. S'il y a un risque de pollution du sol et des nappes phréatiques, il est plutôt imputable à la qualité du forage et des installations au sol.

Ce risque n'est pas fondamentalement différent de celui qui est associé à un forage conventionnel mais le nombre de puits nécessaires pour produire une quantité donnée d'hydrocarbures est plus important pour les gisements non conventionnels que pour les gisements conventionnels.

Aux États-Unis, où des cas de pollution d'eau potable ont été observés (par exemple à Pavilion au Wyoming), l'Agence de protection de l'environnement américaine (EPA) a entrepris une étude sur les impacts environnementaux de la fracturation hydraulique, dont les résultats sont attendus en 2014.

Une publication scientifique¹ a fait état d'un lien entre l'extraction du gaz non conventionnel et la présence de méthane à des concentrations anormalement élevées dans des puits d'eau potable situés à moins d'un kilomètre des puits de gaz, dans le bassin de Marcellus en Pennsylvanie.

Toutefois, s'agissant des images du film *Gasland*, où l'on voit l'eau du robinet s'enflammer au contact d'un briquet allumé, il était établi, dès avant la sortie de ce film, que le gaz qui provoque ce phénomène est d'origine biogénique et non thermogénique (voir encadré). M. Philippe Martin, ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, l'a, du reste, admis lors d'une audition récente au Sénat, au cours de laquelle il a jugé que des phénomènes identiques à ceux observés dans *Gasland* pourraient être obtenus « dans le marais poitevin »².

GASLAND : DES IMAGES TROMPEUSES



Image provenant du rapport³ de la mission d'information de l'Assemblée nationale

D'après le rapport de la mission d'information de l'Assemblée nationale sur les gaz et huiles de schiste, en date de juin 2011, dont est tirée l'image ci-dessus : « Destiné au grand public, le film [*Gasland*] délivre des informations proprement effrayantes, tant par les images que par les commentaires qui les accompagnent. Quiconque nourrit un intérêt pour le sujet a forcément vu la séquence dans laquelle un homme enflamme l'eau sortie de son robinet. L'effet, saisissant, illustre la pollution des nappes phréatiques due à une activité extractive peu respectueuse de l'environnement. »

En réalité, à la suite de la sortie du documentaire *Gasland* de Josh Fox, en 2010, la *State of Colorado Oil&Gas Conservation Commission* a publié une note afin de corriger plusieurs erreurs figurant dans la description par ce film d'incidents survenus dans l'État du Colorado. Cette note établit que le gaz à l'origine du

¹ "Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction", Robert Jackson et al., PNAS (Proceedings of the National Academy of Science).

² Audition de M. Philippe Martin, ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, le 1^{er} octobre 2013 par les commissions du développement durable et des affaires économiques, en vidéo sur le site internet du Sénat : <http://videos.senat.fr/video/videos/2013/video19813.html>

³ Rapport d'information de MM. François-Michel Gonnot et Philippe Martin, députés, au nom de la mission d'information sur les gaz et huile de schiste, Assemblée nationale n° 3517 (8 juin 2011).

phénomène observé dans ce documentaire est d'origine biogénique, comme ladite Commission l'avait indiqué au propriétaire du puits d'eau par un courrier en date du 30 septembre 2008.

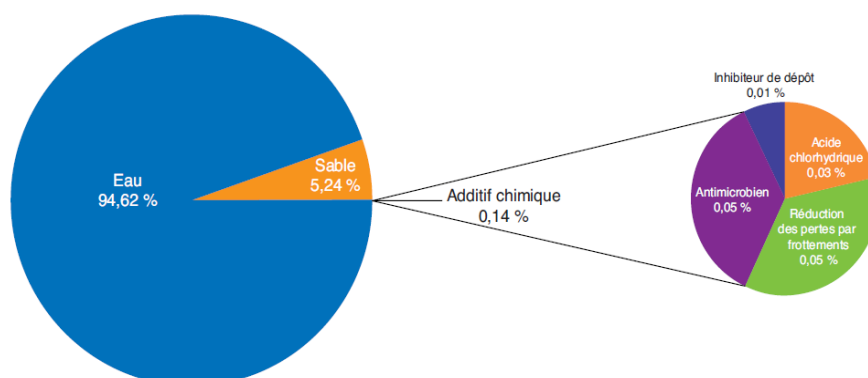
Le méthane est un gaz naturel produit soit par la décomposition et la fermentation de matière organique (gaz biogénique), comme c'est souvent le cas dans les marais, soit par un processus géologique d'enfouissement à hautes température et pression. Plusieurs méthodes d'analyse permettent de distinguer les deux types de méthane, notamment une analyse géochimique et l'analyse de la composition du gaz. Les études réalisées par la Commission dans le Colorado ont établi que le gaz biogénique présent dans cet État ne contient presque que du méthane et une petite quantité d'éthane, tandis que le gaz thermogénique contient aussi du propane, du butane, du pentane et des hexanes.

L'eau qui coule du robinet, dans l'image ci-dessus, est, certes, contaminée par la présence de méthane à des concentrations suffisantes pour entraîner le phénomène observé. Néanmoins, **Gasland attribue la contamination de cette eau à l'exploitation pétrolière et gazière alors qu'elle est causée par la présence de gaz biogénique, sans lien avec cette industrie.**

Source : State of Colorado Oil&Gas Conservation Commission

- L'impact spécifique des **additifs chimiques** employés pour la fracturation. Ceux-ci représentent une faible part du liquide de fracturation (0,14 % dans l'exemple ci-dessous), ce qui correspond toutefois à des quantités importantes, étant donné les volumes d'eau utilisés.

COMPOSITION DU FLUIDE DE FRACTURATION (Gisement Marcellus, États-Unis)



Source : RANGE Resources pour les Marcellus shale (États-Unis), d'après IFPEN

Les additifs sont des acides, des contrôleurs de viscosité, des réducteurs de friction, des bactéricides et des inhibiteurs de dépôts.

L'**acide** le plus utilisé est l'acide chlorhydrique. Il est utilisé, avant les opérations de fracturation, afin de nettoyer les abords du puits. Des **inhibiteurs de corrosion** sont ajoutés afin de protéger les installations.

Les **contrôleurs de viscosité** visent à permettre au sable de rester en suspension dans le fluide. Des agents à action différée sont employés : en effet, il est utile que le fluide soit peu visqueux lors de son injection, qu'il le devienne ensuite lors de la fracturation, et qu'il redevienne peu visqueux, enfin, lors de la mise en production du puits. Des enzymes et des oxydants permettent de détruire le gel une fois la fracturation effectuée et le sable en place.

Les **réducteurs de friction** permettent de diminuer les pertes par frottement.

Les **bactéricides** permettent d'éviter le développement d'un milieu microbien susceptible de dégrader certains composants comme la gomme de guar (utilisée comme contrôleur de viscosité).

Les **inhibiteurs de dépôt** permettent d'empêcher les dépôts dans les tuyaux.

Liste des additifs employés par Range Ressources dans les Marcellus shale (USA)						
<i>Additif</i>	<i>Composition</i>	<i>But</i>	<i>Dilution</i>	<i>Volume moyen</i>	<i>%</i>	<i>Usage commun</i>
<i>Eau</i>	<i>Eau</i>	<i>Créer des fractures</i>	<i>L'eau est le principal constituant</i>	<i>15 000 m3</i>	<i>94,69%</i>	<i>L'eau est la molécule la plus abondante à la surface de la Terre</i>
<i>Sable</i>	<i>Sable</i>	<i>Permettre aux fractures de rester ouvertes</i>	<i>Le sable est le deuxième constituant</i>	<i>850 m3</i>	<i>5,17%</i>	<i>Le sable sert à la filtration de l'eau potable</i>
<i>Acide dilué</i>	<i>Acide chlorhydrique</i>	<i>Dissoudre les ciments minéraux dans les fractures</i>	<i>Dilué à 1/4 litre pour 1000 litres d'eau</i>	<i>5 m3</i>	<i>0,03%</i>	<i>Piscines et nettoyeurs ménagers</i>
<i>Réducteur de perte par frottements</i>	<i>Polyacrylamide</i>	<i>Réduire la friction</i>	<i>Dilué à 1/2 litre pour 1000 litres d'eau</i>	<i>7,7 m3</i>	<i>0,05%</i>	<i>Traitement de l'eau et des sols</i>
<i>Agent antimicrobien</i>	<i>Glutaraldehyde éthanol et méthanol</i>	<i>Éliminer les bactéries</i>	<i>Dilué à 1/2 litre pour 1000 litres d'eau</i>	<i>7,7 m3</i>	<i>0,05%</i>	<i>Traitement de l'eau désinfectant stérilisation médicale</i>
<i>Inhibiteur de dépôts</i>	<i>Ethylène glycol Alcool et Hydroxyde de sodium</i>	<i>Empêcher les dépôts dans les tuyaux</i>	<i>Dilué à 1/10 litre pour 1000 litres d'eau</i>	<i>1,9 m3</i>	<i>0,01%</i>	<i>Traitement de l'eau nettoyeurs ménagers agent de dégivrage</i>

Source : GEP-AFTP

Trois catégories de fluides aqueux sont employées sur le marché :

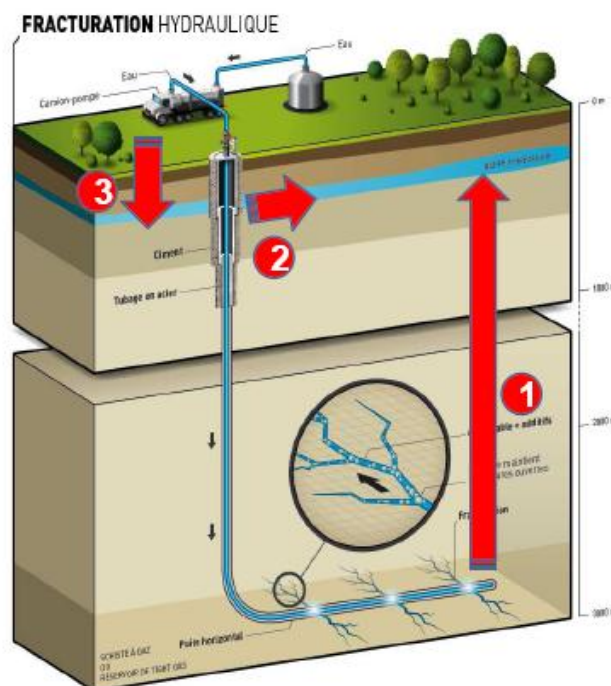
- L'eau dite « glissante » (*slickwater*) pour la production de gaz sec (méthane) ;
- Les gels dits linéaires pour la production de gaz humide ou de pétrole léger ;

- Les gels dits réticulés pour la production de pétrole plus lourd.

Les gels permettent le maintien du sable en suspension. L'eau représente généralement environ 94 % du fluide, le sable entre 5 % et 6 % et les additifs chimiques 0,15 % à 0,25 %.

À haute dose, certains de ces produits sont toxiques. Par ailleurs, certains produits injectés, non toxiques, seraient susceptibles de devenir toxiques au contact d'éléments contenus dans le sous-sol.

- **Le risque de mobilisation d'éléments contenus dans la roche** par la fracturation hydraulique. Aux États-Unis, il a été observé sur un site que de l'uranium et du radon radioactifs avaient été drainés. Des métaux lourds peuvent être présents dans les argiles.



Source : TOTAL

- 1 Contamination due à la fracturation hydraulique (considérée comme très peu probable)
- 2 Contamination due à des problèmes d'intégrité du puits
- 3 Contamination due à un déversement ou à une défaillance de rétention

- **Le risque de sismicité induite** : La fracturation hydraulique crée dans la plupart des cas des microséismes de très faibles amplitudes, ne créant pas de danger en surface. Néanmoins des séismes ont été attribués à l'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels au Texas et en Arkansas, non pas en lien avec la fracturation hydraulique, mais en raison de la réinjection d'eaux usées dans le sous-sol. Au Royaume-Uni, en 2011, deux

séismes de faible magnitude pourraient être liés à la fracturation hydraulique, dans un puits d'exploration de la région de Blackpool.

- **Les nuisances locales** associées aux travaux d'exploration et d'exploitation : emprise au sol, impact sur les paysages, passages de camions. On estime que la réalisation d'un puits de recherche (avec drain horizontal et fracturations) nécessite entre 900 et 1 300 voyages de camions. Ces nuisances sont cependant temporaires (6 à 18 mois).

- **L'impact de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels sur le climat est l'objet de controverses.** Aux États-Unis, l'usage croissant du gaz, en lieu et place du charbon et du pétrole, pour produire de l'électricité, a permis une réduction des émissions de CO₂. Entre 2006 et 2011, on a observé une diminution des émissions liées à la production d'électricité de 8 %. La part croissante du gaz naturel n'en est pas seule responsable puisque les énergies renouvelables et les centrales nucléaires ont également contribué à remplacer charbon et pétrole.

Si, en termes de combustion, le gaz naturel produit moins de CO₂ que le charbon, les fuites de méthane lors de la production, du transport et de l'utilisation du gaz pourraient avoir un impact négatif en matière climatique. En effet, sur un siècle, le méthane a eu un effet sur le changement climatique 25 fois plus important que le CO₂.

À l'issue de leur mission aux États-Unis, vos rapporteurs ont souhaité consacrer une partie spécifique à cette question (voir ci-après III.A.3).

2. Des risques qui varient selon les régions : l'exemple du sud-est français

Vos rapporteurs se sont rendus à Montpellier pour examiner les problématiques spécifiques à la région sud-est. Ils ont notamment rencontré des chercheurs de l'université de Montpellier ²¹ qui ont attiré leur attention sur la complexité géologique de cette région et les risques spécifiques qui seraient encourus en cas d'usage de la fracturation hydraulique, si certaines précautions n'étaient pas prises, en l'absence de travaux de recherche suffisants à ce jour sur les caractéristiques de ce bassin.

a) Une géologie complexe et mal connue

La géologie de cette région est complexe et mal connue. Les estimations de ressources réalisées aux États-Unis, par l'EIA, sont beaucoup trop simplistes. Elles ne rendent pas compte de la complexité de la géologie locale : au-delà d'une distance de 10 km, on ne peut en effet pas extrapoler

¹ MM. Nicolas Arnaud, Michel Séranne (Géosciences Montpellier) et Séverin Pistre (Hydrosciences Montpellier).

les résultats connus d'une zone à une autre, comme cela est possible dans les bassins nord-américain ou parisien qui présentent des caractéristiques homogènes sur plusieurs dizaines de kilomètres.

Les données géologiques connues sont anciennes et leur distribution est éparse. Leur acquisition remonte à plus de vingt ans. Elles sont donc fondées sur des technologies dépassées. Leur résolution spatiale est supérieure à 10 km. Enfin, la surface est beaucoup mieux connue que le sous-sol.

Les principales ressources seraient contenues dans les « schistes carton » du Toarcien (- 180 millions d'années) et les « schistes noirs » de l'Autunien (- 280 millions d'années). Mais la maturation de ces bassins est incertaine. Les roches du Toarcien n'ont pas toutes été suffisamment enfouies pour produire des hydrocarbures. Elles n'auraient ainsi produit du gaz que dans la région d'Alès et en Ardèche, et pas dans le Larzac ni à Montpellier. Toutefois, dans ces deux zones, les roches de l'Autunien pourraient être suffisamment matures pour avoir produit des hydrocarbures.

Les estimations de l'EIA sont fondées sur des paramètres incertains (proportion de matière organique, épaisseur de la couche, étendue du bassin, taux de récupération...). Compte tenu des incertitudes sur l'ensemble des paramètres pour le bassin sud-est, les estimations de gaz récupérable varient de 1 à 1 000.

Une connaissance approfondie de la géologie est, par ailleurs, nécessaire au contrôle de la fracturation hydraulique. Il est, en effet, nécessaire de connaître l'état de contrainte régional et ses déviations locales pour prévoir l'orientation des fractures induites et leur éventuelle interaction avec les failles existantes, pour éviter toute communication. Or les mesures de l'état de contrainte sont actuellement trop peu nombreuses.

Étant donné la complexité de cette région, la circulation potentielle des fluides souterrains est mal connue. Cette circulation pourrait être favorisée par la présence de nombreuses formations calcaires, ce qui induit des risques spécifiques.

b) Des risques spécifiques

Les karsts sont des massifs calcaires érodés par la circulation d'eau, qui y a créé des cavités. Les réseaux de circulation de cette eau sont complexes et mal connus. Or, les karsts sont susceptibles de permettre des échanges entre aquifères.

LE KARST

Le karst est un paysage résultant de processus particuliers d'érosion (la karstification). Ces processus sont commandés par la dissolution des roches carbonatées (calcaires et dolomies) constituant le sous-sol des régions concernées. C'est l'eau de pluie infiltrée dans ces roches qui assure cette dissolution. L'eau acquiert l'acidité nécessaire à la mise en solution de la roche en se chargeant de gaz carbonique (CO₂) produit dans les sols par les végétaux et les colonies bactériennes. Le paysage de surface, constitué en général de dépressions fermées (appelées *dolines*, pour les petites, et *poljés*, pour les plaines d'inondation), est associé à un paysage souterrain, dont les grottes et les gouffres parcourables par l'homme font partie. Le karst est par conséquent un paysage original, créé par les écoulements d'eau souterraine. L'eau circule en son sein, s'y accumule et émerge par des sources aux débits souvent considérables, mais très fluctuants dans le temps. Le karst est donc également un aquifère : l'aquifère karstique.

Source : Bassin Rhône-Méditerranée-Corse, Guide technique : Connaissance et gestion des ressources en eaux souterraines dans les régions karstiques (juin 1999)

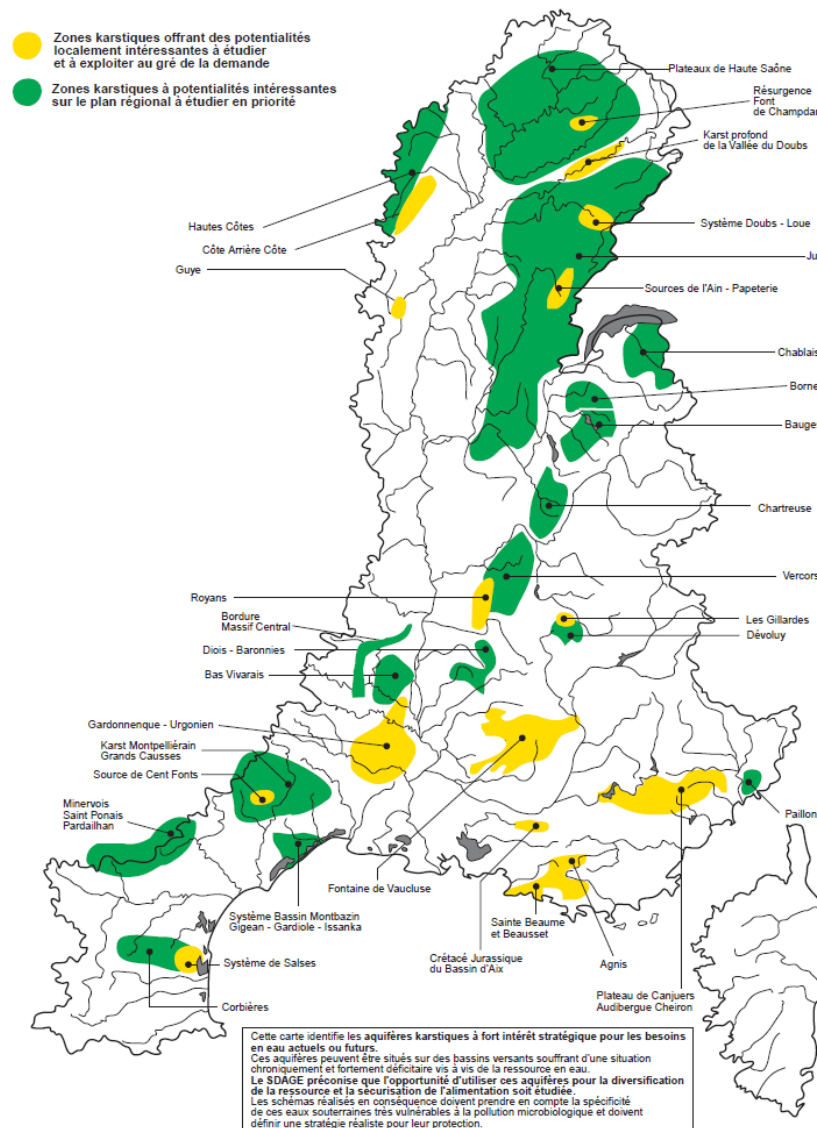
Par ailleurs, même si des couches imperméables séparent les aquifères, ceux-ci peuvent être connectés entre eux par des failles : de telles failles peuvent créer des liens hydrauliques entre couches profondes et couches de surface.

Ces phénomènes pourraient contribuer à une contamination des aquifères, si un certain nombre de précautions n'étaient pas prises en cas d'usage de la fracturation hydraulique : connaissance préalable des failles existantes, réalisation des opérations au-delà d'une distance de sécurité par rapport aux failles, contrôle étroit des opérations de fracturation à distance (monitoring)¹.

Cette contamination pourrait être d'autant plus problématique que l'eau consommée ne provient pas des nappes phréatiques, proches de la surface, mais de nappes plus profondes, comme c'est le cas dans le sud-est.

¹ Cf Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale to aquifers, Tom Myers, GroundWater (2012).

AQUIFÈRES KARSTIQUES À FORT INTÉRÊT STRATÉGIQUE POUR LES BESOINS EN EAU ACTUELS OU FUTURS



Source : Bassin Rhône-Méditerranée-Corse, Guide technique : Connaissance et gestion des ressources en eaux souterraines dans les régions karstiques (juin 1999)

Ces constats militent non pour l'immobilisme, mais au contraire, pour un effort redoublé de recherches sur la connaissance de notre sous-sol. Ces recherches ne serviraient d'ailleurs pas qu'une éventuelle exploration / exploitation des ressources non conventionnelles. Elles permettraient aussi une meilleure connaissance de la ressource en eau, et seraient utiles pour la géothermie ou encore pour la réalisation de dispositifs de stockage d'énergie.

3. Les conséquences de la production de gaz de roche-mère sur les émissions de gaz à effet de serre et la question des fuites de méthane : la problématique aux États-Unis

À l'occasion du rapport d'étape, vos rapporteurs ont été interpellés sur la question des fuites de méthane éventuellement associées aux forages non conventionnels, non pas en termes de réglementation, mais en termes d'effets réels sur la production de gaz à effet de serre. Le méthane est considéré comme un puissant gaz à effet de serre, 72 fois plus nocif que le dioxyde de carbone selon l'organisation de défense de l'environnement RFF¹ (les travaux du CGEDD et du CGIET précisent que cette nocivité s'observe sur un cycle de 20 ans)².

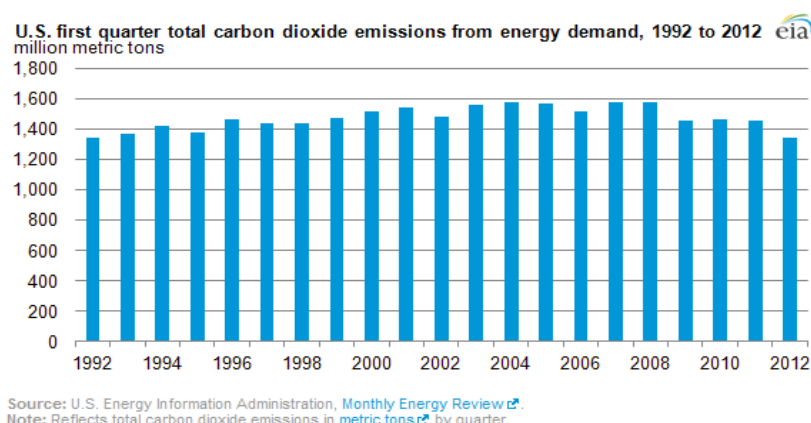
a) La production de gaz de schiste a réduit les émissions de dioxyde de carbone aux États-Unis

Depuis quelques années, et bien qu'ils aient refusé tout engagement à cet égard, les États-Unis voient se réduire leurs émissions de dioxyde de carbone : une réduction de 450 millions de tonnes de gaz à effet de serre (GES) de 2008 à 2012, dont -5,72 % sur la seule année 2012.³

Le graphique suivant, tiré des travaux de l'agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) reflète la diminution des émissions de dioxyde de carbone (en tonnes) du seul secteur de l'énergie (et non pas de toute l'économie américaine).

AUGUST 1, 2012

U.S. energy-related CO₂ emissions in early 2012 lowest since 1992



¹ Ressources for the future.

² Le méthane, un gaz à effet de serre : mesures de réduction et de valorisation des émissions anthropiques, CGEDD/CGIET (2010). Cette nocivité est 25 fois plus élevée sur 100 ans.

³ D'après l'Agence internationale de l'énergie, chiffres cités dans "The Shale Oil and Gas Revolution, Hydraulic Fracturing, and Water Contamination: A Regulatory Strategy" par Thomas W. Merrill et David M. Schizer, projet de mars 2013- Université de Columbia

Cette amélioration provient de la substitution du gaz naturel au charbon comme combustible des centrales électriques. La combustion du gaz est en effet beaucoup moins émettrice de CO₂ que celle du charbon.

À cet égard, il faut être conscient qu'en France le résultat serait bien moins marqué dans la mesure où le parc de centrales électriques est déjà peu émetteur de gaz à effet de serre.

b) Des fuites de méthane plus faibles qu'il n'était craint

Les éventuelles fuites de méthane associées à la production d'hydrocarbures non conventionnels représentent un enjeu environnemental essentiel : **compte tenu de l'importance de l'impact du méthane en tant que gaz à effet de serre, des chercheurs ont calculé qu'une fuite de 3,2 % anéantirait les effets bénéfiques de la réduction de la consommation de charbon vis-à-vis des émissions de gaz carbonique**¹. Ces chercheurs pensaient d'ailleurs que ces fuites excédaient probablement ce seuil, diverses études estimant alors le niveau des fuites entre 3,6 et 7,9 %².

Les chercheurs de l'Université d'Austin rencontrés par vos rapporteurs leur avaient indiqué que l'Université allait publier à l'automne une étude sur les fuites de méthane lors de la production des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis. Celle-ci a été rendue publique en septembre³. **L'étude conclut que les fuites au stade de la production** (forage et extraction de gaz issu du puits) **de gaz non conventionnel sont de 0,42 %**, soit un taux nettement inférieur aux estimations précédentes qui se fondaient sur des recherches moins poussées et sans doute sur une production moins précautionneuse, puisque les techniques et les réglementations tendant à éviter le dégagement de méthane dans l'atmosphère progressent. À noter toutefois que ce taux ne concerne que la production, et non en aval le transport (camions, gazoduc) et l'utilisation finale par les consommateurs (ménages, entreprises) du méthane, lesquels occasionnent aussi des

¹ "it is likely that leakage at individual natural gas well sites is high enough, when combined with leakage from downstream operations, to make the total leakage exceed the 3.2 % threshold beyond which gas becomes worse for the climate than coal for at least some period of time"- Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure- Ramón A. Alvarez, Stephen W. Pacala, James J. Winebrake, William L. Chameides, and Steven P. Hamburg- publié au Proceedings of National Academy of Science, février 2012. La question des fuites de méthane dans l'atmosphère est plus générale que celle de l'éventuelle pollution des aquifères, qui est accidentelle (voir supra III.A.1).

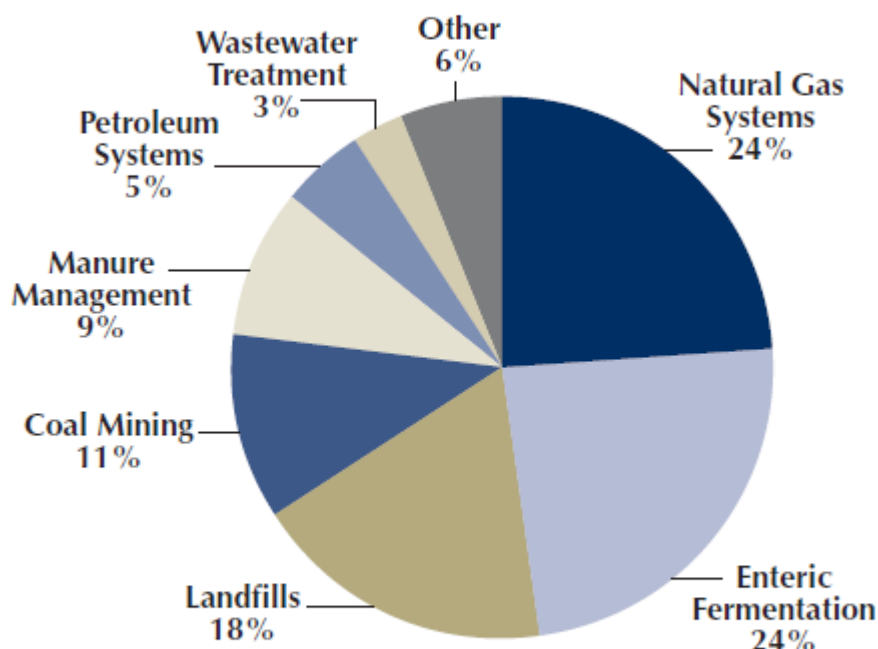
² RW Howarth, R Santoro, A Ingraffea (2011) Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climate Change* n°106

³ Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States- David T. Allen, Vincent M. Torres, James Thomas, David W. Sullivan, Matthew Harrison, Al Hendler, Scott C. Herndon, Charles E. Kolb, Matthew P. Fraser, A. Daniel Hill, Brian K. Lamb, Jennifer Miskimins, Robert F. Sawyer, and John H. Seinfeld- Université du Texas à Austin et alii- publié au Proceedings of National Academy of Science, septembre 2013

dégagements dans l'atmosphère, ainsi que d'autres activités, notamment agricoles (voir figure ci-dessous).

Selon l'organisation de défense de l'environnement *Environmental Defense Fund* (EDF), qui est un des commanditaires de l'étude avec plusieurs compagnies productrices de gaz et de pétrole, un taux de fuite inférieur à 1 % sur l'ensemble du cycle de production du méthane est un objectif atteignable et garantirait l'innocuité environnementale de ce gaz.

FIGURE 2: Sources of Methane Emissions in the United States, 2011



Source: Environmental Protection Agency, Draft U.S. Greenhouse Gas Inventory Report, 2013. Available at: <http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/usinventoryreport.html>

Extrait de : Center for climate and energy solutions
"Leveraging natural gas to reduce greenhouse gas emissions" juin 2013

Seuls 40 % des émissions de méthane proviendraient du système énergétique (pétrole : 5 %, charbon : 11 % et gaz naturel : 24 %), le reste provenant de l'élevage (*enteric fermentation*, soit le système digestif des animaux : 24 %, et *manure management*, soit les lisiers : 9 %) et du traitement des déchets (*wastewater treatment* c'est-à-dire eaux usées : 3 %, *landfills*, soit les déchets : 18 %).

4. La question de l'après-exploitation

Tout projet d'exploitation d'hydrocarbures doit intégrer la problématique de l'après-exploitation.

D'après M. Marc Durand, géologue, ancien professeur du département des sciences de la Terre et de l'atmosphère de l'Université du Québec à Montréal (UQAM), auditionné par vos rapporteurs, l'après-exploitation doit être particulièrement surveillée dans le cas des hydrocarbures non conventionnels. Les réglementations existantes, pensées pour les puits conventionnels, doivent être réexaminées.

En effet, la fracturation modifie durablement la perméabilité du milieu. Elle enclenche un processus de migration des hydrocarbures qui se poursuit au-delà de la fermeture du puits. Cette fermeture, décidée lorsque le débit du puits n'est plus commercialement rentable, ne met pas fin à ce processus de migration, ce qui crée un risque de fuites.

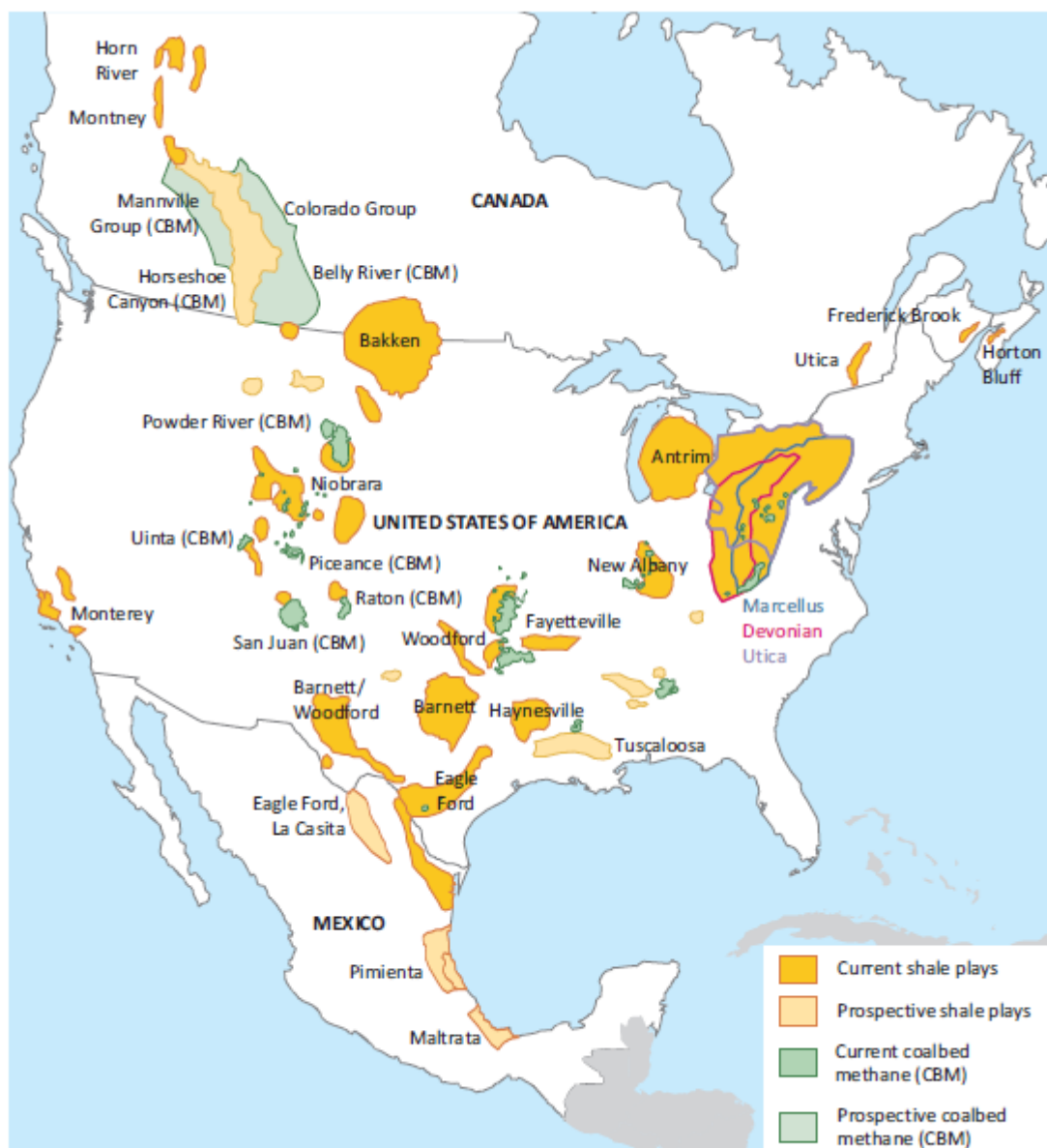
Il est donc essentiel d'étudier le comportement des hydrocarbures dans la roche-mère au-delà de la période d'exploitation ainsi que celui du puits creusé dans la roche, en tenant compte de la spécificité des gisements non conventionnels.

La réglementation et le contrôle post-exploitation doivent tenir compte de cette spécificité.

B. LE TRAITEMENT VARIÉ DE LA QUESTION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS SUR LE TERRITOIRE AMÉRICAIN

Depuis 1947, il y eut sur le sol américain un grand nombre de fracturations hydrauliques. Le chiffre varie selon les sources, entre 1,2 million (FTI Group) et 2 millions (Université de Columbia), mais il est de toute façon très élevé.

Figure 3.1 ► Major unconventional natural gas resources in North America



This document and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Agence internationale de l'énergie-World energy outlook-2012¹

Vos rapporteurs ont visité un forage de gaz sur le bassin Utica à Cadiz, près de Steubenville dans l'Ohio et un forage de pétrole sur le bassin Eagle Ford à Floresville, au Texas.

¹ Les bassins en orangés recèlent du gaz et du pétrole de schiste (shale), ceux en vert du gaz de houille (coal bed methane)

1. Un consensus assez général, mais l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels n'est pas autorisée partout

Vu d'Europe, les États-Unis connaissent une « révolution » des gaz et pétrole de schiste, qui traverse tout le pays. Par « révolution », on entend sur place qu'en 2007 le département de l'énergie anticipait un recours massif aux importations de gaz et de pétrole à l'horizon 2030 et que depuis, un total renversement de perspective (« révolution ») s'est opéré, puisque c'est désormais l'autosuffisance qui est visée.

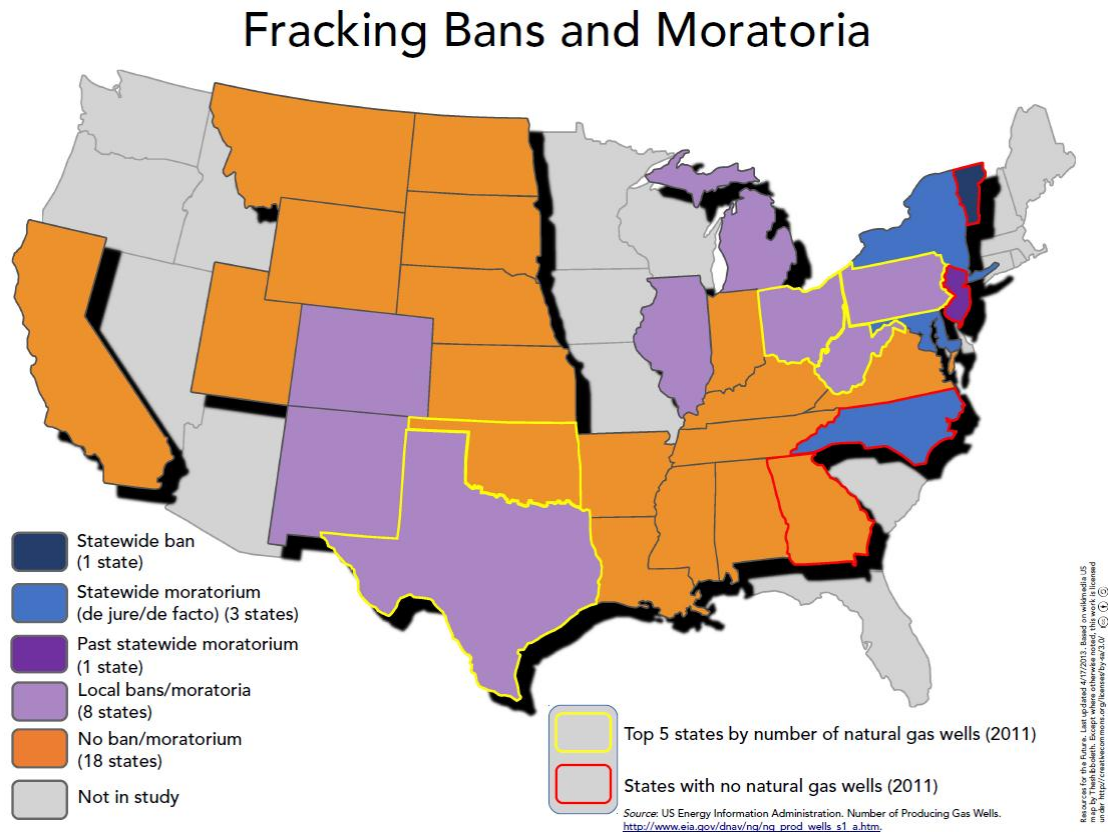
Vos rapporteurs ont constaté que la situation n'est pas si homogène. Il y a un assez large consensus aux États-Unis, mais le sujet reste controversé sans être toutefois conflictuel¹, car beaucoup d'organisations de défense de l'environnement se placent dans un objectif d'amélioration des conditions d'exploitation et non dans une position de refus². L'agence américaine de protection de l'environnement (EPA) est sous pression, notamment à propos la question de l'eau³ et vos rapporteurs n'ont pas pu en rencontrer de représentant. Et il existe surtout d'assez sensibles différences d'attitude selon les États car la réglementation en la matière se situe pour la quasi-totalité à leur niveau.

La carte ci-dessous, réalisée par l'organisation de défense de l'environnement Ressources for the future (RFF) indique que le Vermont, comme la France, interdit toute fracturation (*ban*), et que 3 États, New-York, la Caroline du nord et le Maryland ont voté un moratoire (*moratorium*). Le Vermont, la Caroline du nord et le New-Jersey (qui a connu un moratoire aujourd'hui expiré) ne détiennent vraisemblablement pas de réserves d'hydrocarbures. Plus curieusement, 4 des 5 États principaux producteurs de gaz ou pétrole non conventionnels - le Texas, l'Ohio, la Pennsylvanie (3 États que vos rapporteurs ont visités) et la Virginie occidentale- connaissent parfois des moratoires ou interdictions localisés, notamment votés par les conseils municipaux de certaines villes, même si, en principe, la loi de l'État s'impose.

¹ Vos rapporteurs ont été attentifs à toute manifestation extérieure de rejet ou de mécontentement (calicots, autocollants, inscriptions etc.) dans les vastes zones qu'ils ont traversées : ils n'en ont vu aucune, même s'ils ne peuvent naturellement pas conclure à l'absence de toute manifestation de ce type. Dans un sondage de décembre 2011 réalisé par le cabinet Deloitte (Deloitte Survey – Public opinions on shale gas development), 56 % des sondés estiment que les avantages excèdent les inconvénients.

² Vos rapporteurs ont rencontré Ressources for the future et Environmental Defense Fund à Washington, et le Center for sustainable shale development à Pittsburgh.

³ Elle doit rendre une étude sur les conséquences sur l'eau de la fracturation hydraulique en 2014.



Source : Ressources for the future- The state of state shale gas regulation- mai 2013

Les 17 États en gris n'ont pas été étudiés

Majoritairement toutefois, les États américains n'ont voté ni interdiction ni moratoire. Les assemblées de Californie ont en particulier rejeté une proposition de moratoire en mai dernier (2013).

Vos rapporteurs ont interrogé au Congrès les équipes des parlementaires de l'État de New-York pour tenter de savoir ce qui avait pu motiver le vote d'un moratoire par cet Etat. Il apparaît que la densité urbaine et la moindre culture minière liée à l'histoire sont des facteurs déterminants, auxquels s'ajoutent des différences locales de sensibilité aux questions environnementales et de nécessité économique. Pour l'environnement par exemple et selon le groupe FTI, l'Etat de New-York, déjà bien pourvu en centrales électriques à gaz (40 %) et qui émet moins de gaz à effet de serre que les autres États (parce qu'il utilise moins de charbon), éprouve moins le besoin de produire du gaz que la Pennsylvanie qui dépend beaucoup plus du charbon (8 % de production électrique au gaz). Quant à l'aspect économique, un Etat initialement en situation de chômage élevé et de déprise industrielle comme le Dakota du nord a éprouvé le besoin de se lancer dans cette nouvelle activité à la différence de New-York où la nécessité économique est bien moindre.

Vos rapporteurs ont pu constater des phénomènes similaires dans notre pays : la tolérance de la population à l'installation de forages gaziers

est beaucoup plus grande en Lorraine, région de forte culture minière, mais assez désindustrialisée, que dans le Languedoc-Roussillon.

Les circonstances locales ont donc un poids important dans l'acceptation ou le refus de cette exploitation. Vos rapporteurs ont pu en être les témoins sur la question de la ressource en eau. La zone qu'ils ont visitée en Ohio (gisement Utica) est particulièrement riche en lacs et étangs, les prélèvements nécessaires aux travaux de forage y sont très faibles proportionnellement à la ressource disponible (photo ci-dessous). La situation peut être très différente dans d'autres États, d'où l'intérêt de techniques alternatives à la fracturation hydraulique.



Deux pompes prélèvent l'eau d'un étang à proximité du forage, un flexible de quelques dizaines de mètres l'amène sur le site, cette installation provisoire est démantelée lorsque le forage est achevé et que le puits est en production.

Interrogé par vos rapporteurs, le département de l'énergie des États-Unis n'a pas nié qu'il puisse exister des accidents ou pollutions accidentelles liées à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, mais considère toutefois que ces incidents ne sont « généralement » pas dus à la technique de la fracturation hydraulique elle-même¹, mais plutôt à des déversements de liquide en surface, une mauvaise conception-réalisation du puits, ou un mauvais stockage des produits chimiques et de l'eau de retour.

¹ "It is important to note that while there have been incidents of pollution and water contamination associated with the development of unconventional gas, the hydraulic fracturing process itself has generally not been implicated. Causes of pollution are often spills on the surface, improper well design, and/or improper storage of chemicals and produced water." Réponse écrite à vos rapporteurs de Mr Christopher Smith, secrétaire adjoint à l'énergie, mai 2013.

2. Des réglementations environnementales hétérogènes

En 2005, le Congrès des États-Unis a écarté l'application de loi fédérale sur l'eau à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, considérant que ses dispositions étaient de nature à entraver tout développement de cette industrie¹. Les lois des États s'y sont donc substituées, auxquelles s'ajoutent les recommandations de l'EPA. D'où une assez grande hétérogénéité de règles entre les États sur tout le champ de la protection de l'environnement. L'organisation RFF s'est efforcée de recenser toutes ces différences².

Vos rapporteurs se sont intéressés à trois sujets particulièrement sensibles : le prélèvement en eau, la divulgation des additifs au fluide de fracturation et le traitement des remontées de méthane.

a) La question du prélèvement en eau

L'un des problèmes essentiels est celui de la ressource en eau, à la fois en termes de quantité d'eau « douce » (potable ou pouvant être traitée dans ce but) utilisée par l'industrie, et de rejet d'eaux polluées sur et dans le sol, les rivières etc. Sur cette thématique, une étude de l'EPA est attendue au cours de l'année 2014. Dans l'intervalle, l'EPA effectue des recommandations et les États adoptent des règles hétérogènes.

Par exemple, s'agissant des prélèvements en eau (eaux de surface ou réserves en sous-sol), 26 États requièrent une autorisation préalable (en bleu clair -permis seul- et bleu marine- permis + enregistrement + compte rendu- sur la carte suivante - un seul d'entre eux, le Kentucky, n'impose aucune réglementation)³. 12 États exigent ce permis quelle que soit la quantité prélevée (notés « 0 » sur la carte), 14 au-dessus d'un certain seuil (de 10 000 à 300 000 gallons par jour⁴). Le degré de contrainte de ces réglementations dépend de la rareté locale de la ressource en eau : au Texas, que vos rapporteurs ont visité, l'eau est rare, aussi tout prélèvement nécessite-t-il un permis ; en Ohio, vos rapporteurs ont constaté une plus grande abondance d'eaux de surface, d'où un seuil de 100 000 gallons (près de 400 000 litres) par jour. En Pennsylvanie, où les prélèvements dans la rivière Susquehanna

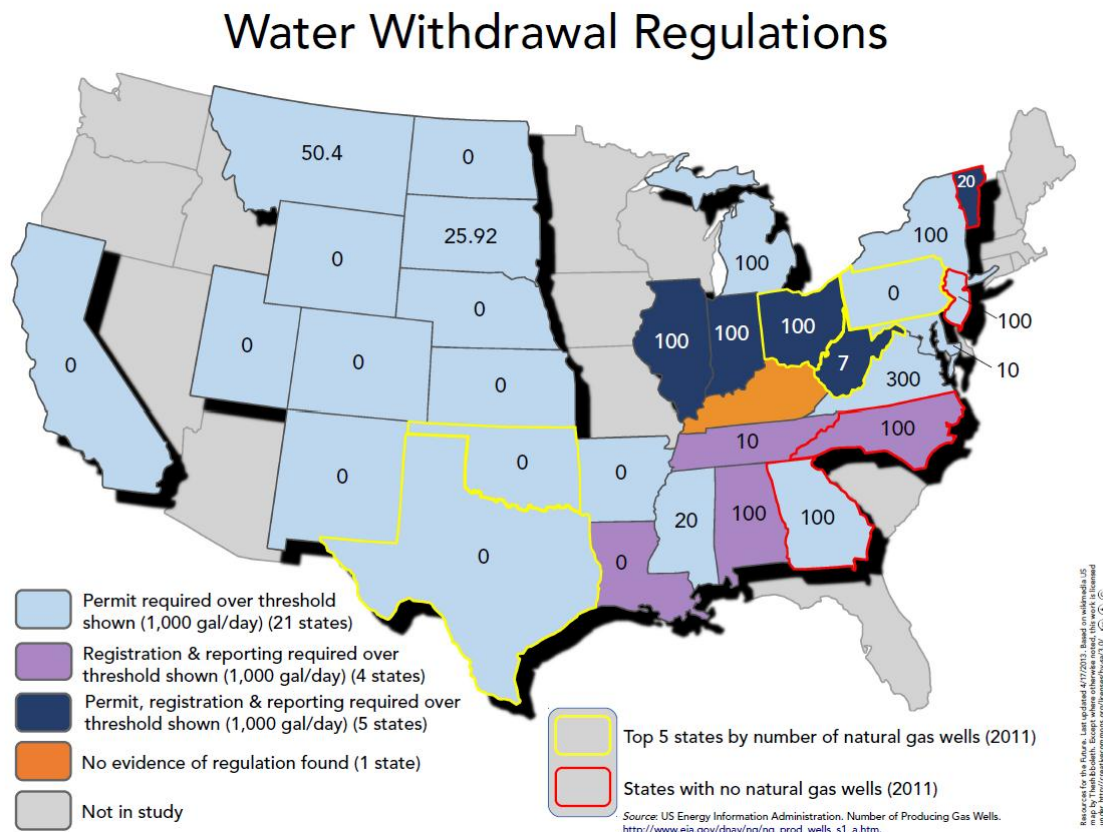
¹ En sens contraire, la représentante du Colorado, Diana DeGette, a déposé une proposition de loi tendant à refédéraliser certaines prescriptions, mais, selon les interlocuteurs de vos rapporteurs, elle n'aurait aucune chance de prospérer.

² *Ressources for the future - The state of state shale gas regulation*- Nathan Richardson, Madeleine Gottlieb, Alan Krupnick et Hannah Wiseman- mai 2013. Les cartes figurant dans cette partie du présent rapport sont issues de cette étude.

³ Les 4 États en violet n'imposent qu'une déclaration préalable, mais assortie d'une obligation de compte rendu de l'utilisation faite de l'eau prélevée.

⁴ 1 gallon = 3,78 litres

ont été beaucoup critiqués¹, l'Etat et les agences environnementales exigent de la part des opérateurs des études d'impact détaillées - avant et après les opérations de fracturation - des prélèvements et rejets d'eau, et imposent un permis, quel que soit le niveau de prélèvement.



Source : Ressources for the future- The state of state shale gas regulation- mai 2013

Les opérateurs interrogés par vos rapporteurs leur ont indiqué que seuls environ 20 % de l'eau injectée pour la fracturation était récupérée, mais les forages profonds permettent également de remonter de l'eau saumâtre des aquifères profonds, impropre à la consommation, mais utilisable comme fluide de fracturation. C'est ainsi qu'au Texas, où l'eau est rare, les opérateurs sont en mesure de remonter davantage d'eau des forages qu'ils n'en injectent, et peuvent ainsi la recycler. Veolia est bien positionnée pour ce type d'activité.

¹ Voir le documentaire du journaliste Lech Kowalski intitulé : « la malédiction du gaz de schiste » diffusé sur Arte le 29 janvier 2013.

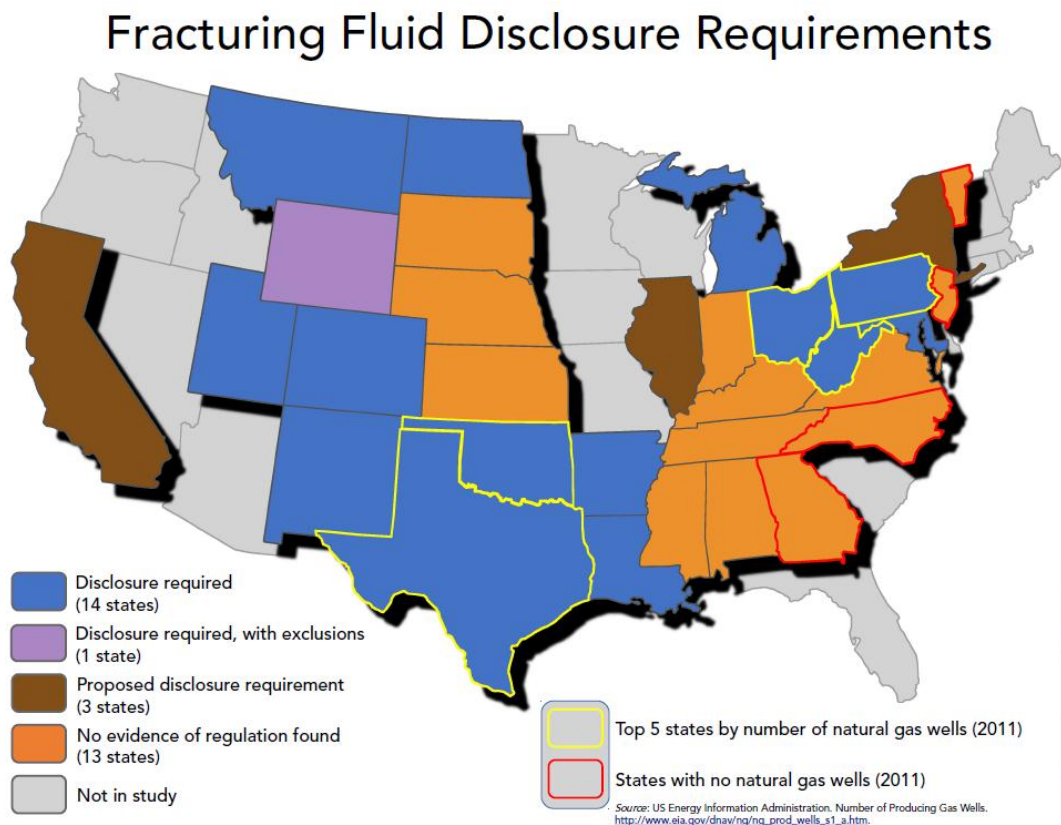
b) La divulgation des additifs des fluides de fracturation

D'après RFF, si le champ d'application de la loi fédérale sur l'eau potable avait continué de s'étendre à la fracturation hydraulique, la révélation aux autorités de protection de l'environnement et/ou de la santé publique de la composition des fluides de fracturation aurait été obligatoire sur le territoire des États-Unis. Ces règles incombent désormais aux États.

15 États, dont les 5 principaux États producteurs d'hydrocarbures non conventionnels requièrent la divulgation de la composition du fluide de fracturation, avec des degrés de précision divers (par exemple quant aux proportions précises ou quant au mode d'élaboration du produit : son analyse chimique doit être révélée, mais pas nécessairement sa méthode de fabrication qui peut être couverte par un secret industriel).

3 États, parmi les plus peuplés du pays, sont en voie de se doter d'une telle réglementation : l'Illinois, la Californie (qui vient d'autoriser l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels mais dont le sous-sol très imperméable pose, semble-t-il, des problèmes techniques plus compliqués qu'ailleurs) et New-York (par ailleurs en moratoire).

13 États ne disposent pas de réglementation. On peut noter que ce sont souvent des États ayant peu ou pas d'activité dans ce domaine.



Source : Ressources for the future- The state of state shale gas regulation- mai 2013

Parmi les additifs aux fluides de fracturation existent notamment des biocides destinés à éliminer les organismes vivants des liquides de forage. Sur ce point, il a été présenté à vos rapporteurs une technologie d'élimination des parasites grâce à un filtrage aux rayons ultraviolets, donc sans additif.

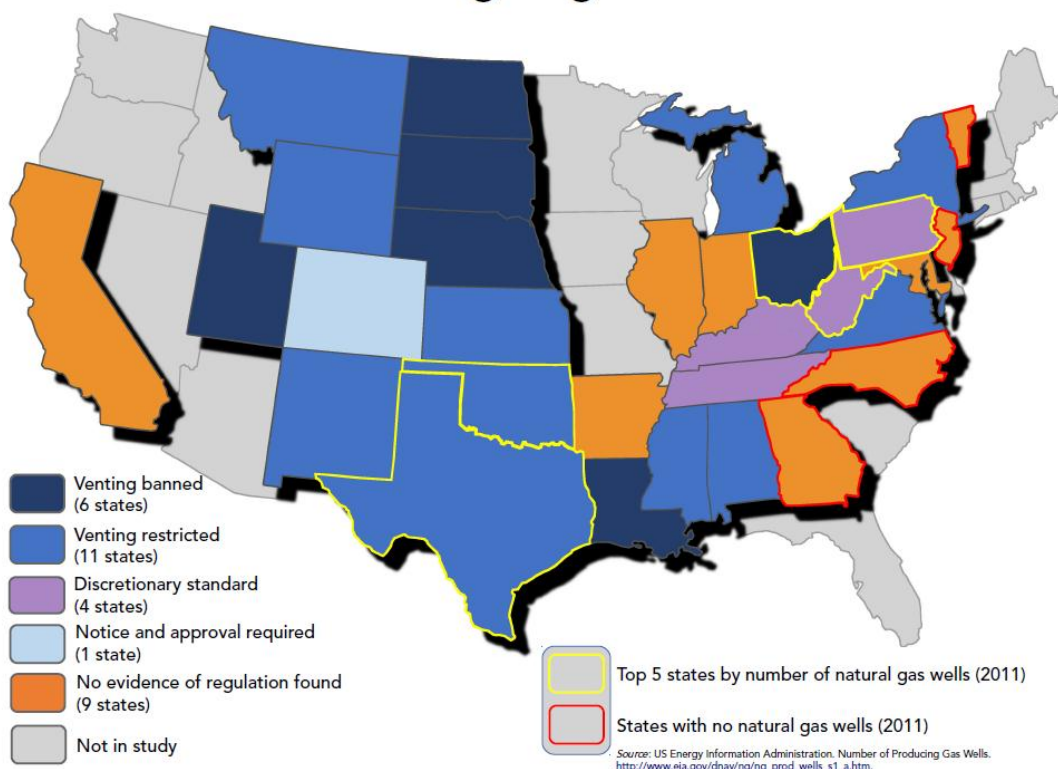
c) Le traitement des effluents de méthane

Le méthane (CH₄) remonte des puits de gaz naturel, mais aussi des puits de pétrole en association avec ce dernier. Dans les puits de gaz, il a, par nature, vocation à être récupéré pour être vendu. En revanche, dans les puits de pétrole, c'est souvent un produit fatal plus difficilement commercialisable, il y a alors trois possibilités : le récupérer pour le stocker voire l'écouler, le libérer dans l'atmosphère (*venting*) ou le brûler (*flaring*). La libération dans l'atmosphère est la plus nocive en termes d'effet de serre.

5 États interdisent totalement la libération dans l'atmosphère : l'Utah, le Dakota du nord, le Dakota du sud, le Nebraska, la Louisiane et l'Ohio. Parmi ces États, 4 connaissent un intense mais également récent développement des hydrocarbures non conventionnels : les 3 États des grandes plaines du nord (bassin pétrolier du Bakken) et l'Ohio (que vos rapporteurs ont visité). On observe que les États sont d'autant plus restrictifs avec cette pratique que le développement de ces hydrocarbures est massif et récent. Les 5 principaux États producteurs connaissent soit des restrictions d'utilisation, soit des recommandations fortes de bonnes pratiques (*discretionary standards*). Réciproquement, les États où cette pratique est libre sont généralement peu ou pas producteurs d'hydrocarbures. Lorsque cette activité apparaît, l'encadrement du « *venting* » tend à apparaître aussi, comme dans le Colorado où il est soumis à autorisation préalable alors qu'il était libre jusqu'en 2008.

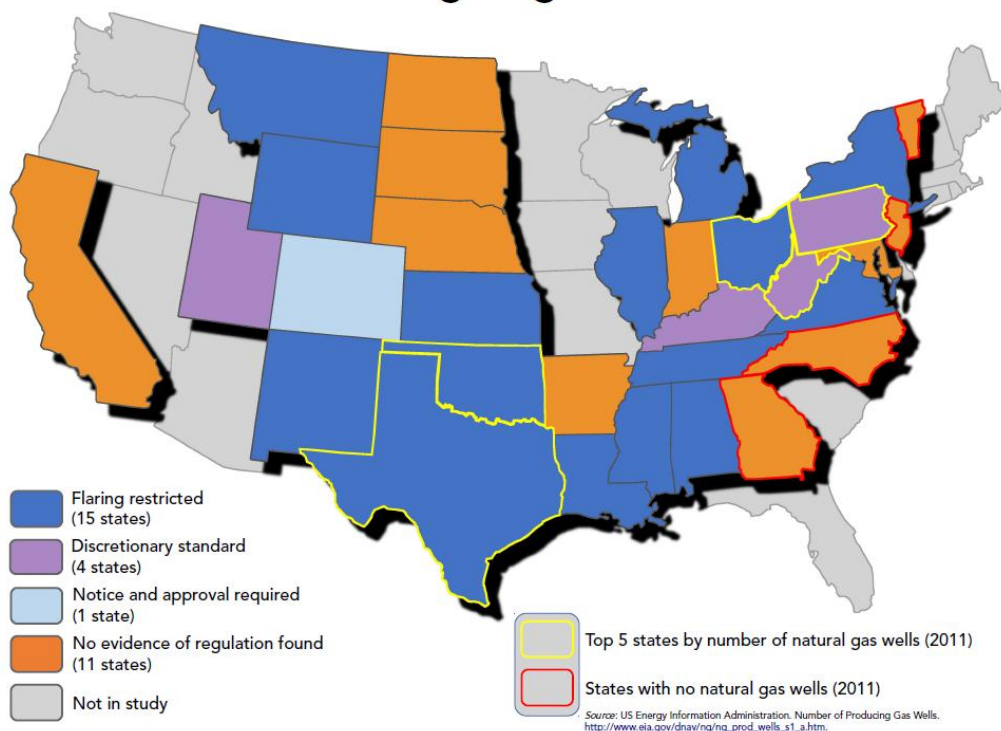
En revanche aucun Etat n'interdit le brûlage, lequel permet d'éviter la libération dans l'atmosphère. C'est la solution privilégiée dans les États du bassin du Bakken (et autres petits bassins situés plus au sud), où cette pratique est libre. Les 5 principaux États producteurs encadrent cette pratique de la même manière que la libération dans l'atmosphère, pour favoriser autant que possible la récupération du gaz. 15 États au total restreignent le « *flaring* » et 11 le « *venting* ». À noter la situation particulière de l'Illinois (où se situe la ville de Chicago), où la libération dans l'atmosphère est libre mais le brûlage restreint : cela s'explique probablement par la faible activité de cet Etat qui est un des plus petits producteurs, car cette situation est incohérente et évoluerait probablement en cas de développement des forages.

Venting Regulations



Source : Ressources for the future- The state of state shale gas regulation- mai 2013

Flaring Regulations



Source : Ressources for the future- The state of state shale gas regulation- mai 2013

d) Au-delà des règlements, une attention croissante portée à la protection de l'environnement

Selon un des responsables de l'organisation RFF, Alan Krupnick, les Américains apprécient les bienfaits économiques des hydrocarbures non conventionnels (sécurité d'approvisionnement, baisse des prix, emploi). Il y a, en particulier, chez l'administration et le peuple américains un fort attachement à l'idée d'indépendance énergétique, laquelle est en permanence recherchée. Mais ils restent néanmoins très conscients des risques, leurs inquiétudes se portant particulièrement sur l'eau (consommation d'eau « douce » et pollution des aquifères), les fuites de méthane, la pollution du sol et l'impact paysager. C'est pourquoi, même si le rôle de l'État fédéral paraît secondaire sur ces sujets (mis à part les prescriptions de l'agence de protection de l'environnement- EPA), ceux-ci sont au cœur des préoccupations des interlocuteurs que vos rapporteurs ont rencontrés ainsi que des administrations des États fédérés. Les industriels se savent sous surveillance sur ces questions et ne souhaitent pas risquer la remise en cause de leur activité, ce qui n'est pas une hypothèse d'école puisque certains États interdisent l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels.

Selon Mr Andrew Place, directeur exécutif par intérim du Center for sustainable shale development à Pittsburgh les opérateurs ont intérêt à respecter les normes, même non contraignantes, de protection de l'environnement (de l'air, de l'eau, du sol et du sous-sol) car elles seraient globalement peu coûteuses (100 000 dollars par puits alors qu'un site de dix puits coûte 40 millions de dollars), et que surtout les coûts liés aux pollutions ou accidents sont sans commune mesure, dans un pays où les réparations financières en responsabilité civile atteignent des montants très élevés.

Vos rapporteurs ont pu être les témoins directs d'opérations de fracturation hydraulique sur un site exploité par Hess dans la petite ville de Cadiz, dans l'Ohio (gisement de gaz), et par Hunt dans la petite ville de Floresville au Texas (gisement de pétrole). Dans les deux cas, aucune atteinte à l'environnement n'a été constatée, même s'il faut bien sûr rester précautionneux sur ce qui peut être inféré d'un nombre de témoignages aussi réduit. La vie rurale autour de ces sites de quelques hectares chacun, continue de se dérouler normalement (habitations, forêts, cultures, élevage), même s'il est indéniable que ces opérations restent de nature industrielle et comportent les inconvénients inhérents à l'industrie (camions, moteurs bruyants, manipulations de matériels métalliques et chimiques...). La phase la plus active, le forage, dure désormais de quatre à huit semaines et il ne reste plus en place ensuite qu'une tête de puits autour de laquelle le terrain a été revégétalisé.

Vos rapporteurs ont été favorablement impressionnés par la finesse du contrôle des opérations (*monitoring* du forage) : les techniques à leur disposition permettent aux opérateurs de savoir très précisément et en temps

réel ce qui se passe dans le sous-sol, à quel endroit précis, phase par phase. Des fibres optiques sont introduites dans les tubes de forage jusqu'au fond des puits sur plusieurs kilomètres. Elles permettent une visualisation des opérations et une remontée de données chiffrées qui peuvent être suivies sur écran. Mais elles permettent également un contrôle acoustique ; vos rapporteurs ont pu assister à une démonstration de passage du son dans ces fibres. Complétées par un contrôle microsisimique, toutes les opérations sont suivies depuis le sol dans un camion de contrôle dédié à cette tâche, d'où il est possible à tout moment d'interrompre une action qui se passerait mal.

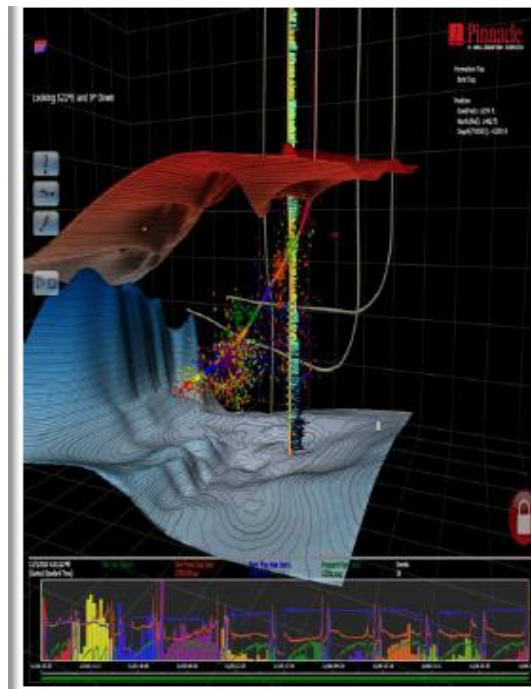


Image du « monitoring » d'un puits, document Halliburton



Camion de « monitoring » d'un forage (qu'on aperçoit derrière) de l'entreprise Hess

Dans l'Ohio, l'eau est abondante (nombreux étangs et lacs), et son utilisation comme fluide de fracturation ne pose pas de problème de pénurie. Au Texas, où l'eau est plus rare, Halliburton est en mesure de récupérer dans les aquifères profonds des eaux salines impropres à la consommation qui peuvent servir de fluide de fracturation.

Ainsi, les interlocuteurs de vos rapporteurs leur ont indiqué que les opérations de forage menées en 2012 avaient permis à l'entreprise de découvrir l'équivalent d'un gisement d'eau de 51 milliards de barils et que désormais, les puits à maturité produisaient davantage d'eau qu'ils n'en utilisent. Ainsi, alors qu'en 2011 Halliburton utilisaient 20 % d'eau recyclée (eau de *flowback*) et 80 % d'eau douce (*fresh water*, utilisable pour la potabilité), en 2012 l'entreprise a utilisé 100 % d'eau recyclée issue des forages. Ce recyclage permet d'éviter la recherche d'eau qui pourrait être propre à la consommation ou à l'agriculture, en économisant des transports par camion et économise également la réinjection en profondeur dans des puits de stockage. L'eau récupérée étant naturellement très saumâtre, elle permet aussi de ne pas ajouter de saumure au fluide de fracturation, ce sel étant utilisé pour stabiliser l'argile.

La préoccupation des exploitants d'économiser l'eau douce n'est pas d'abord environnementale, même si elle présente de ce point de vue un intérêt proche de celui de la fracturation sans eau. Elle est d'abord économique : l'économie réalisée, malgré la nécessité de retraiter cette eau avant de la réinjecter, est de 70 000 à 200 000 dollars par puits par rapport à l'usage d'eau douce¹.

Sous la pression des règles locales et donc de leur intérêt bien compris, les opérateurs s'efforcent d'appliquer les meilleures pratiques environnementales. Ainsi par exemple vos rapporteurs ont pu observer le *liner* qui protège tout le site de forage de Hess à Cadiz, permettant d'éviter l'infiltration de liquides nocifs dans le sol et une dépollution rapide dès que les opérations sont achevées.

¹ Chiffres à rapprocher des 100 000 dollars par puits de surcoût du respect des standards environnementaux estimé par le CSSD à Pittsburgh.



Un séparateur (liner) étanche est disposé sur la surface des quelques hectares du site de forage. La cage jaune protège une tête de puits de gaz déjà forée attendant la mise en production d'un autre puits en cours de forage à quelques mètres.



Photo d'un sismographe de contrôle microsismique d'une opération de forage, document Halliburton

L'impact paysager fait également l'objet d'attentions. On évite désormais la multiplication des forages sur un site, en concentrant les têtes de puits en un seul lieu de quelques hectares. On pallie la chute rapide de productivité des puits en forant plusieurs drains horizontaux (jusqu'à 16) à partir de la même tête de puits et du même drain vertical. Il est parfois évoqué que la rapide chute de productivité des puits fracturés nécessite de réaliser de très nombreux forages. Certains sites américains sont peut-être forés à outrance, mais il est possible d'agir différemment, les opérateurs rencontrés par vos rapporteurs leur ayant indiqué qu'un puits pouvait produire utilement sur une durée de trente à quarante ans.

Vos rapporteurs n'ont pas vu de paysages défigurés par la multiplication des puits, comme cela s'était produit lors du développement des forages verticaux classiques et dans les premiers temps du développement des hydrocarbures non conventionnels. Le long de leur parcours entre la Pennsylvanie et l'Ohio, et entre Houston, Austin et San Antonio au Texas, ils ont plutôt aperçus des puits épars, sur des exploitations agricoles qui malgré l'enrichissement considérable de leurs propriétaires grâce aux hydrocarbures prélevés dans leur sol, continuent de fonctionner normalement (comme sur la photo ci-dessous).



Tête de puits avec pompe à balancier dans un champ au Texas

C. LA FRACTURATION HYDRAULIQUE EST UNE TECHNIQUE ÉVOLUTIVE DONT L'USAGE DOIT ÊTRE ENCADRÉ PAR LA PUISSANCE PUBLIQUE

1. Une technique ancienne

La fracturation hydraulique n'est pas une invention récente : on mentionnera, par exemple, l'existence d'un Manuel de fracturation hydraulique¹, publié en France en 1972, qui faisait déjà le constat suivant : « Depuis son introduction dans l'industrie pétrolière aux États-Unis en 1947, la stimulation des réservoirs par fracturation hydraulique a pris une importance sans cesse plus grande ».

¹ Manuel de fracturation hydraulique, Association de recherche sur les techniques de forage et de production, Editions Technip, 1972.

Il s'agit d'une pratique ancienne, dont il a déjà été fait usage en France pour extraire des hydrocarbures, sans qu'aucun dommage à l'environnement n'ait été rapporté.

a) Une technique employée depuis 1947

La première fracturation hydraulique a été réalisée aux États-Unis à la fin des années 1940 (1947). Cette technique a aussi été utilisée en URSS, à partir de 1954.

Elle a donc été développée depuis 65 ans, avant la mise en place des premiers forages horizontaux. C'est une technique considérée par les industriels comme mature.

1,2 à 2 millions de fracturations ont été réalisées, rien qu'aux États-Unis. 50 000 puits sont fracturés par an à l'heure actuelle.

Plus d'un puits sur deux actuellement foré est l'objet de fracturation, quel que soit l'objet de ce puits (exploitation conventionnelle ou non conventionnelle d'hydrocarbures, adduction d'eau, géothermie).

Il s'agit donc d'une technique bien maîtrisée.

Aucun cas avéré de pollution des nappes phréatiques directement lié à la fracturation n'est pour le moment recensé, même s'il faut attendre l'issue de travaux en cours, prévue en 2014, de l'agence américaine de protection de l'environnement (EPA) pour connaître avec certitude la cause des incidents de pollution rencontrés aux États-Unis.

Les cas de pollution recensés sont beaucoup plus probablement la conséquence d'une gestion défectueuse de l'eau en surface ou de puits de mauvaise qualité.

Le forage horizontal est, quant à lui, développé depuis 35 ans, notamment avec l'exploitation de gisements en mer. Combiné à l'emploi de la fracturation hydraulique, il a permis de rentabiliser la production d'hydrocarbures auparavant considérés comme sans intérêt d'un point de vue économique.

b) Une technique déjà employée en France

La technique de la fracturation hydraulique a été utilisée de façon répétée en France au cours des dernières décennies, sans qu'aucun dommage n'ait été signalé. **Elle aurait été utilisée à au moins 45 reprises.**

D'après les informations recueillies auprès de divers opérateurs, cette technique a été employée depuis le milieu des années 1980 :

- 14 opérations de fracturation ont été réalisées sur le gisement de Chaunoy par la société Esso REP entre 1986 et 1987 ;

- 7 fracturations hydrauliques ont été réalisées entre 1988 et 1995, en Lorraine et dans les Cévennes, pour la recherche de gaz de houille ;
- 22 fracturations sont recensées entre 2004 et 2008, réalisées par la quasi-totalité des opérateurs pétroliers en France, majoritairement dans le Bassin parisien.

La fracturation hydraulique a notamment été utilisée dans le cadre de l'exploitation des hydrocarbures conventionnels, pour améliorer la productivité des puits.

Pour la suite, elle a été utilisée 15 fois par la société Vermilion, entre 2002 et 2010.

- La fracturation a été utilisée 2 fois par Vermilion, en 2010, pour évaluer la productivité et l'efficacité de la stimulation de la roche-mère, sur le site de Champotran (Seine-et-Marne).

OPÉRATIONS DE FRACTURATION HYDRAULIQUE DE VERMILION EN FRANCE

Puits concernés	Dates de forage	Date stimulation par fracturation	Formation visée
Champotran 7D	juil-août 1986	août-03	Grès de Chaunoy (Trias)
Champotran 12D	décembre 1987	oct.-04	Grès de Chaunoy (Trias)
Champotran 16D	sept à oct 1997	juin-04	Grès de Chaunoy (Trias)
Champotran 21D	fév-mars 2002	nov.-02	Grès de Chaunoy (Trias)
Champotran 23G2D	avril 2005	juil.-05	Grès de Chaunoy (Trias)
La Conquillie 1	avril 1991 repris en 2005	nov.-06	Grès de Chaunoy (Trias)
La Torche 1D	janv-fév 2005	août-05	Grès de Chaunoy (Trias)
La Torche 2D	nov 2003	mai-04	Grès de Chaunoy (Trias)
La Torche 3D	mars 2005	août-05	Grès de Chaunoy (Trias)
La Torche 5D	février 2006	nov.-06	Grès de Chaunoy (Trias)
La Torche 6D	avril 2005	août-05	Grès de Chaunoy (Trias)
La Torche 8D	avril 2006	mai-06	Grès de Chaunoy (Trias)
La Torche 9D	avril 2007	mai-07	Grès de Chaunoy (Trias)
Malnoue 1	avril - mai 1985	août-03	Grès de Chaunoy (Trias)
Cazaux 90D	fév-mars 2000	juin-08	Albien
Champotran 6D	janv-fév 1986	oct.-10	Lias - Roche mère
Champotran 29D	fév-mars 2009	fév-mars 2010	Lias - Roche mère

Source : Vermilion

- La fracturation hydraulique a également été utilisée en 2007 sur le site de Franquevielle (Haute Garonne) dans un puits foré par la société Encana (permis de Foix). Le test réalisé a permis de trouver du gaz mais dans des conditions jugées non rentables.

Par ailleurs, GDF-Suez a indiqué à vos rapporteurs avoir pratiqué la fracturation hydraulique en Allemagne, depuis plus de 30 ans, dans des gisements de gaz compacts. Plusieurs opérations ont été réalisées en 2009, sous le village de Backemoor (à près de 4 000 m de profondeur) sans qu'aucun incident n'ait été signalé.

Vos rapporteurs se sont rendus sur le site de Champotran 29, où aucun dommage n'a été signalé à la suite des opérations de fracturation hydraulique réalisées par Vermilion. Ce puits continue de produire du pétrole non conventionnel (1 baril/jour). Il ne comporte qu'un seul drain. Ce puits est équipé d'une pompe à balancier classique. Vos rapporteurs ont été témoins d'une phase d'extraction de pétrole issu de ce forage.

VISITE DU SITE DE CHAMPOTRAN 29 (22 MAI 2013)



(pétrole de roche-mère extrait du puits Champotran 29
en présence de vos rapporteurs)

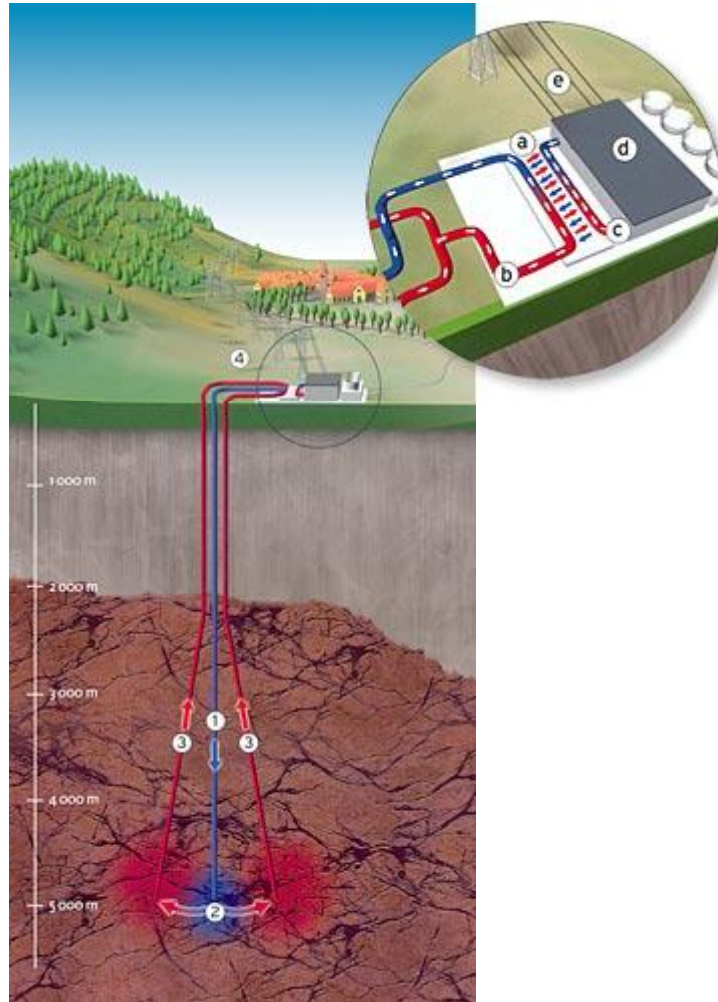
c) Une technique qui présente des similitudes et des différences avec celle employée en géothermie

La stimulation hydraulique est utilisée en géothermie profonde dans le cadre de la technologie dite EGS (*Enhanced Geothermal System*). Le principe général est le même que pour l'exploitation d'hydrocarbures. Il s'agit d'augmenter la perméabilité de la roche en la fissurant pour faire circuler l'eau nécessaire à la mise en place de la boucle géothermale.

La France compte aujourd'hui deux sites de production de géothermie haute température, à Bouillante (Guadeloupe) et Soultz-sous-Forêts (Alsace).

Le principe de la géothermie est le suivant : des eaux sont injectées puis extraites du sous-sol. La chaleur de ces eaux est récupérée soit pour la production d'électricité seule, soit pour la production simultanée d'électricité et de chaleur (cogénération), soit uniquement pour l'alimentation en chaleur.

SCHÉMA DU SITE DE GÉOTHERMIE PROFONDE DE SOULTZ-SOUS-FORÊTS



- 1 - Injection d'eau froide à 5 000 m de profondeur par le puits central
- 2 - Circulation d'eau dans les fractures et réchauffement au contact de la roche chaude (200°C)
- 3 - Extraction de l'eau réchauffée du sous-sol par deux puits de production
- 4 - En surface, transformation par l'intermédiaire d'un échangeur thermique (a) de l'eau chaude du circuit primaire (b) en vapeur dans le circuit secondaire (c) pour entraîner une turbine (d) qui produit de l'électricité (e)

Source : BRGM-Ademe

D'après les éléments recueillis, d'une part, auprès du BRGM et, d'autre part, lors de la Table ronde sur l'avenir de la production d'électricité par géothermie en France, organisée par les commissions du développement durable et des affaires économiques du Sénat (26 février 2013), les principales différences entre la fracturation en géothermie et pour l'extraction d'hydrocarbures sont les suivantes :

- En géothermie, le procédé utilisé est dit de « stimulation hydraulique », plutôt que de « fracturation hydraulique ». On parle aussi d' « *hydro-shearing* » plutôt que d' « *hydro-fracturing* ». Ce procédé s'applique à un milieu naturellement déjà très fracturé, dit semi-perméable avec présence d'un fluide de formation. Il vise à activer une circulation d'eau qui existe déjà, par cisaillement le long des discontinuités existantes. **Il n'y a pas de modification, à l'échelle du réservoir géothermique des chemins d'écoulement et de sa perméabilité globale.** À l'opposé, les opérations de fracturation hydraulique ne visent pas seulement à activer un réseau existant mais aussi à créer un réseau de chemins de circulation / récupération qui n'existent pas naturellement, dans un milieu sans fluide de formation initial.

- **Les agents de soutènement sont inutiles, de même, par conséquent, qu'un certain nombre d'additifs** utilisés pour l'exploitation d'hydrocarbures afin de permettre le transport de ces agents de soutènement. **Seuls des agents acidifiants sont nécessaires.** Les techniques utilisées sont très semblables à celles employées pour les forages d'eau. Le fluide utilisé peut être de l'eau douce ou le fluide de formation lui-même. Après relâchement de la pression de stimulation, la perméabilité reste augmentée sans qu'il soit nécessaire d'utiliser des agents de soutènement. Le fluide de stimulation n'est pas récupéré et se trouve intégré au fluide de formation auquel il est assimilable.

Néanmoins **certaines problématiques sont semblables** à celles rencontrées dans le domaine pétrolier et gazier :

- L'absence de pollution dépend beaucoup de la qualité de forage : tout forage quel qu'il soit peut mettre en communication des nappes qui n'ont pas vocation à l'être, s'il est mal réalisé, et devenir source d'une pollution de l'eau potable ;

- **Le risque sismique est le principal en géothermie.** Ainsi, le 8 décembre 2006, des travaux menés dans la région de Bâle ont provoqué une secousse sismique d'une magnitude de 3,4 sur l'échelle de Richter, à la suite d'une opération d'injection d'eau à haute pression dans la roche. À Soultz-sous-Forêts, un séisme de 2,9 sur l'échelle de Richter a été ressenti.

On notera, d'après un article paru dans la Recherche¹, que **la création de failles dans une roche sèche était bien la vocation initiale du système EGS :**

« Avec le système EGS, pas besoin d'eau souterraine, la chaleur du sous-sol suffit. Le principe est de créer un circuit fermé. L'eau est injectée depuis la surface, circule en sous-sol où elle se réchauffe au contact des roches, puis est récupérée par un autre puits grâce à une pompe. Avantage supplémentaire, l'injection d'eau sous une pression de 100 bars permet de fracturer les roches dures, telles celles que l'on

¹ « La géothermie profonde produit de l'électricité », La Recherche n°438, 1^{er} février 2010, Jacques-Olivier Baruch.

pensait présentes à Soultz, et d'ouvrir des failles. Cette « stimulation hydraulique » occasionne une bien meilleure circulation souterraine de l'eau ».

C'est la réalité du terrain de Soultz-sous-Forêts qui a conduit à modifier les plans initiaux, le sous-sol n'étant ni sec, ni constitué de roches dures. Ce fut en fait une surprise de constater que les roches étaient déjà très fracturées et que l'eau y circulait donc facilement.

Par ailleurs, d'après le même article de la revue La Recherche, **la stimulation hydraulique s'accompagne d'une stimulation chimique :**

« À Soultz, on a donc désormais recours à une autre stimulation, cette fois-ci chimique. Les fissures sont ouvertes en injectant soit de l'acide chlorhydrique, soit un mélange d'acides organiques ou d'autres mixtures dont la composition est tenue secrète par les pétroliers qui les vendent. Les essais réalisés dans les différents puits montrent évidemment que la stimulation est d'autant plus efficace que le puits est initialement improductif. Mais ils indiquent aussi que l'efficacité des stimulations diffère suivant la nature des roches et leur degré de fracturation. La production du puits n° 2, dont l'eau peinait à ressortir, a été multipliée par 40 par stimulation hydraulique et par 50 en ajoutant une stimulation chimique par acide chlorhydrique. Le puits n° 3 n'a vu son efficacité qu'à peine doublée, malgré une stimulation hydraulique, puis chimique avec de l'acide chlorhydrique et différents essais de mélanges. » (même source)

2. La technique de fracturation hydraulique évolue pour mieux protéger l'environnement

Tous les industriels auditionnés par vos rapporteurs se sont faits l'écho des progrès réalisés récemment pour réduire les impacts de la fracturation hydraulique.

a) Additifs

Les industriels tendent à réduire le nombre, la quantité et la toxicité des additifs.

Lors de son audition récente au Sénat, le ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a reconnu que ces additifs étaient « moins nombreux qu'on ne le dit »¹.

Des avancées significatives ont en effet été réalisées depuis trois ans.

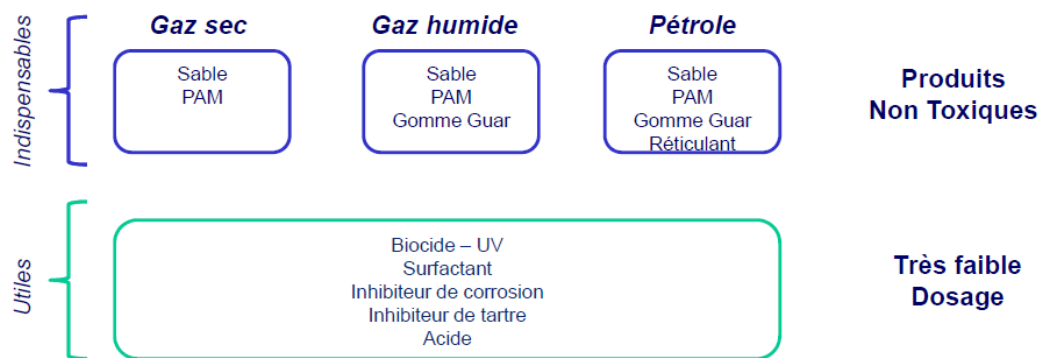
Mais les produits de substitution ont un coût qui constitue un frein à leur commercialisation.

¹ Audition de M. Philippe Martin, ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, le 1^{er} octobre 2013 par les commissions du développement durable et des affaires économiques, en vidéo sur le site internet du Sénat : <http://videos.senat.fr/video/videos/2013/video19813.html>

Les nouvelles technologies développées visent à utiliser des produits moins polluants, provenant par exemple de l'industrie alimentaire, comme la gomme de guar.

D'après l'audition de M. Pascal Rémy, président de la société française SNF Floerger¹, la fracturation peut se concevoir uniquement avec des produits non toxiques, ou peu toxiques car utilisés à faible dosage, comme dans les produits ménagers (schéma ci-dessous). Les **produits indispensables** au procédé de fracturation sont tous non toxiques. Il s'agit de sable (naturel ou non), de polyacrylamides (PAM) et/ou de produits tels que la gomme guar, d'usage alimentaire.

FRACTURATION HYDRAULIQUE : QUELS SONT LES ADDITIFS RÉELLEMENT INDISPENSABLES ?



Source : SNF Floerger

Le fluide de fracturation peut être obtenu directement à partir de poudre, sans ajout d'hydrocarbures. Ainsi, en 2012, Halliburton a évité, grâce à ce système, l'emploi de 113 000 m³ de distilat d'hydrocarbures correspondant à 5 400 transports par camions.

Les autres produits – biocides, surfactant, acides, inhibiteurs de corrosion et de dépôt – ne sont pas indispensables. Ils permettent toutefois de préserver les équipements et d'optimiser la fracturation. Par conséquent, leur suppression a un impact économique. Certains de ces produits peuvent être remplacés par des substituts non toxiques. **Les biocides peuvent, par exemple, être remplacés par un traitement UV.** En 2012, Halliburton a ainsi évité l'emploi de 492 m³ de biocides.

¹ SNF Floerger est une entreprise française spécialiste, au niveau mondial, de la production de polymères solubles dans l'eau.

Les industriels tendent par ailleurs à rendre publique la composition de leurs fluides de fracturation, à défaut de leur formulation exacte, considérée comme relevant parfois du secret industriel. Le site internet d'information FracFocus est, aux États-Unis, le principal outil de cette transparence.

**UN EXEMPLE DE FLUIDE DE FRACTURATION PROPRE :
CLEANSTIM D'HALLIBURTON**

CleanStim est un fluide de fracturation composé intégralement de produits provenant de l'industrie alimentaire. Il n'est utilisé à ce jour que sur **32 puits**.

En effet, il représente un surcoût par rapport aux techniques traditionnelles, ce qui limite son utilisation.

Constituant	Exemples d'utilisation
Enzyme	Pate de soja, jus de fruits et nectars
Exthoxylated Sugar-Based Fatty Acid Ester	Aromes alimentaires de synthèse
Inorganic Acid	Fromages, boissons alcoolisées
Inorganic Salt	Amidon alimentaire, épices
Maltodextrin	Edulcorant, sucre glace, lait et crème de noix de coco
Organic Acid	Jus de fruits; aromes alimentaires
Organic Ester	Ovoproduits liquides ..
Partially Hydrogenated Vegetable Oil	Chocolat de glaçage
Polysaccharide Polymer	Conserves de poisson; desserts et boissons à base de lait, bière
Sulfonated Alcohol	Blanc d'oeuf

Source : Halliburton

Au total, si les additifs toxiques sont aussi utilisés dans les produits ménagers (voir supra III. A.) ou en géothermie (voir ci-dessus), des additifs non toxiques, de type alimentaire, peuvent aussi être utilisés.

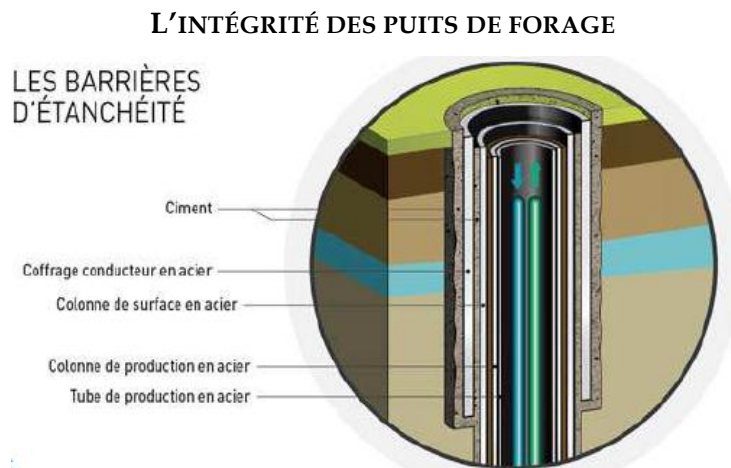
Ainsi, des solutions existent ; mais elles sont coûteuses et impliquent un effort de l'industrie.

b) Qualité des puits et des installations au sol

La sûreté du forage repose sur l'intégrité et donc la qualité des puits, afin d'éviter des fuites accidentelles de fluides de fracturation et d'hydrocarbures.

Rappelons que l'activité de forage est ancienne en France. **Depuis 70 ans, plus de 6 000 puits d'hydrocarbures y ont été forés.** Cette expérience a permis à notre pays de se doter de lois et règlements encadrant tant l'octroi des permis, la durée des concessions que les conditions de travail et la protection de l'environnement.

La pose de cuvelages en acier concentriques et la cimentation des espaces interstitiels permettent de créer plusieurs barrières étanches. Des contrôles de la cimentation et de la corrosion des forages permettent d'assurer la protection des nappes phréatiques.



Source : GEP-AFTP

Les puits d'hydrocarbures non conventionnels sont forés et exploités selon les mêmes principes que les autres puits (hydrocarbures conventionnels, eau, géothermie). Les opérations s'effectuent par phases successives. Lors de chacune de ces phases, un tubage est descendu et cimenté ; un contrôle qualité garantissant l'intégrité du tubage et du ciment est obligatoire. Le puits est conçu de manière à l'isoler des formations géologiques environnantes. Les phases en surface visent à protéger les nappes phréatiques.

Par ailleurs, afin d'éviter les fuites en surface, une membrane de protection du sol de la zone de forage doit être installée pour éviter tout déversement d'eau contaminée.

c) *Gestion de l'eau*

(1) La quantité d'eau

Lors d'un forage d'exploration, 1 000 à 2 000 m³ d'eau sont nécessaires pour évaluer le potentiel de production d'un puits.

La stimulation d'un puits requiert 10 000 à 20 000 m³ d'eau, ce qui représenterait 12 jours d'arrosage d'un terrain de golf. À titre de comparaison, l'extraction minière du charbon demande 2 à 4 fois plus d'eau par unité d'énergie.

Aucun apport d'eau n'est nécessaire pendant la période de production (au moins 10 ans).

Le prélèvement d'eau doit être encadré localement, afin d'éviter les conflits d'usage. Les dates de ce prélèvement peuvent être réglementées. En outre, **l'eau prélevée n'est pas nécessairement potable** (utilisation d'eau issue d'un aquifère profond non potable, d'eau de mer, d'eau usée traitée...). **La réutilisation de l'eau produite pour réaliser de nouvelles fracturations est aujourd'hui privilégiée aux États-Unis** : elle permet de limiter la consommation et le transport d'eau. Dans le Marcellus, par exemple la totalité de l'eau dite de « flowback » (remontée à la surface) est réutilisée pour les activités de forage et de stimulation.

D'après le GEP-AFTP, **le volume disponible pour la réutilisation est d'environ 30 % à 50 % du volume initialement utilisé pour la fracturation**. Cette proportion est très variable selon les sites. En outre, si 30 % de l'eau ressort, en moyenne, au cours des six premières semaines, 30 % supplémentaire remonteront au cours de la durée de vie du puits. Au final, un tiers de l'eau est perdu définitivement en profondeur, dans une zone sans risque pour l'environnement.

Par ailleurs **les progrès techniques réalisés permettent d'optimiser le placement des fracturations et ainsi de minimiser la quantité d'eau nécessaire** pour la récupération d'une quantité donnée d'hydrocarbures (voir *infra*, l'optimisation du processus productif).

(2) Le traitement de l'eau

Le traitement des eaux de production de l'industrie pétrolière et gazière, y compris s'agissant des hydrocarbures de roche-mère, est une **compétence maîtrisée par les industriels spécialistes de ce secteur**. Cette compétence est ancienne, liée au fait que pour un baril d'huile produit, l'industrie pétrolière produit 4 barils d'eau qui sont traités et recyclés. L'eau issue des opérations est de qualité variable en fonction des formations. Les technologies de traitement sont connues et similaires à celles utilisées en traitement d'eaux industrielles :

- Prétraitement (séparation par décantation ou flottation) et filtration ;

- Élimination des sels : techniques membranaires ou d'évaporation et concentration.

En fonction de la destination des eaux produites (utilisation pour d'autres opérations de stimulation, rejet vers le milieu naturel), des solutions de traitement différentes peuvent être mises en place.

La mobilisation éventuelle de métaux lourds au sein de la roche doit faire l'objet d'une attention particulière. **Une bonne connaissance de la roche ciblée est indispensable.** Des travaux de recherche existent en vue de limiter les échanges entre la roche et le fluide de fracturation (Total).

(3) La protection des nappes phréatiques

Pour ce qui est de la protection des nappes phréatiques, il convient de rappeler que la fracturation hydraulique est réalisée généralement à plusieurs milliers de mètres sous les nappes phréatiques. Il n'a jamais été avéré que la fracturation hydraulique ait été directement cause d'une pollution de ces nappes (car les fissures n'excèdent pas quelques dizaines de mètres et se forment horizontalement). En revanche une mauvaise cimentation du puits ou un déversement en surface peuvent causer des dommages.

La pratique consistant à réinjecter des eaux usées à faible profondeur, qui a été à l'origine de dégâts environnementaux, attribués ensuite à tort à la fracturation hydraulique, est à proscrire.

Aux États-Unis, il est de plus en plus admis que la récupération de l'eau issue des opérations de fracturation hydraulique est économiquement plus rentable que sa réinjection.

Préalablement aux opérations, **une bonne connaissance des réseaux hydrogéologiques du sous-sol est indispensable.**

Pendant les opérations, les techniques de micro-sismique permettent de mesurer l'extension des fractures en temps réel (voir supra III.B.). Un suivi continu des nappes phréatiques peut être réalisé. L'établissement d'un « état zéro » des aquifères et un suivi pendant toutes les phases permettent de s'assurer qu'il n'y a pas de contamination.

d) Contrôle de la sismicité

Les opérations de forage et de fracturation hydraulique induisent des événements micro-sismiques dont la magnitude est faible, généralement de 1 à 2 sur l'échelle de Richter. Exceptionnellement, si des failles non préalablement décelées sont activées, l'événement peut atteindre une magnitude de 3 qui équivaut aux vibrations d'un camion. **Aucun accident majeur n'a été recensé en plus de cinquante ans.**

Les incidents relevés dans la région de Blackpool le 1^{er} avril 2011 (magnitude 2,3) puis le 27 mai 2011 (magnitude 1,5) n'ont causé aucun dégât. **Ils ont été attribués à la sollicitation d'une mini-faille géologique proche**

qui n'avait pas été détectée. À ce niveau un séisme est considéré comme très mineur, généralement non ressenti. Par comparaison, l'incident relevé dans la région de Bâle en 2006, à la suite d'une opération de fracturation hydraulique réalisée dans un forage de géothermie, était un événement de magnitude 3,4 sur l'échelle de Richter (ce qui correspond encore à un niveau jugé mineur c'est-à-dire souvent ressenti mais causant peu de dommages)¹.

D'autres activités humaines (mines, construction de barrages) ont entraîné, par le passé, des événements sismiques.

Néanmoins il est indispensable de tirer des leçons des incidents relevés dans la région de Blackpool. Ceux-ci démontrent qu'avant de procéder à la fracturation hydraulique il est nécessaire :

- d'une part, comme déjà mentionné plus haut, **d'avoir une très bonne connaissance de la roche ciblée** : cette connaissance permettra aussi d'évaluer si des métaux lourds, et notamment des éléments radioactifs, sont susceptibles d'être mobilisés vers la surface ;

- d'autre part, comme évoqué aussi plus haut mais pour d'autres raisons, **de mettre en place un dispositif de suivi et de contrôle en temps réel du processus de fracturation hydraulique**, grâce à l'usage de technologies de micro-sismique : ce suivi présente, plus généralement, l'avantage de permettre une optimisation du processus productif (voir ci-après).

e) Maîtrise de l'empreinte au sol

Par rapport à l'exploitation d'hydrocarbures conventionnels, l'empreinte au sol est accrue pour deux raisons :

- Malgré l'utilisation de méthodes de stimulation, un puits dans la roche-mère est par nature moins productif qu'un puits conventionnel. Il faut donc forer davantage de puits afin d'accroître la surface en contact avec le réservoir, pour rentabiliser l'exploitation ;
- L'emploi de la fracturation hydraulique nécessite le transport et le stockage voire le retraitement sur place de l'ensemble des composants nécessaires aux opérations, notamment l'eau.

Dans le cas particulier des États-Unis, le grand nombre de forages est lié au droit minier américain, qui donne un droit sur le sous-sol au propriétaire de la surface.

Néanmoins, **les nuisances sont concentrées pendant les phases de forage et de fracturation**, c'est-à-dire au début de la vie du puits, la phase d'exploitation étant par nature beaucoup plus discrète.

¹ Un accroissement de magnitude de 1 sur l'échelle de Richter, qui est logarithmique, correspond à une multiplication par 30 de l'énergie et par 10 de l'amplitude du mouvement.

Les opérations de fracturation sont, en principe, réalisées une fois pour toutes en début de vie du puits. Elles durent quelques semaines.

Pour réduire l'empreinte au sol, deux solutions sont mises en œuvre :

- **Regrouper les puits en grappes** (« *clusters* »), comme précédemment mentionné. Un *cluster* (grappe) peut regrouper 15 à 30 puits sur une superficie de 2 à 3 ha (*pad*). La distance entre deux *clusters* est de 5 à 10 km. Par ailleurs, chaque tête de puits peut regrouper plusieurs drains horizontaux.
- **Remplacer les camionnages par un réseau de canalisations**, ce qui est de plus en plus pratiqué aux États-Unis.

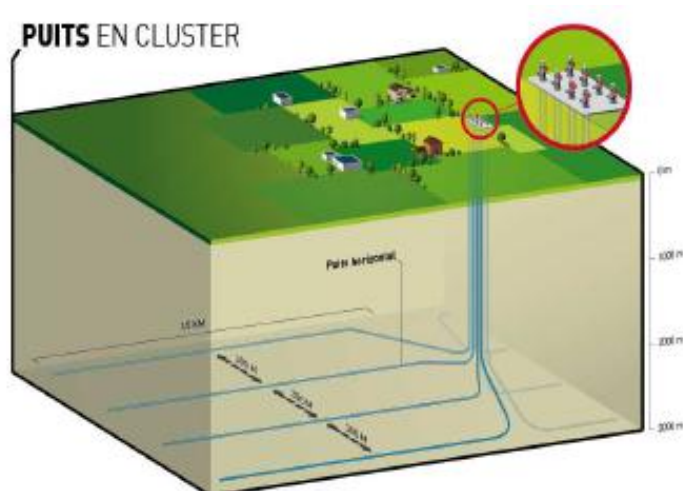
En phase de forage, le mât de l'appareil de forage s'élève à 30-35 mètres (à comparer avec des éoliennes : 50 à 80 m). Toutefois ce mât (derrick) est temporaire. Une superficie de 100 m x 100 m (1,5 terrain de football) est considérée comme suffisante pour accueillir l'appareil de forage (rig) et les équipements de fracturation. Cette empreinte peut être réduite (rig compact, citernes verticales).

Chaque puits nécessite 15 à 20 jours de forage puis environ une semaine pour les opérations de fracturation (5 à 10 phases de fracturations durant chacune quelques heures).

Pour un *cluster* de 10 puits, la durée des nuisances peut donc être estimée à environ un an.

Par la suite, en phase d'exploitation, l'empreinte au sol est très réduite. Seule la tête de puits (d'une hauteur d'environ 1,20 m) demeure visible en surface. Pour un cluster de 10 puits, il restera donc 10 têtes de puits débitant des hydrocarbures.

PUITS EN GRAPPE (CLUSTER) (EN PHASE D'EXPLOITATION)



Source : Total

Par ailleurs, il est possible d'obliger les exploitants à **re-végétaliser les sites**, à l'issue de l'exploitation. Ces sites ont en principe été protégés de la pollution par un séparateur (*liner*), comme vos rapporteurs l'ont observé au cours de plusieurs déplacements.

EXEMPLE DE SÉPARATEUR PROTÉGEANT LES SOLS DE LA POLLUTION



(Photo prise en Pologne lors de la visite du site de Kock)

f) Optimisation du processus productif

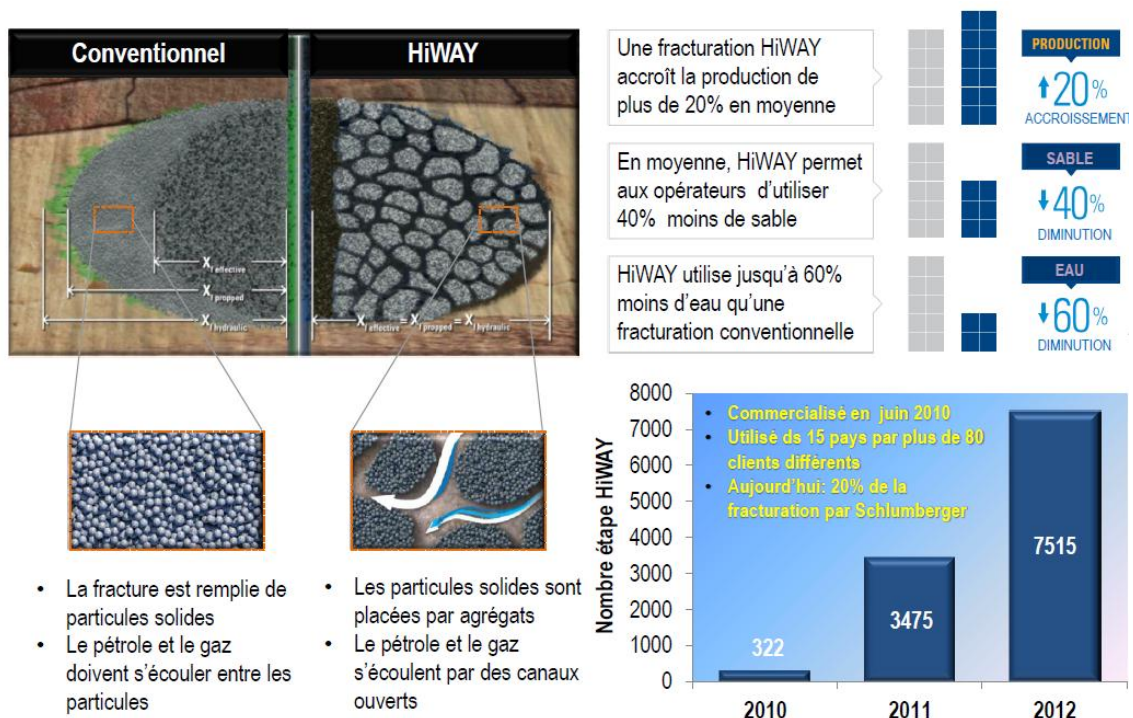
Le processus de fracturation hydraulique décrit ci-dessus peut être optimisé pour réduire les inconvénients subis. **La production est en effet accrue, tout en utilisant moins d'eau, de sable et d'additifs.**

Il s'agit d'améliorer :

- le placement des fissures, afin de privilégier les emplacements les plus productifs ;
- leur densité, pour augmenter le nombre de drains présents dans la roche, plutôt que d'accroître leur étendue ;
- les modalités de la fracturation, dans le but de rendre l'ensemble du processus plus efficient.

Schlumberger met, par exemple, en œuvre un procédé appelé **HiWay**, qui requiert 40 % moins de sable et jusqu'à 60 % moins d'eau qu'une fracturation classique. Ce procédé consiste à agréger les particules solides servant au soutènement des fissures, afin d'ouvrir des canaux par lesquels s'écoulent le pétrole et le gaz.

HiWay : EXEMPLE D'UNE NOUVELLE TECHNOLOGIE DE FRACTURATION HYDRAULIQUE



Source : Schlumberger

3. L'usage de la technique de fracturation hydraulique doit être strictement réglementé et contrôlé par la puissance publique

Afin de répondre aux enjeux environnementaux que soulèvent l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures de roches mères, il est souhaitable de **mettre en place une réglementation spécifique, dans un cadre transparent, privilégiant la concertation avec la population.**

Cette réglementation ne doit pas être sous-dimensionnée en raison de ses coûts. Elle doit, en revanche, être adaptée à la problématique spécifique aux hydrocarbures de roches-mères.

a) Des « règles d'or »

Toute activité industrielle engendre des risques justifiant l'application d'une réglementation et le contrôle de son respect. L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures de roche mère ne font pas exception à ce principe.

L'Agence internationale de l'énergie estime que les problèmes environnementaux liés à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels sont gérables, à condition de respecter un certain nombre de « règles d'or »¹.

La mise en œuvre de ces règles implique un effort important de l'industrie (contrôle et maîtrise des procédés) et des gouvernements (réglementation et contrôle des activités).

L'encadré ci-après énumère les principaux objectifs qui devraient être traités par une réglementation encadrant ce secteur d'activité.

RÉGLEMENTATION DE L'EXPLORATION ET DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES DE ROCHES MÈRES : PRINCIPAUX POINTS D'INTÉRÊT

Chacun des points énumérés ci-après doit faire l'objet d'une réglementation et d'un contrôle par la puissance publique.

- Transparence et concertation

Toute opération en vue de l'exploration ou de l'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels fait l'objet d'une concertation préalable avec la population.

Une liste d'indicateurs clefs, assortis de valeurs de référence (« états zéros »), est établie. Ces indicateurs sont l'objet d'un suivi continu pendant le déroulement

¹ « Golden rules for a golden age of gas, World energy outlook special report on unconventional gas », Agence internationale de l'énergie (OCDE/AIE, 2012)

des opérations.

Les données opérationnelles relatives à l'eau (volumes, retraitement), aux additifs (composition, volumes), aux émissions de gaz à effet de serre sont publiées.

Les nuisances subies en surface sont, autant que possible, réduites pour les riverains. Ceux-ci bénéficient par ailleurs de retombées économiques de l'opération.

- Choix des sites de forage

Les puits sont localisés de manière à minimiser l'impact sur les communautés locales, les activités existantes, le patrimoine et l'environnement.

Les puits sont localisés après des études géologiques appropriées, évaluant le risque de présence de failles sismiques, celui d'une possible migration des fluides au sein de la roche ou d'une mobilisation vers la surface de certains composants.

Le déroulement de la fracturation hydraulique est suivi en temps réel afin de vérifier que les fissures restent confinées autour du puits.

- Étanchéité des puits et prévention des fuites

L'intégrité des puits est strictement réglementée et contrôlée, en particulier eu égard à la présence de nappes phréatiques.

L'après-exploitation fait l'objet de mesures de prévention et de contrôle particulières.

Aucune opération de fracturation ne peut être réalisée à proximité des ressources en eau (fixation d'une distance minimale).

Des mesures de prévention, de contrôle et de retraitement doivent être prises afin d'éviter toute fuite ou déversement de fluides usagés en surface.

- Traitement de l'eau

L'usage d'eau potable est autant que possible réduit. Sa réutilisation pour d'autres opérations de fracturation est privilégiée.

L'utilisation d'additifs est réduite au minimum ; l'usage d'alternatives neutres d'un point de vue environnemental est privilégié.

Dans cet objectif, **une liste positive de produits non toxiques autorisés est établie**, privilégiant les produits d'usage alimentaire ou courant. Cette liste peut être complétée par une liste restrictive d'additifs facultatifs éventuellement utilisables, à condition que leur utilité soit dûment justifiée.

La composition des additifs est publiée.

Ce processus est suivi et contrôlé par une autorité publique indépendante.

- Émissions de gaz à effet de serre

Le torchage, c'est-à-dire le brûlage par des torchères des émissions de gaz, est minimisé.

Les émissions sont contrôlées et réduites dans toutes leurs composantes, y compris les fuites de méthane éventuellement associées à la production.

Réalisation d'économies d'échelle

Des économies d'échelle sont recherchées dans le développement des infrastructures au niveau local, afin de réduire les impacts environnementaux.

Sont pris en compte les effets cumulatifs, au niveau régional, de forages multiples notamment sur l'eau, les sols, la circulation etc.

Paysages

Les puits sont autant que possible regroupés en *pads*.

Les sols sont protégés de la pollution et les sites sont re-végétalisés dès que possible après la phase de forage.

(D'après AIE)

La réglementation des pratiques pose aujourd'hui davantage des questions de coût que de principe. Son coût serait susceptible d'affecter la rentabilité économique de l'exploitation. En revanche, la France dispose déjà d'une administration capable de contrôler la mise en œuvre de ces prescriptions. Le réseau des DREAL est en mesure d'effectuer ces contrôles.

b) L'exemple du projet de loi allemand

L'Allemagne envisage de s'engager sur la voie de la réglementation, plutôt que sur celle de l'interdiction.

Dans le projet de loi allemand à l'étude, il s'agit de réglementer les conditions de recours à la fracturation hydraulique, en fonction des enjeux environnementaux identifiés. Cette réglementation vise les forages profonds recourant à la fracturation hydraulique, y compris pour les projets géothermiques. Elle met l'accent sur la protection des ressources en eau, susceptible de justifier l'interdiction de la fracturation hydraulique à proximité de celles-ci ou si un risque est avéré.

Le projet de loi introduit les nouvelles dispositions suivantes :

- L'obligation d'associer les agences de l'eau – au même titre que les autorités minières – aux procédures de délivrance des permis pour les projets recourant à la fracturation hydraulique ;
- L'interdiction de la fracturation hydraulique dans les zones de protection des eaux potables ;
- La possibilité d'interdire la fracturation hydraulique également dans des zones non protégées s'il est prouvé que le forage peut engendrer des risques de fuites de substances nocives vers des zones de protection des eaux ;
- L'obligation de mener une étude d'impact pour l'ensemble des projets recourant à la fracturation hydraulique.

c) Un cadre européen à définir

Le Conseil européen du 22 mai 2013 a exprimé **l'engagement de l'Union européenne en faveur du développement de ses ressources énergétiques autochtones** :

« Il demeure essentiel de continuer à renforcer la diversification de l'approvisionnement énergétique de l'Europe et de développer les ressources énergétiques autochtones afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement, de réduire la dépendance énergétique de l'UE vis-à-vis de l'extérieur et de stimuler la croissance économique. À cette fin (...) la Commission a l'intention d'examiner la question d'un recours plus systématique aux sources d'énergie autochtones sur terre et en mer, en vue de leur exploitation sûre, durable et efficace au regard des coûts, tout en respectant les choix des États membres en matière de bouquet énergétique. »¹

Le Conseil a donc mandaté la Commission pour examiner à quelles conditions une exploitation sûre des ressources fossiles européennes était possible. Lors d'une réunion des ministres européens de l'environnement le 16 juillet 2013 en Lituanie, le Commissaire européen à l'environnement, Janez Potočnik, a confirmé que l'Union européenne n'interdirait pas la fracturation hydraulique. Il a indiqué que la Commission européenne avait l'intention de présenter des propositions avant la fin de l'année 2013 pour créer les conditions d'une exploitation sûre et sécurisée des hydrocarbures non conventionnels.

Une **proposition de directive** devrait donc être présentée avant la fin de l'année. Cette proposition viserait à offrir à la population *« le même niveau de protection contre les risques de la fracturation hydraulique que contre ceux d'autres types d'extraction de ressources »*². Elle devrait fixer des règles pour gérer les risques d'évacuation des gaz à effet de serre et de leur combustion en torchère, de perturbations sismiques, de contamination des eaux souterraines et de gestion de l'approvisionnement et des réserves en eau, de conséquences sur la qualité de l'air et les émissions de bruit, de problèmes d'infrastructures provoqués par les activités de l'industrie lourde.

Vos rapporteurs appellent de leurs vœux la mise en place d'un tel cadre européen.

Par ailleurs, ils souhaitent que **des travaux de recherche sur les hydrocarbures de roche-mère, incluant la recherche sur la fracturation hydraulique et sur les techniques alternatives, puissent également s'effectuer dans un cadre européen.**

¹ Conclusions du Conseil européen du 22 mai 2013, point 6.

² <http://www.euractiv.fr/developpement-durable/la-commission-va-proposer-une-di-news-531209>

On le voit, la fracturation hydraulique peut être améliorée et encadrée. Il existe un important retour d'expérience au niveau mondial, car cette technique est la plus connue et la plus pratiquée non seulement pour l'extraction des hydrocarbures de roche-mère mais aussi pour d'autres usages.

Au terme de leur étude, vos rapporteurs considèrent que **la fracturation hydraulique reste la technique la plus efficace et la mieux maîtrisée pour extraire les hydrocarbures non conventionnels, et que des solutions existent pour le faire avec un impact acceptable sur l'environnement, à condition de mettre en place une réglementation et un contrôle publics.**

Il n'en demeure pas moins que plusieurs des pistes alternatives précédemment évoquées méritent d'être explorées et justifient, par conséquent, un effort de recherche.

IV. UNE PRIORITÉ : L'ÉVALUATION DES RESSOURCES NATIONALES, PRÉALABLE INDISPENSABLE À TOUTE ESTIMATION D'IMPACT ÉCONOMIQUE

La question des « gaz de schiste » est venue dans le débat public en France avec la publication par l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA¹), en avril 2011, de chiffres tendant à démontrer que la France métropolitaine serait l'un des pays les mieux doté d'Europe. Bien que ces chiffres aient été, depuis lors, révisés à la baisse (voir ci-après), ils font état de ressources importantes.

À la différence de la France, plusieurs pays ont décidé de procéder à des estimations nationales de leurs ressources, afin de préciser les informations publiées aux États-Unis, notamment la Chine, la Pologne, le Canada, l'Australie, le Royaume-Uni et l'Argentine.

La décision de mener des travaux d'exploration paraît rationnelle. Elle est fondée sur la volonté de connaître le patrimoine national, ce qui est nécessaire à l'estimation de l'impact économique d'une éventuelle exploitation, ou d'un report de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels. En effet, à l'inverse, « **est-il raisonnable d'ignorer le montant de son compte en banque ?** »².

A. DES RESSOURCES TRÈS MAL CONNUES

Les estimations de l'agence américaine EIA pour le monde et, en particulier, pour la France, **sont des estimations sommaires**. Seuls les bassins des États-Unis sont suffisamment bien connus pour faire l'objet d'évaluations crédibles, en raison des nombreux travaux d'exploration et d'exploitation qui y ont été réalisés.

Ces estimations étant les seules disponibles, elles seront néanmoins analysées ci-après.

1. Des ressources mondiales présumées plutôt que démontrées

a) Les estimations existantes

Les premières évaluations concernant les gaz non conventionnels au niveau mondial remontent à 1997 (Hans-Holger Rogner³). Ces estimations

¹ United States Energy Information Administration (EIA)

² Titre d'un article de M. Bertrand Barré, enseignant à Sciences po, dans le dossier « Faut-il autoriser l'exploration du gaz de schiste ? », *Cahiers Français* n° 373 (mars-avril 2013).

³ "An Assessment of World Hydrocarbon Resources", Hans-Holger Rogner, *Annu. Rev. Energy Environ.* (1997)

ont été révisées à la hausse par les sources les plus récentes, qui sont américaines. Ce sont les chiffres publiés par l'Institut géologique américain (USGS¹) et l'agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) du Département pour l'énergie (DOE) des États-Unis.

En synthétisant l'ensemble des connaissances existantes, l'Agence internationale de l'énergie (AIE)² estime que **le gaz non conventionnel comptera pour près de la moitié de l'augmentation de la production de gaz mondiale jusqu'en 2035, cette augmentation venant pour majeure partie de la Chine, des États-Unis et de l'Australie**. Elle juge, par ailleurs, que les ressources en huiles de schiste seraient un peu moins conséquentes que les ressources en gaz mais que l'augmentation de la production mondiale de pétrole d'ici 2035 sera néanmoins entièrement attribuable au pétrole non conventionnel.

À la suite de sa première publication, en avril 2011³, L'EIA a affiné ses estimations dans le cadre d'une nouvelle publication, datée de juin 2013⁴. Cette nouvelle publication intègre un plus grand nombre de données, mettant à jour les résultats par bassins publiés en 2011. Elle prend en compte les résultats de premiers travaux d'exploration menés en Argentine, en Chine, au Mexique et en Pologne. Par ailleurs, elle s'étend à un plus grand nombre de pays - 41 plutôt que 32 - et de bassins - 95 plutôt que 48 (hors États-Unis). Enfin, elle intègre des estimations de ressources en pétrole de roche mère.

L'estimation des ressources mondiales en gaz de roche mère est réévaluée de 10 % par rapport à ce qui avait été publié en 2011.

En 2013, l'EIA estime que **32 % des ressources techniquement récupérables en gaz naturel dans le monde sont non conventionnelles, de même que 10 % des ressources en pétrole**.

Quelles que soient les incertitudes, il est donc acquis que les ressources au niveau mondial sont très importantes.

¹ *United States Geological Survey (Institut d'études géologiques des États-Unis).*

² *World Energy Outlook 2012, Agence internationale de l'énergie (AIE).*

³ *"World Shale Gas Resources : An initial assessment of 14 regions outside the United States", EIA, avril 2011.*

⁴ *"Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources : an Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States", EIA, juin 2013.*

CARTE DES BASSINS D'HYDROCARBURES DE ROCHE-MÈRE (MAI 2013)



Source : EIA

En rouge : Bassins pour lesquels l'EIA a produit une estimation chiffrée

En beige : Bassins pour lesquels l'EIA n'a pas produit d'estimation chiffrée

RESSOURCES TECHNIQUEMENT RÉCUPÉRABLES EN HYDROCARBURES DE ROCHE MÈRE

	Ressources techniquement récupérables de gaz (en milliards de m ³)	Ressources techniquement récupérables de pétrole (en milliards de barils)
États-Unis	32.800	48
Chine	31.500	32
Argentine	22.700	27
Algérie	20 000	6
Canada	16.200	9
Mexique	15.400	13
Australie	12.400	18
Russie	8.100	75
Pologne	4.200	3
France	3.900	5
Total 41 pays + États-Unis	206.600	345

Source : EIA (juin 2013)

b) Des incertitudes fortes

Les estimations de l'EIA ont été établies par un consultant extérieur, *Advanced Resources International* (ARI), qui est une entreprise dédiée à la fourniture de services de consultation et de recherche dans les domaines des hydrocarbures non conventionnels et de la séquestration du CO₂, à l'intention d'organismes publics américains, de compagnies gazières et pétrolières et d'autres entreprises du secteur de l'énergie.

Les estimations publiées par l'EIA se fondent sur des informations publiques. Il s'agit de littérature technique et de données publiées par les entreprises. Elles se fondent aussi sur de précédents travaux non confidentiels d'ARI.

Quelques précisions doivent être apportées sur le champ exact de ces estimations :

- Elles portent sur les ressources techniquement récupérables, étant considéré que celles-ci représentent généralement 20 à 30 % des ressources en place.
- Elles n'intègrent pas de variables économiques (coûts de production, prix du gaz) et ne portent donc pas sur les réserves.
- Elles ne prennent pas en compte de données de surface (urbanisation des bassins, régime de propriété des sols et sous-sols, disponibilité d'eau pour la fracturation...).
- Elles n'incluent ni le pétrole et le gaz dits de réservoirs compacts, ni le gaz de houille, ni les hydrocarbures de roche mère offshore.

Les données publiées par l'EIA sont des **estimations sommaires réalisées par extrapolation de données de teneur en hydrocarbures issues de quelques sondages à l'ensemble de la superficie des bassins supposés, sans tenir compte de leur variabilité géologique**. Les auteurs de ces estimations sont eux-mêmes très circonspects sur la portée de ce travail, qualifié, en avril 2011, de « *premiers pas vers des évaluations à venir plus exhaustives des ressources en gaz de roche-mère* ».

Ce qui paraît acquis, c'est que les hydrocarbures non conventionnels sont **largement répandus** dans le monde et qu'ils sont **plus également répartis** entre les pays que les ressources conventionnelles.

Cette observation contredit les affirmations pessimistes sur la fin du pétrole (*peak oil*). La révolution n'est donc pas qu'énergétique. Elle a des conséquences géostratégiques car ces ressources, très présentes aux États-Unis, en Chine et en Europe, peuvent diminuer la dépendance aux fournisseurs traditionnels d'hydrocarbures conventionnels que sont la Russie et les pays du Moyen-Orient.

2. Les ressources des gisements non conventionnels en France

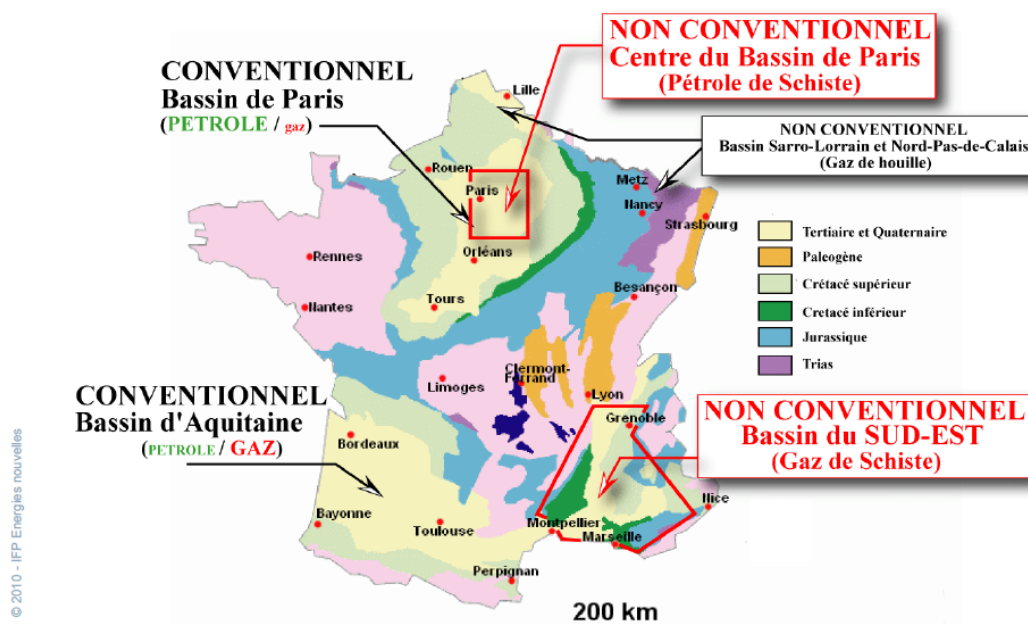
Pour la France, l'EIA avance, avec les restrictions indiquées ci-dessus, le chiffre de 3,9 Tm³ (soit 3 900 milliards de m³) de ressources techniquement récupérables en métropole, ce qui en ferait l'un des pays d'Europe les plus richement dotés en gaz de roche mère après la Pologne (4,2 Tm³). Le montant estimé pour la France a toutefois été révisé à la baisse – il s'élevait, en avril 2011, à 5,1 Tm³ - de même que pour la Pologne – pays pour lequel cette estimation s'élevait, en avril 2011, à 5,3 Tm³.

Pour la France, l'EIA indique que cette révision à la baisse se fonde sur une meilleure connaissance du bassin sud-est.

La probabilité associée à ces chiffres n'est pas connue. On peut néanmoins affirmer que la géologie des différents bassins sédimentaires, en région parisienne et dans le sud-est, est plutôt favorable à l'existence d'hydrocarbures de roche mère (huiles et gaz). Rappelons qu'en France, les bassins conventionnels que sont le bassin parisien et le bassin aquitain, sont exploités depuis plusieurs décennies, et ont donné lieu au forage de plus de 6 000 puits.

Pour les hydrocarbures de roche mère, les bassins identifiés sont le bassin parisien (principalement pour les huiles) et le bassin sud-est (principalement pour le gaz). Quant aux ressources potentielles en gaz de houille, dans les anciens bassins miniers de Lorraine et du Nord Pas-de-Calais, elles ont été précédemment évoquées (II).

LES BASSINS D'HYDROCARBURES CONVENTIONNELS ET NON CONVENTIONNELS EN FRANCE



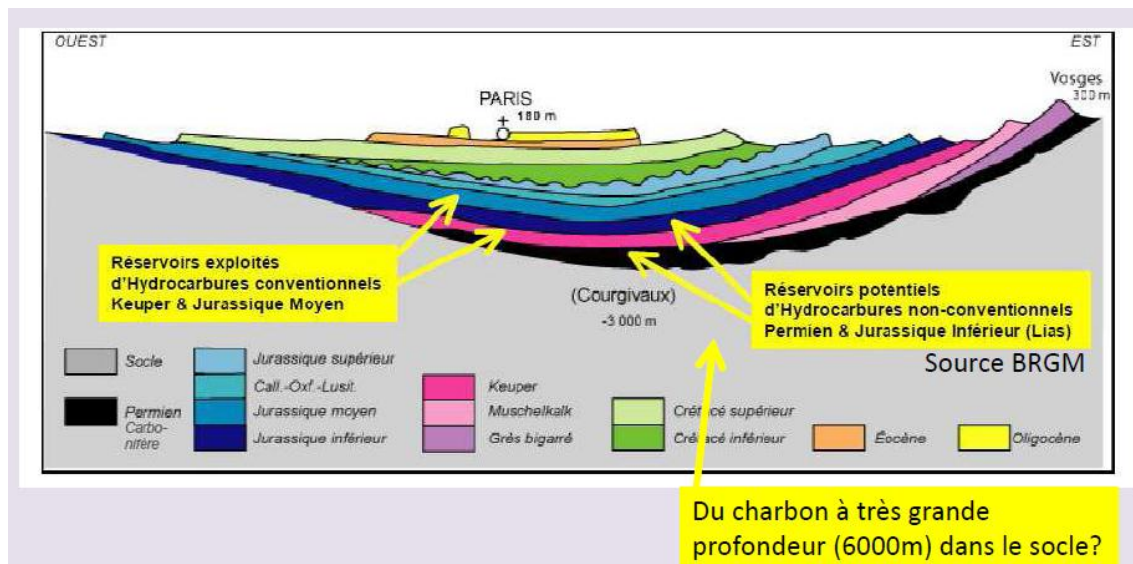
Source : IFPEN

a) Un potentiel important d'huiles de schiste dans le bassin parisien

Le bassin parisien présente un potentiel de production d'hydrocarbures liquides. Environ 2 000 forages ont été réalisés à ce jour dans ce bassin, qui est donc bien connu. Ces forages permettent de suspecter la présence d'une roche-mère prolifique. Les niveaux jugés les plus prometteurs sont le Lias (milieu de l'ère secondaire soit environ 180 millions d'années) et le Permo-carbonifère (fin de l'ère primaire soit environ 300 millions d'années).

Par ailleurs, du charbon et donc du gaz de houille pourraient être présents à très grande profondeur (6 000 m) sous le bassin parisien.

LES RÉSERVOIRS POTENTIELS DU BASSIN PARISIEN



Source : Bruno Goffé d'après BRGM

La société d'origine canadienne Vermilion a foré deux puits de recherches d'huile de roche-mère, notamment le puits de Champotran 29 qui est aujourd'hui productif et que vos rapporteurs ont visité. Au 1^{er} janvier 2011, 39 demandes de permis exclusifs de recherches visant l'huile de roche-mère du bassin parisien avaient été déposées.

Le rapport des CGEIET et CGEDD¹ a publié le chiffre de 800 millions de tonnes (soit 1 milliard de m³ ou 6,3 milliards de barils) de pétrole potentiellement récupérables dans le bassin parisien. Cette estimation est

¹ Les hydrocarbures de roche-mère en France, rapport initial et rapport complémentaire (février 2012), Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGEIET) et Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD).

réalisée par extrapolations à partir de données fournies par des opérateurs. Ses auteurs précisent qu'elle doit être examinée avec une extrême prudence, eu égard à l'imprécision des hypothèses sous-jacentes.

La société d'origine américaine Hess estime ce potentiel récupérable entre 125 et 800 millions de tonnes (soit entre 1 et 6,4 milliards de barils). La production raisonnablement envisageable sur l'ensemble du bassin parisien, en tenant compte des zones naturelles protégées, des zones d'habitation, de l'environnement physique et humain pourrait représenter, d'après cette entreprise, **entre 3 % et 20 % de la consommation quotidienne nationale pendant la durée de l'exploitation.**

Ces chiffres sont à comparer à une consommation annuelle française de pétrole de 80 millions de tonnes (pour une production annuelle domestique de moins de 1 million de tonnes).

Certains des interlocuteurs de vos rapporteurs ont comparé le potentiel du Bassin parisien à celui du Bakken, dans le Dakota du Nord (États-Unis), en raison de similitudes géologiques. Même si l'environnement physique et humain ne permet pas d'envisager en région parisienne une exploitation aussi intensive que dans certaines régions des États-Unis, ce potentiel ne peut être négligé.

b) Des réserves possibles de gaz dans le sud-est

Le bassin du sud-est (Cévennes, Ardèche) présente un potentiel de production de gaz. Ce « bassin » n'en constitue pas vraiment un du point de vue géologique. Il est plus complexe que le bassin parisien et moins bien connu puisqu'une trentaine de forages seulement y ont été réalisés.

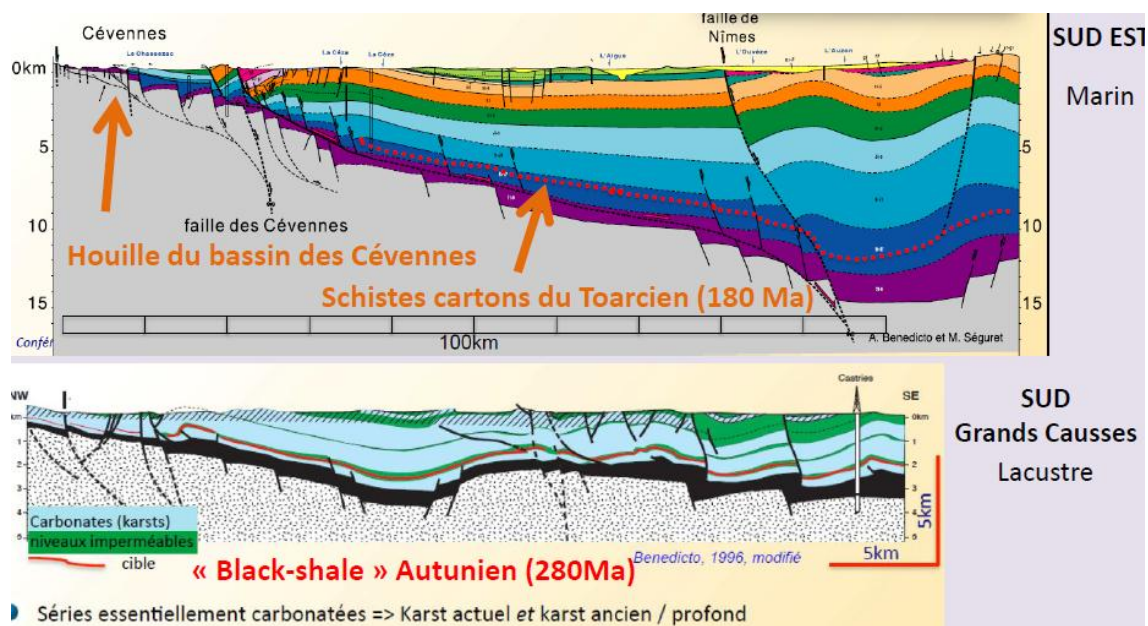
Ce bassin a été évoqué précédemment (III. A.) au titre des risques spécifiques associés à la fracturation hydraulique, si elle était pratiquée dans ce type d'environnement sans qu'aucune précaution ne soit prise. Nous évoquerons ici, plus précisément, les ressources potentielles de ce bassin.

Les roches-mères susceptibles de contenir des hydrocarbures sont essentiellement les schistes du Toarcien - qui sont des marnes (« schistes cartons ») riches en matière organique déposées il y a environ 180 millions d'années - et de l'Autunien - qui sont des argiles sombres (*black shales*), discontinus sur le bassin, et remontant à environ 280 millions d'années.

La présence d'hydrocarbures dépend de l'existence ou non d'un processus de maturation à des profondeurs suffisantes. La probabilité d'existence d'un tel processus dépend de la zone considérée. Elle est plus probable, par exemple, dans le sud des Cévennes que dans le nord.

On remarquera que du gaz de houille pourrait aussi se trouver enfoui très profondément dans des couches correspondant à environ 300 millions d'années (Stéphanien) dans la région d'Alès où des mines de charbon ont été exploitées du Moyen-Âge au vingtième siècle.

LES RÉSERVOIRS POTENTIELS DU BASSIN SUD-EST



Source : Bruno Goffé d'après Michel Séranne et Nicolas Arnaud (Université de Montpellier 2)

Trois permis exclusifs de recherches ayant pour objectif le gaz de roche-mère avaient été délivrés en 2010 à Total / Devon Energy (Montelimar) et Schuepbach / GDF Suez (Villeneuve de Berg, Nant). Aucun forage n'a été réalisé visant le gaz de roche-mère. **Ces permis ont été abrogés** le 12 octobre 2011, en application de la loi du 13 juillet 2011 prévoyant l'abrogation des permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à la fracturation hydraulique.

Le rapport des CGEIET et CGEDD donne un chiffre de 500 milliards de m³ de gaz pour les trois permis précités, d'après des données fournies par les titulaires de ces permis, non validées par des tests d'exploration.

Ces chiffres doivent être comparés à une consommation annuelle française de gaz qui s'élève à 44 milliards de m³ par an pour une production annuelle de 0,8 milliard de m³.

Tous les permis couvrant la zone ici étudiée n'ont toutefois pas été abrogés. Les permis qui demeurent valides sont ceux, respectivement, des Plaines du Languedoc (attribué à la société Lundin), de Navacelles (en cours de mutation), de la Plaine d'Alès (également en cours de mutation) et du Bassin d'Alès (attribué à Mouvoil). Les responsables de la DREAL¹ Languedoc-Roussillon, rencontrés par vos rapporteurs lors de leur déplacement à Montpellier, ont fait état des **divers blocages affectant aujourd'hui ces permis** : demandes de retrait, arrêtés municipaux

¹ Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement.

interdisant les travaux, recours en excès de pouvoir contre la décision implicite de ne pas abroger les permis, demandes d'information diverses...

Cette situation témoigne d'un blocage qui ne concerne pas que la question des hydrocarbures de roche-mère. La société Lundin a, en effet, clairement indiqué dans un recours gracieux à l'encontre d'un arrêté municipal interdisant la circulation de camions vibreurs et d'engins de chantier destinés à la prospection et l'exploitation d'hydrocarbures, que rien ne justifiait la crainte d'une exploration ou d'une exploitation de « gaz de schiste » dans la région : *« Il est très clair que le Permis des Plaines du Languedoc n'a pas été attribué pour rechercher du gaz de schiste et que Lundin International n'a aucunement l'intention d'y exploiter du gaz de schiste. »*

Quant au permis détenu par la société MouvOil, il a fait l'objet d'un rapport d'expertise, demandé à M. Jean-Paul Deroin, professeur de géologie à l'Université de Reims – Champagne-Ardenne, par Mme Delphine Batho, alors ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie (voir l'encadré ci-dessous). Cette expertise géologique indépendante a été sollicitée dans le but, d'une part, d'identifier les différents niveaux géologiques susceptibles de contenir des hydrocarbures dans le bassin d'Alès, d'autre part, d'évaluer la pertinence du programme de recherches proposé par MouvOil et de définir si d'éventuels hydrocarbures pourraient être exploités sans recourir à la fracturation hydraulique. **L'étude indique la présence d'hydrocarbures, principalement liquides, susceptibles d'être exploités sans recourir à la fracturation hydraulique.** Ce rapport conclut également que la campagne de sismique-réflexion projetée par MouvOil est nécessaire à la meilleure connaissance géologique du secteur et que la technique d'acquisition par camion vibreur ne présente aucun danger pour l'environnement.

RÉSUMÉ DU RAPPORT D'EXPERTISE DE M. JEAN-PAUL DEROIN

Une expertise géologique a été sollicitée dans le but d'identifier les niveaux géologiques susceptibles de contenir des hydrocarbures dans le bassin d'Alès et d'évaluer la pertinence du programme de recherches proposé par la Société MouvOil et définir si d'éventuels hydrocarbures pourraient être exploités sans recourir à la fracturation hydraulique.

L'étude de la géologie du bassin d'Alès **indique la présence d'hydrocarbures**, principalement sous forme liquide ou gazeuse dans quatre niveaux asphaltiques des terrains tertiaires. Certains indices évoquent l'existence de niveaux à hydrocarbures dans les terrains situés sous le Tertiaire, dans le Crétacé supérieur.

Ces hydrocarbures de type huile lourde, riche en soufre peuvent être exploités **sans recourir à la fracturation hydraulique.**

Il n'existe pas d'autres ressources d'hydrocarbures conventionnels dans l'emprise des 1500-2400 m de profondeur avancée par MouvOil SA pour ses

forages exploratoires.

Deux niveaux renferment des hydrocarbures non conventionnels. Il s'agit des schistes houillers qui sont potentiellement producteurs de gaz de houille et des schistes-carton potentiellement producteurs de gaz de schiste dans le bassin du Sud-Est.

Les données géologiques et géophysiques sur le bassin d'Alès sont peu nombreuses alors que la structure géologique est complexe. Le recueil d'informations complémentaires est donc nécessaire dans la phase d'exploration.

La **campagne de géophysique** projetée par la Société MouvOil est nécessaire à la meilleure connaissance géologique du secteur. Cette campagne de sismique devra normalement être étalonnée sur au moins **un nouveau puits** (non prévu) et calée sur les puits existants.

La technique d'acquisition par camion vibreur ne présente aucun danger pour l'environnement. Il convient de noter que les opérations géophysiques sont étroitement dépendantes de l'occupation des sols (prise en compte des récoltes et vendanges) et du climat (éviter les précipitations automnales), ce qui réduit les créneaux d'acquisition dans le calendrier.

Les eaux souterraines et superficielles doivent être prises en considération dans tout projet de forage d'exploration.

Source : Permis exclusif de recherche d'hydrocarbures « Bassin d'Alès », Société MouvOil SA, Expertise réalisée à la demande de Mme la Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, diligentée par M. le Préfet du Gard, confiée à M. Jean-Paul Deroin, Professeur de Géologie à l'Université de Reims – Champagne-Ardenne (juin 2013).

Le collectif 07 Stop au gaz de schiste, rencontré par vos rapporteurs, conteste l'analyse du rapport Deroin, au motif que les objectifs originels de la société MouvOil auraient inclus l'exploration des roches-mères et que le rapport ne ferait pas état des vrais objectifs de cette société.

L'exploration des gisements d'hydrocarbures est donc entourée d'un climat de suspicion généralisée, qui n'est pas justifié, dans la mesure où tous les travaux d'exploration sont étroitement encadrés par l'administration : la détention d'un permis exclusif de recherches ne suffit pas pour démarrer des travaux ; encore faut-il faire valider un dossier d'ouverture de travaux qui inclut un descriptif des opérations de terrain projetées et une étude d'impact environnemental. Cette procédure garantit le respect des lois et règlements en vigueur. De plus, étant donné les moyens à mettre en œuvre pour réaliser des opérations de fracturation hydraulique, et l'étroite surveillance dont les sociétés détentrices de permis sont l'objet sur le terrain, de la part des municipalités et des organisations de protection de l'environnement, il paraît peu probable qu'une entreprise s'aventure à violer la loi du 13 juillet 2011. Vos rapporteurs ont été témoins directs d'opérations de fracturation hydraulique aux États-Unis : il ne paraît pas possible de s'y

livrer clandestinement. Les DREAL seraient en mesure de faire la différence entre un forage classique ou de fracturation hydraulique.

Par conséquent, vos rapporteurs estiment que les blocages rencontrés sur le terrain ne peuvent provenir que d'une **réticence vis-à-vis de toute forme d'exploration et d'exploitation de ressources fossiles quelles qu'elles soient.**

3. Des travaux à mener pour une meilleure connaissance de notre sous-sol

Ce tour d'horizon de nos ressources présumées en hydrocarbures de roche-mère met en évidence la **faiblesse de la connaissance du sous-sol français, faite de données qui sont, pour une large part, datées et dispersées.**

La plupart des informations géologiques existantes ont été établies entre les années 1950 et les années 1980. Les compagnies pétrolières ont accumulé un certain nombre de connaissances, qui ne sont pas toutes dans le domaine public. Les cartes du BRGM sont issues de levés effectués des années 1960 aux années 1980.

Ces lacunes de nos connaissances dans le domaine géologique ont été mises en évidence lors d'autres débats, par exemple pour le choix d'un site de stockage en profondeur des déchets radioactifs. **Elles sont préjudiciables à la recherche dans de nombreux domaines :** stockage de déchets ultimes, stockage d'énergie par exemple.

Comme nous l'avons écrit dans la partie consacrée aux risques associés à la fracturation hydraulique, mieux connaître notre sous-sol doit être une priorité non seulement pour l'évaluation des ressources en hydrocarbures mais aussi pour **mieux connaître l'hydrogéologie**, afin de prévenir les risques de pollution.

Un programme national d'acquisition et de gestion des données géologiques, dit **Référentiel Géologique de la France**, permettant de répondre à des enjeux multiples (eau, énergie, déchets, prévention des risques...), a été récemment lancé. Conçu par le BRGM, ce programme associe l'ensemble de la communauté géo-scientifique française. Il doit être encouragé.

Vos rapporteurs estiment nécessaires :

- de **rassembler les connaissances existantes** qui sont actuellement éparées, sous l'égide d'organismes tels que l'IFPEN et le BRGM ;
- de **mener des expérimentations, ainsi que des travaux à l'aide de techniques non invasives** telles que la sismique-réflexion, dans le cadre prévu par la loi du 13 juillet 2011 ;

- de **procéder *in fine*, dans un cadre juridique à définir**, à quelques dizaines de forages de tests, y compris avec emploi de la fracturation hydraulique ou d'autres techniques de stimulation, dont l'utilisation est nécessaire pour connaître le taux de récupération des hydrocarbures présents.

a) Recenser les connaissances existantes

La réduction des incertitudes implique la **réalisation d'un inventaire des ressources**, comme l'a fait la filiale de l'IFPEN, Beicip-Franlab, par exemple, pour l'Algérie et l'Arabie saoudite.

Cet inventaire pourrait être demandé à des organismes tels que l'IFPEN et le BRGM.

L'IFPEN propose, par exemple, d'évaluer le potentiel des ressources en hydrocarbures non conventionnels pour la France, à partir d'un **recensement des connaissances existantes, mais aussi de prélèvements d'échantillons sur le terrain et de modélisation**.

Un **examen des résultats des forages** passés, notamment des 2 000 forages réalisés dans le Bassin parisien, **permettrait à lui seul d'affiner les chiffres** incertains mentionnés précédemment.

**PROPOSITION POUR L'ÉVALUATION DU POTENTIEL DES RESSOURCES EN
HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS EN FRANCE**

L'objectif du travail proposé est de réaliser un inventaire des différentes ressources en hydrocarbures non conventionnels en France, de procéder à une première quantification et d'évaluer l'impact technico-économique qu'impliquerait leur mise en production. Des recommandations seraient émises pour aider à la gestion du domaine minier français en ce qui concerne le développement de ces nouvelles ressources.

L'évaluation quantitative porterait sur deux bassins : le bassin du sud-est pour les gaz de schiste et le bassin de Paris pour les pétroles de schiste. La quantification sera réalisée en procédant à la modélisation du potentiel à l'aide du logiciel TemisFlow développé par IFPEN et commercialisé par Beicip-Franlab.

Bassin du Sud-Est : La phase d'exploration date de la fin des années 1950 et du début des années 1960. Cette phase d'exploration n'a pas abouti à des découvertes commerciales. Les données sont donc anciennes et disparates. Dans ce type de bassin, immature en ce qui concerne l'exploration pétrolière et complexe du point de vue sédimentaire et tectonique, le potentiel pétrolier (s'il existe) reste encore à définir. Son évaluation passe par l'utilisation de concepts géologiques nouveaux (coupes équilibrées, modélisations stratigraphiques et modélisation du système pétrolier). Du fait de données disparates, on étudiera les systèmes pétroliers dans leur ensemble sans distinguer les hydrocarbures conventionnels ou non conventionnels. Toutefois, afin d'améliorer la qualité des

données on procédera à deux missions de terrain pour procéder à l'analyse structurale de la zone et s'assurer de la cohérence des coupes régionales. Des échantillons de roche mère seront prélevés afin de procéder à leur analyse au laboratoire.

Bassin de Paris : L'exploration pétrolière conventionnelle a permis d'acquérir des connaissances géologiques importantes sur les différents systèmes pétroliers. De très nombreux puits, lignes sismiques et échantillons de roches-mères et de réservoirs permettent de contraindre un modèle géologique. En s'appuyant sur ces données, des études peuvent être rapidement entreprises afin de quantifier ce potentiel.

Le coût global d'une telle évaluation (tarif 2012) est estimé à 1,75 millions d'euros.

Source : IFPEN

b) Actualiser les connaissances grâce à la sismique

Outre le rôle qu'elle peut jouer dans le contrôle des risques inhérents à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, la sismique est susceptible d'être utilisée pour évaluer la ressource, soit par des organismes publics (BRGM, IFPEN), soit par des compagnies pétrolières et gazières.

Cette technique a été présentée à vos rapporteurs par la société CGG (Compagnie générale de géophysique).

Le principe de base de la sismique est celui de l'échographie, appliquée au sous-sol : une onde sonore est émise et l'écho de cette onde renvoyé par les différentes couches du sous-sol est analysé pour produire une « photographie » de celui-ci. C'est une technologie relativement ancienne qui a connu de nombreuses améliorations grâce aux progrès scientifiques, notamment dans les domaines des mathématiques, de l'informatique et de l'électronique. Il est possible aujourd'hui de produire des images tridimensionnelles d'une grande précision.

Il s'agit d'une technologie non invasive et non destructive. Le sous-sol n'est traversé que par une onde sonore émise par une source sismique (camion vibreur ou explosif de faible intensité pour les acquisitions terrestres, « canon à air » pour les opérations en mer). Cette onde sonore est d'intensité infinitésimale. Le dispositif de réception est ainsi capable de détecter des mouvements de la taille d'un atome d'or.

Aujourd'hui, les compagnies pétrolières ont recours de façon quasi-systématique à l'analyse sismique, y compris dans le secteur non conventionnel, par le biais de sociétés de services parapétroliers tels que CGG, Western Geco (filiale de Schlumberger), BGP (société chinoise) et PGS (société norvégienne).

La sismique permet de découvrir de nouveaux gisements et d'en affiner la phase exploratoire, avant d'envisager une deuxième phase d'exploration par percement de puits. Elle permet aussi de sélectionner les régions du sous-sol dans lesquelles la fracturation donnera les meilleurs résultats et d'identifier les failles existantes dans le sous-sol, que le puits devra éviter. L'utilisation de la sismique permet d'optimiser la phase d'exploration ; elle est donc susceptible de permettre une réduction du nombre de puits à forer.

Étant donné l'innocuité de cette technique, vos rapporteurs ont été surpris de constater qu'elle était **interdite pour la recherche d'hydrocarbures non conventionnels, par une circulaire du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie du 21 septembre 2012¹** prise en application de la loi du 13 juillet 2011 qui n'a pourtant interdit « que » l'usage de la fracturation hydraulique.

Cette circulaire dispose, en effet, que « *les travaux d'exploration par campagnes de géophysique utilisant la technique de sismique réflexion* », dont il est pourtant reconnu qu'ils sont « *nécessaires pour mieux connaître la nature du sous-sol* », « *ne pourront être réalisés que dans les zones géographiques où cela peut être justifié par la recherche d'hydrocarbures conventionnels* ».

Cette disposition signifie que l'on n'interdit pas simplement l'usage d'une technologie (la fracturation hydraulique) ; **on refuse en réalité purement et simplement de savoir ce que recèle notre sous-sol.**

La circulaire suppose que l'on peut définir des zones géographiques propices à la présence de ressources conventionnelles et d'autres plutôt susceptibles de renfermer des ressources non conventionnelles. La réalité du terrain est beaucoup plus complexe puisque ce sont souvent dans les mêmes zones, par exemple dans le Bassin parisien, que le sous-sol est susceptible de contenir un *continuum* de ressources de diverses natures, ce que la sismique peut justement avoir pour objet d'aider à établir. La circulaire précitée est donc quelque peu absurde ; mais surtout, elle va bien au-delà de la loi qu'elle applique.

Il est, certes, peu probable qu'un opérateur pétrolier entreprenne des travaux d'exploration de grande ampleur, reposant sur la sismique et portant spécifiquement sur les ressources non conventionnelles, étant donné l'interdiction, à l'heure actuelle, de tout débouché en termes d'exploitation.

Il n'est néanmoins pas opportun de s'interdire ainsi de mieux connaître le sous-sol, quelle que soit la technique employée, surtout si elle est inoffensive pour l'environnement.

Vos rapporteurs soulignent que, pour la première phase d'exploration décrite ci-dessus – recensement des connaissances existantes,

¹ Circulaire du 21 septembre 2012 relative aux permis de recherche d'hydrocarbures et aux travaux d'exploration (figurant en annexe du présent rapport).

expérimentations, modélisation, usage de techniques non invasives telles que la sismique – la loi de 2011 ne constitue pas un obstacle puisqu'elle n'interdit que l'exploration et l'exploitation par fracturation hydraulique.

c) Des forages d'exploration nécessaires

Le recensement des connaissances existantes, l'analyse, la modélisation et l'usage de la sismique peuvent faire progresser les connaissances sur la ressource et permettre d'affiner les chiffres publiés par l'administration américaine. **Mais pour évaluer précisément nos réserves, il sera nécessaire de procéder à des forages, afin de permettre des tests de production.** Ces tests sont seuls à même de déterminer le taux de récupération des hydrocarbures dans chaque zone considérée.

D'après les informations recueillies auprès des scientifiques et des compagnies pétrolières, **une vingtaine de forages pourraient être suffisants pour évaluer les réserves du bassin parisien ; à l'échelle de la France, quelques dizaines de forages sont à envisager.** Ce chiffre est à mettre en regard de la quarantaine de puits à fracturation hydraulique déjà forés en France sans conséquences notables. En Pologne, ce sont 200 puits d'exploration qui seront forés jusqu'en 2016, dont 39 avant la fin de 2013.

La réalisation de ces forages d'exploration nécessiterait la mise en place **d'un cadre juridique dérogatoire à la loi du 13 juillet 2011.** Il pourrait s'agir d'exceptions strictement encadrées par la loi, pour une durée temporaire, et sous le contrôle des administrations compétentes, s'agissant des modalités des opérations effectuées, afin de garantir leur innocuité pour l'environnement.

B. UN IMPACT ÉCONOMIQUE POTENTIELLEMENT IMPORTANT

Si, aux États-Unis, l'impact économique de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère est avéré, cet impact est toutefois difficilement transposable à l'Europe, en l'absence de connaissance précise de nos réserves.

Ce qui est certain, c'est que la « révolution énergétique » américaine a des retombées en termes de compétitivité, au détriment des entreprises situées sur le sol européen.

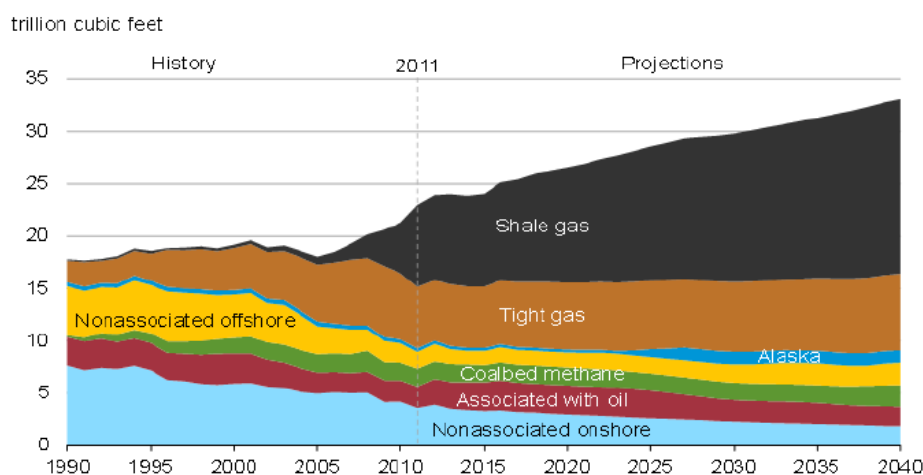
1. Aux États-Unis d'Amérique, un impact économique très important sans effet d'éviction notable sur les énergies renouvelables

Selon les dernières estimations de l'agence américaine d'information sur l'énergie (EIA), les États-Unis recèleraient 1,161 trillion de pieds cubiques

(TcF)¹ de réserves de gaz non conventionnel et 48 milliards de barils de pétrole non conventionnel. Par comparaison, les chiffres respectifs pour la France seraient de 137 TcF² de gaz (un peu plus de 8 fois moins) et 4,7 Mds de barils de pétrole (un peu plus de 10 fois moins).

Toute extrapolation de la situation américaine serait hasardeuse, mais on ne peut que constater le très fort impact du développement de la production d'hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis depuis 10 ans. Il y a cinq ans, les États-Unis s'apprêtaient à importer massivement du gaz et du pétrole, ils visent désormais une quasi-autosuffisance à moyen terme.

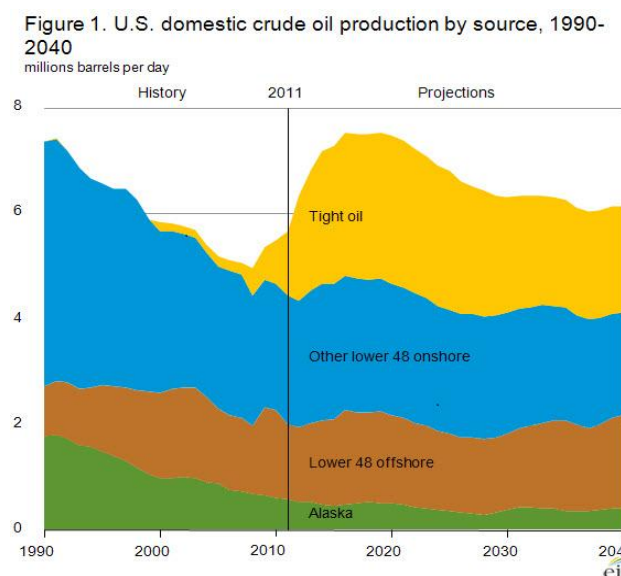
Figure 1. US Gas Production, 1990–2040 (Projected)³



Source : *Ressources for the future (d'après EIA)-
The state of state shale gas regulation- mai 2013*

¹ Soit 32 800 milliards de m³

² Soit 3 900 milliards de m³



Source : EIA Annual energy outlook 2013

a) Un impact économique très important

Les schémas ci-dessus dénotent un certain découplage entre le gaz et le pétrole : la production de gaz est significativement accrue, selon l'US Geological Service, les réserves non conventionnelles (*shale gas*, *tight gas* et *coalbed methane*) seraient équivalentes à 100 ans de la consommation américaine d'aujourd'hui. Pour ce qui est du pétrole, les réserves non conventionnelles (*tight oil*, en jaune) ne font que différer une baisse de production qui paraît inéluctable à moyen terme. Toutefois, à très court terme, on observe actuellement une progression de la production de pétrole non conventionnel, tandis que celle du gaz tend à se stabiliser en 2013 autour de 25 Mds de pieds cubes par jour (bcfd).

Ainsi, selon l'EIA, les États-Unis pourraient devenir exportateurs nets de gaz en 2020, mais resteraient importateurs de pétrole, à hauteur de 37 % de leurs besoins en 2040 (contre 45 % en 2011).¹

L'impact économique de la production d'hydrocarbures non conventionnels peut être mesuré à partir de cinq variables fondamentales : les prix, la balance des transactions courantes, la croissance, l'emploi et les déficits publics².

Les **prix** du gaz ont fortement baissé aux États-Unis, passant de 15 dollars/MBtu³ en 2008 à 4 dollars en 2013 (après une baisse jusqu'à 3

¹ Réponse écrite de Mr Christopher Smith, Secrétaire adjoint à l'énergie (Principal Deputy Assistant Secretary and Acting Assistant Secretary for Fossil Energy).

² La plupart des études sur les effets économiques globaux des hydrocarbures non conventionnels ont été réalisées par le cabinet d'expertise économique pour l'industrie IHS (www.ihs.com).

³ Mbtu : million de British technical unit, unité utilisée sur le marché du gaz.

dollars), ce qui est 2,5 à 3 fois moins élevé qu'en Europe. Le découplage avec le pétrole s'observe là aussi, car le marché du pétrole reste très mondialisé : si les prix du gaz sont maintenant distincts aux États-Unis et dans le reste du monde, ceux du pétrole restent du même ordre de grandeur. Cela a pour effet d'inciter à la substitution de gaz au pétrole, par exemple dans les services de transports collectifs.

La baisse des prix du gaz pourrait permettre une baisse des prix de l'électricité de 10 % selon IHS¹. Elle a, en outre, un effet favorable sur les industries fortement consommatrices d'énergie : verre, acier, ciment, aluminium, chimie, secteurs dont la production pourrait croître de 2,9 % en 2017 par rapport à 2011, et de 4,7 % jusqu'en 2035. Une partie de cette production supplémentaire proviendrait de la relocalisation d'activités, ou d'investissements nouveaux qui auraient pu être effectués à l'étranger si les prix n'avaient pas baissé. Il faut toutefois observer que la faiblesse du prix du gaz n'est pas favorable aux producteurs eux-mêmes, qui peuvent se trouver aux limites de la rentabilité de l'exploitation, ce qui empêchera très vraisemblablement les prix de baisser davantage (ils resteront au-dessus de 3\$/Mbtu).

La **balance commerciale** liée au gaz s'est améliorée en valeur absolue de 7,6 Mds \$ entre 2006 et 2011. Selon IHS, en l'absence de l'augmentation de la production liée aux hydrocarbures non conventionnels de 2008 à 2012, la balance commerciale de 2012 aurait été détériorée de 170 Mds \$ (100 pour le gaz, 70 pour le pétrole). Les experts s'attendent à une amélioration de la balance des transactions courantes américaine dans les prochaines années (actuellement très dégradée à -695 Mds \$).

La **croissance économique** pourrait augmenter structurellement de 2 points de Produit intérieur brut à l'horizon 2035 selon IHS, qui estime la contribution des hydrocarbures non conventionnels au PIB américain à 237 Mds \$ en 2012. Selon Price Waterhouse Coopers (PWC), la contribution supplémentaire de l'industrie à la croissance pourrait être de 0,5 point à l'horizon 2025 grâce au surcroît d'activité occasionné par les hydrocarbures non conventionnels.

L'**emploi** a fortement bénéficié des retombées de l'augmentation de la production et de la baisse des prix. Selon IHS, l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels compte 1,7 million d'emplois (directs et indirects) en 2012², chiffre qui pourrait grimper à 3 millions en 2020. Le Dakota du nord est un exemple emblématique du phénomène : 60 000 emplois y auraient été créés en 2011 selon l'Université de l'État, et cet État est, avec 3 % de chômage, le premier des États-Unis en termes d'emploi (il était 10^{ème} en 2000) selon l'administration du travail des États-Unis. Selon

¹ Information Handling Services (société de services d'information économique et de marché).

² Il s'agit du nombre d'emplois total du secteur et non d'un nombre d'emplois « créés », lequel devrait tenir compte d'éventuels effets de substitution entre cette activité et d'autres.

PWC, le nombre d'emplois industriels indirects créés grâce au développement de cette activité pourrait s'élever à 1 million à l'horizon 2025.

Enfin, s'agissant des **finances publiques**, l'impact est également très positif, puisque selon IHS, le secteur a occasionné 62 Mds \$ de recettes fiscales pour l'Etat fédéral, les États producteurs et les communes concernées en 2012. Ce chiffre est attendu à 111 Mds \$ en 2020, le total pouvant s'élever à 2 500 Mds sur les 25 prochaines années.

b) L'absence d'effet d'éviction notable sur les énergies renouvelables

À leur arrivée dans la capitale fédérale américaine, vos rapporteurs ont eu une réunion de cadrage avec l'ambassadeur de France, lequel leur a indiqué qu'à son avis, l'essor des hydrocarbures non conventionnels n'altérerait pas la volonté de l'administration fédérale de développer les énergies renouvelables et de réduire les émissions de gaz à effet de serre. L'ambassadeur a d'ailleurs ajouté que les États-Unis suivaient de près les avancées du concept de développement durable venues de notre pays.

Cette tendance paraît contraire à l'inquiétude qui se fait parfois jour, d'un éventuel effet d'éviction des hydrocarbures non conventionnels sur les énergies renouvelables : le fait de repousser dans le temps les échéances de l'épuisement des ressources d'hydrocarbures pourrait entraîner une interruption dans le développement des énergies vertes. Il n'est bien sûr pas possible de dire que la nouvelle situation n'a aucun impact, en revanche on peut dire avec certitude que cela ne s'est pas traduit aux États-Unis par l'abandon de ces filières, bien au contraire.

De fait, les énergies renouvelables représentent 13 % du bouquet énergétique des États-Unis (contre 9 % en France). Le graphique ci-dessous (consommation d'énergie de 1880 à 2010) témoigne de l'essor récent des renouvelables avec au premier rang, comme en France, le bois (*wood*) et l'hydroélectricité (*hydroelectric*), très largement dominants parmi les renouvelables, comme en France où le bois et l'hydroélectricité forment actuellement les deux tiers de la consommation d'énergie renouvelable. Les énergies solaire et éolienne (qui figurent sur la dernière courbe « *non-hydro/bio-renewables* ») ne jouent encore qu'un rôle très marginal, mais se développent proportionnellement très rapidement, comme on le constate aussi en France.

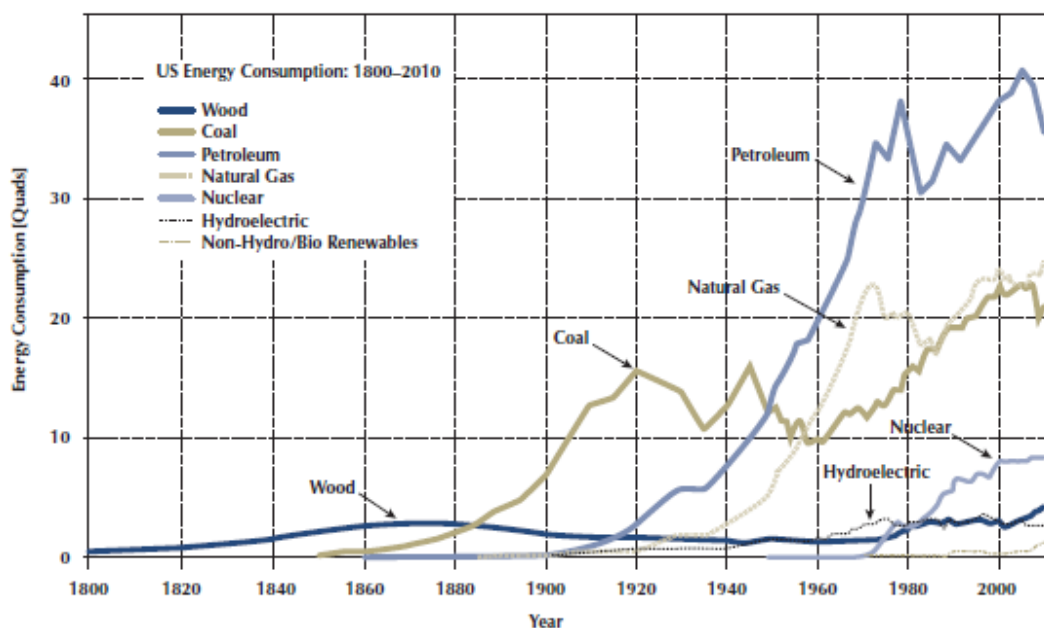
À la fin de l'année 2012, les États-Unis détenaient une puissance installée d'énergie éolienne de 60 GW, supérieure à celle de l'Allemagne, mais inférieure à celle de l'Union européenne prise globalement (109 GW). La puissance solaire photovoltaïque s'élève à 7,4 GW, inférieure à celle de l'Allemagne (32,2 GW) mais supérieure à celle de la France (4 GW).

Les projets actuellement en cours aux États-Unis sont parmi les plus importants du monde, comme par exemple celui de l'industriel Warren Buffett d'installer avant 2015 une centrale solaire de 579 MW dans le désert

de Mojave (Californie), soit une puissance dont l'ordre de grandeur est comparable à celui d'une centrale nucléaire. Vos rapporteurs observent d'ailleurs que la Californie a également été pionnière dans l'énergie éolienne, des milliers d'éoliennes y sont installées et cet État figure parmi les principaux producteurs d'électricité éolienne des États-Unis. Cela n'a pas empêché les parlementaires californiens de rejeter cette année un éventuel moratoire sur l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels.

En Quad : unité anglo-saxonne égale à 10^{15} BTU

FIGURE 1: Total U.S. Energy Consumption, 1800 to 2010



Source: Energy Information Administration, "Annual Energy Review," Table 1.3. September 2012. Available at: <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/index.cfm#summary>

Note: Wood, which was the dominant fuel in the United States for the first half of the 19th century, was surpassed by coal starting in 1885. Coal as the dominant fuel was surpassed by petroleum in 1950. Within one to two decades, natural gas might surpass petroleum as the dominant energy provider.

*Extrait de : Center for climate and energy solutions,
"Leveraging natural gas to reduce greenhouse gas emissions", juin 2013.*

2. Dans l'Union européenne, un impact économique potentiel difficilement mesurable en raison de l'incertitude sur les ressources

Il ne serait pas raisonnable de tenter de tirer de la situation américaine des enseignements directs pour l'économie de la France et *a fortiori* celle de l'Union européenne.

Mais les enjeux plaident pour qu'une étude sérieuse de prospective économique soit menée quant aux conséquences de l'éventuelle exploitation des hydrocarbures non conventionnels, comme le propose l'économiste Thomas Porcher¹.

Pour cela, il est nécessaire de connaître les réserves éventuellement recelées par le sous-sol français avec une précision suffisante.

a) Des effets incertains sur les prix de l'énergie et l'emploi dans l'Union européenne

La banque Natixis (M. Patrick Artus), le cabinet SIA conseil, le cabinet Roland Berger se sont livrés à des tentatives d'évaluation de l'impact économique potentiel des hydrocarbures non conventionnels et ont conclu que **l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels aurait des effets bénéfiques sur l'économie française, tandis que, à l'inverse, les gains de compétitivité des États-Unis mettraient l'Union européenne en difficulté en cas de *statu quo*.**

Dans le scénario haut du cabinet Roland Berger², l'évaluation conduit aux résultats suivants pour l'année du pic de production : 180 000 emplois (directs, indirects et induits) au sein de la filière hors impacts liés à une éventuelle hausse de la compétitivité des entreprises ; une production correspondant à près de la moitié de la consommation nationale de pétrole et près des deux tiers de la consommation en gaz de 2011 ; et, enfin un impact annuel sur la balance commerciale de l'ordre de 30 milliards d'euros. Le prix de revient du baril de pétrole décroîtrait de 31 dollars à 18 dollars entre 2020 et 2030 par effet d'apprentissage. Le prix de revient de production du gaz de roche-mère décroîtrait quant à lui de 25 à 15 euros / MWh sur la même période. Les volumes de production française seraient cependant probablement insuffisants pour faire varier significativement les prix de gros sur les marchés. Quant au nombre d'emplois, l'étude souligne qu'il dépendrait des dépenses d'investissement, donc du nombre de puits en cours de forage, non du nombre de puits en exploitation à un moment donné. Un développement lent du nombre de puits serait donc peu

¹ « Le mirage du gaz de schiste », Thomas Porcher, Max Milo Éditions (2013).

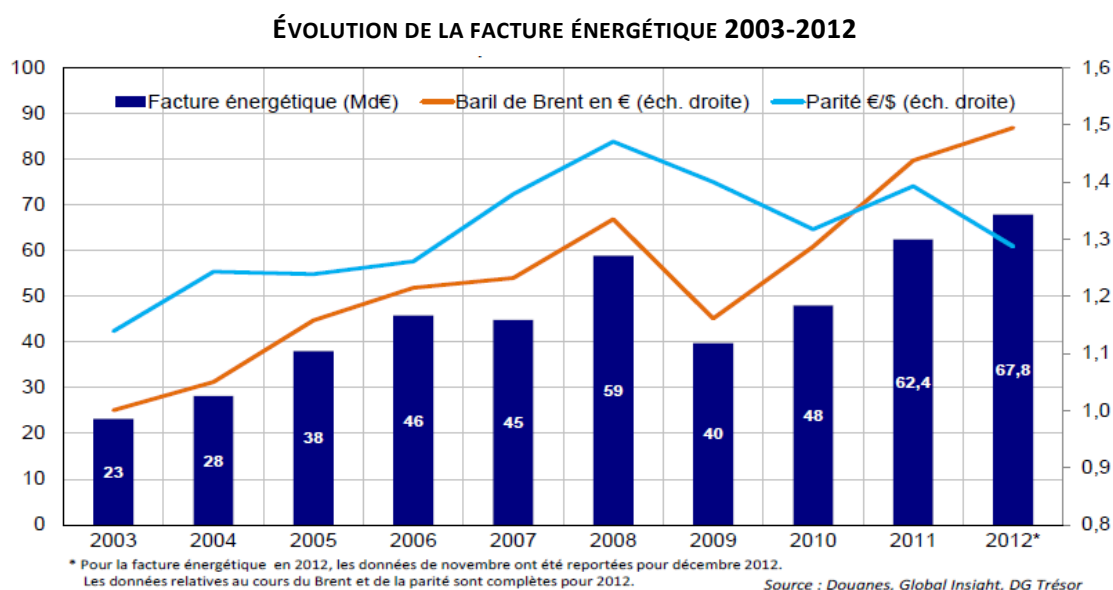
² « Les hydrocarbures non conventionnels en France : la décision du Conseil constitutionnel, et après ? », Roland Berger Strategy Consultant (RBSC), octobre 2013.

générateur d'emplois pour la filière. Étant donné les incertitudes existantes toutefois, l'étude juge **qu'il n'est pas possible de conclure de manière certaine à l'existence d'un manque à gagner lié à l'interdiction de la fracturation hydraulique.**

Vos rapporteurs estiment que, si l'on ne connaît pas l'ampleur des effets qu'aurait un développement des hydrocarbures non conventionnels en Europe, **cet impact serait quoi qu'il en soit significatif sur la balance commerciale et les bassins locaux d'emplois.**

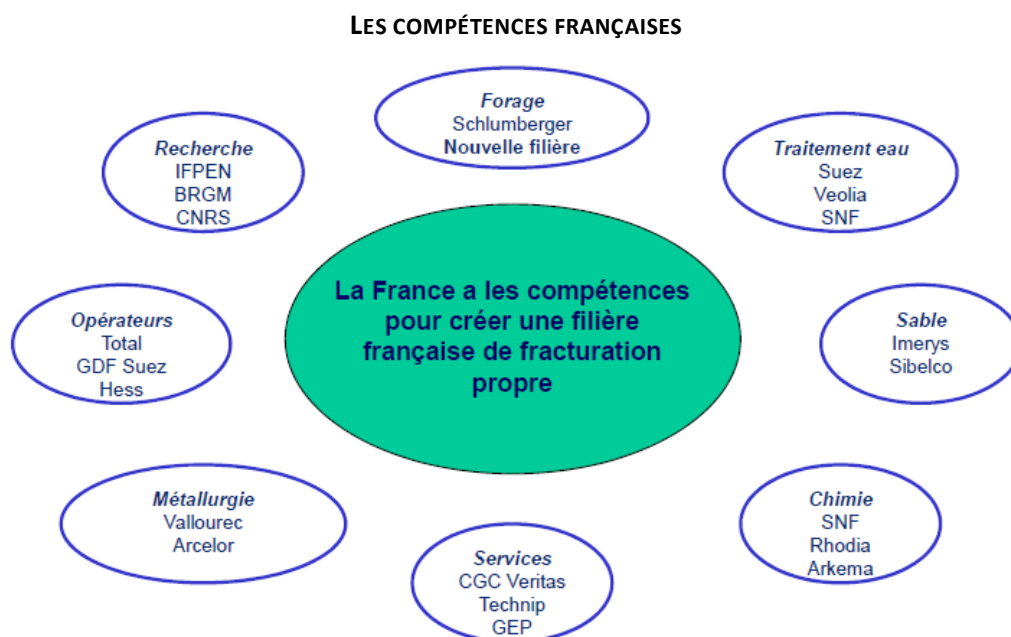
La dépendance énergétique de la France est aujourd'hui presque totale s'agissant du pétrole et du gaz. Notre facture énergétique s'élève à 68 Mds€ en 2012, ce qui représente 83 % du déficit commercial (hors matériel militaire). Cette facture a connu une dégradation importante au cours de la dernière décennie. Nous ne produisons guère plus de 1 % du pétrole et du gaz que nous consommons. Or le pétrole et le gaz représentent toujours une part importante de notre consommation d'énergie primaire (respectivement 31 % et 15 %). **La France ne pourra pas se passer des énergies fossiles au cours des prochaines décennies, même si leur place est amenée à décroître à long terme.** Tous les scénarios présentés lors du débat national sur la transition énergétique prévoient d'ailleurs que le recours aux hydrocarbures restera significatif aux horizons 2030 et 2050.

Qui plus est, en préambule à son étude précitée, le cabinet Roland Berger mentionne qu'il est « *vraisemblable que la France se fournisse déjà en diesel raffiné à partir de pétrole de schiste américain puisque les États-Unis sont un fournisseur historique du diesel français* ». Dans la mesure où nos besoins en pétrole et en gaz ne vont pas disparaître du jour au lendemain, **il est probable que nous soyons contraints, à l'avenir, de nous fournir en pétrole et en gaz provenant de gisements non conventionnels à l'étranger.** Si tel était le cas, il paraîtrait alors encore plus absurde qu'aujourd'hui de refuser d'étudier la possibilité de consommer nos propres ressources plutôt que de procéder à des importations.



Il ne s'agit pas, bien évidemment, d'accroître la part des ressources fossiles dans notre bilan énergétique. Il s'agit, au contraire, de poursuivre la transition énergétique, de façon réaliste, en préférant consommer nos propres ressources – si elles existent et que leur exploitation se révèle rentable – de manière à réduire les importations massives de l'étranger.

Enfin, le secteur pétrolier et parapétrolier français a fait naître des entreprises de stature internationale (Total, Schlumberger, Technip, CGG, Vallourec...). La France est le deuxième exportateur mondial d'équipements et de services à l'industrie des hydrocarbures. **Cette compétence doit continuer à être développée, faute de quoi ces entreprises iront les exercer à l'étranger.** Aujourd'hui, le fait est que les entreprises françaises cherchent surtout à se positionner à l'étranger, aux États-Unis notamment, ce qui est un enjeu beaucoup plus important pour elles que la France.



Source : SNF Floerger¹

b) La « révolution énergétique » américaine : une menace pour l'industrie européenne

L'impact économique régional d'une exploitation gazière peut être fort, comme ce fut le cas pour le bassin de Lacq, qui a attiré tant des industriels que des universitaires et qui a créé un environnement favorable au développement économique régional.

L'exploitation de nouvelles ressources est, plus généralement, à l'échelle du territoire national, susceptible de contribuer à la compétitivité de l'industrie dans d'autres secteurs. Aux États-Unis, le prix du gaz pour les industriels est aujourd'hui trois fois inférieur à son prix en France. **Des délocalisations d'entreprises françaises outre-Atlantique sont à craindre**, en raison de l'écart de compétitivité que la manne gazière et pétrolière a créé entre les États-Unis et l'Europe.

La situation est particulièrement inquiétante pour l'industrie pétrochimique européenne. Les hydrocarbures représentent, en effet, la principale matière première de cette industrie. Comme le montre un récent rapport² de l'Institut français des relations internationales (IFRI), **la baisse du prix de l'énergie est un atout considérable pour l'industrie pétrochimique des États-Unis, actuellement en plein essor. L'éthane, gaz**

¹ SNF Floerger est une entreprise française spécialiste, au niveau mondial, de la production de polymères solubles dans l'eau.

² « Impact du développement du gaz de schiste aux États-Unis sur la pétrochimie européenne », Institut français des relations internationales (IFRI), Sylvie Cornot-Gandolphe (octobre 2013).

naturel contenu dans les gisements non conventionnels, est la matière première principalement utilisée par les industriels américains pour la fabrication d'éthylène, dont le prix a chuté de 55 % entre 2008 et 2012. Contrairement aux Américains, les industriels européens utilisent principalement le **naphtha**, issu du raffinage du pétrole. Son prix, lié à celui du pétrole, a augmenté de 19 % entre 2008 et 2012.

Dès lors, les pétrochimistes européens vont se trouver très bientôt confrontés à une vive concurrence en provenance des États-Unis, dès lors que les investissements actuellement en cours produiront leurs effets. **À l'avenir, il est probable que l'Union européenne deviendra importatrice d'éthylène et d'éthane américains.**

L'avantage compétitif acquis dans le domaine de la pétrochimie se répercute, en aval, sur une grande partie de l'industrie manufacturière. En effet, comme le remarque le rapport précité *« les produits issus de la pétrochimie vont servir à fabriquer des matières plastiques (et autres dérivés) utilisés dans pratiquement toutes les branches de l'industrie manufacturière. Il s'agit donc d'un précurseur de la bonne ou mauvaise santé à venir de l'économie d'une région »*.

V. QUELLES PROPOSITIONS POUR PRÉSERVER L'AVENIR ?

1. Appliquer pleinement la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 : renouer un dialogue pérenne entre l'État et l'industrie

Constat :

La loi du 13 juillet 2011 a été validée par le Conseil constitutionnel le 11 octobre 2013. Cette loi n'a, à ce jour, été mise en œuvre que dans son volet « interdiction ». Elle a abouti *de facto* à proscrire toute forme de recherche sur les hydrocarbures non conventionnels alors que la France possède toutes les compétences scientifiques, techniques et industrielles, à tous les niveaux, pour mettre en place une filière de fracturation propre, tirant les enseignements des expériences étrangères.

Propositions :

Mettre en œuvre la loi du 13 juillet 2011 dans toutes ces composantes c'est-à-dire :

- a) *Mettre en place la Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux*

Cette Commission, prévue par l'article 2 de ladite loi, a « *notamment pour objet d'évaluer les risques environnementaux liés aux techniques de fracturation hydraulique ou aux techniques alternatives* » et est chargée d'émettre « *un avis public sur les conditions de mise en œuvre des expérimentations réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public, prévues à l'article 4* ». À ce jour seul le Sénat a nommé son représentant au sein de cette commission, pourtant créée par un décret en Conseil d'État en date du 22 mars 2012.

- b) *Présenter au Parlement le rapport annuel prévu par la loi.*

L'article 4 de la loi prévoit que le Gouvernement remet chaque année un rapport au Parlement « *sur l'évolution des techniques d'exploration et d'exploitation et la connaissance du sous-sol français, européen et international en matière d'hydrocarbures liquides ou gazeux, sur les conditions de mise en œuvre d'expérimentations réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public, sur les travaux de la Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation créée par l'article 2, sur la conformité du cadre législatif et réglementaire à la Charte de l'environnement de 2004 dans le domaine minier et sur*

les adaptations législatives ou réglementaires envisagées au regard des éléments communiqués dans ce rapport. »

c) Mettre en place un programme d'expérimentations scientifiques sous contrôle public

Ce programme est supposé par les articles 2 et 4 précités. Il doit s'insérer dans le cadre plus large proposé ci-après (propositions n° 5 à 7).

2. Poursuivre sans tarder l'exploration puis l'exploitation du gaz de houille si sa production sans fracturation hydraulique se révèle viable

Constat :

Les bassins de Lorraine et du Nord Pas-de-Calais possèdent d'importantes ressources en gaz de houille. D'après les travaux actuellement réalisés sur le premier bassin (Lorraine), **il est possible que l'exploration et l'exploitation de ces ressources ne nécessitent pas l'emploi de la technique de fracturation hydraulique.**

Propositions :

a) Faire réaliser par le BRGM et l'IFPEN des synthèses portant sur le gaz de houille en France

En premier lieu, il convient de tenir compte des travaux récemment menés sur les risques et impacts environnementaux de l'exploitation du gaz de houille¹, afin d'analyser ces risques et impacts dès la phase d'exploration.

En second lieu, les éléments concernant le potentiel des gisements de charbon français sont aujourd'hui dispersés et peu accessibles. Il convient de maintenir une veille active sur cet enjeu, en particulier en comparant les gisements français avec les analogues étrangers².

b) Lorraine : Poursuivre rapidement l'exploration puis l'exploitation du gaz de houille si sa production sans fracturation hydraulique se révèle viable

Le bassin lorrain est le mieux connu. **L'exploration du gaz de houille y est bien acceptée par la population et par les élus.** Les travaux d'exploration en cours, menés par l'entreprise EGL, ont donné de premiers

¹ « Synthèse sur les gaz de houille : exploitation, risques et impacts environnementaux », rapport INERIS-BRGM (octobre 2013)

² « Perspectives pour le gaz de houille en France », rapport précité du CGEIET

résultats encourageants. Ces résultats doivent être confirmés par de nouveaux forages, actuellement en cours de réalisation.

S'il est confirmé que le gaz du bassin houiller lorrain peut être exploité dans des conditions économiquement viables, sans emploi de techniques de fracturation, il conviendra de **ne mettre aucun obstacle à cette exploitation** afin qu'elle puisse commencer le plus rapidement possible.

c) Nord Pas-de-Calais : accélérer les travaux d'exploration du gaz de houille sans fracturation hydraulique

Le Nord Pas-de-Calais présente aussi un potentiel important mais moins bien connu pour le moment. **Dans cette région de culture industrielle et minière, la population serait probablement favorable à des travaux d'exploration.**

Les élus, l'administration et les entreprises doivent se mobiliser afin que de tels travaux d'exploration puissent démarrer rapidement.

3. Abroger la circulaire du 21 septembre 2012 qui empêche à l'heure actuelle tous travaux de recherche

Constat :

La circulaire du 21 septembre 2012 relative aux permis de recherche d'hydrocarbures et aux travaux d'exploration¹ **va au-delà de la loi**. Elle interdit tous travaux de recherche susceptibles de porter sur les roches-mères en faisant l'hypothèse que ces travaux impliqueraient le recours à la fracturation hydraulique. **Elle crée un climat de suspicion généralisée à l'encontre des entreprises bénéficiaires de permis de recherches**, bloquant par endroit l'exploration conventionnelle.

Cette circulaire interdit notamment les travaux d'exploration par campagnes de géophysique utilisant la technique de sismique-réflexion, qui ne peuvent désormais être réalisés que dans les zones géographiques où cela peut être justifié par la recherche d'hydrocarbures conventionnels.

Par ailleurs, l'application de cette circulaire a donné lieu à la modification d'arrêtés préfectoraux, afin d'interdire la réalisation de forages horizontaux de reconnaissance.

Or la loi n'a interdit ni l'usage de la sismique-réflexion, ni la réalisation de forages horizontaux.

¹ Circulaire de Mme la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, dont le texte figure en annexe

Proposition :

Abroger cette circulaire.

4. Encourager la mise en place d'un cadre européen pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels
--

Constat :

Le Conseil européen du 22 mai 2013 a exprimé **l'engagement de l'Union européenne en faveur du développement de ses ressources énergétiques autochtones**. Le Commissaire européen à l'Environnement a annoncé son intention de proposer un cadre pour l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels.

Proposition :

La France doit encourager l'élaboration d'une directive visant à mettre en place un cadre pour une exploitation sûre des hydrocarbures non conventionnels dans l'Union européenne.

Des travaux de recherche sur les hydrocarbures de roche-mère, incluant la recherche sur la fracturation hydraulique et sur les techniques alternatives, devraient également être encouragés par l'Union européenne, et se traduire par des échanges et coopérations entre universités européennes.

5. Faire de la connaissance du sous-sol national une priorité de la recherche

Constat :

Le débat sur les hydrocarbures non conventionnels est nourri par des chiffres purement théoriques publiés par l'administration américaine, tandis que **la France méconnaît son sous-sol**. Il faut compléter les programmes de la Carte géologique et du Référentiel géologique de la France du BRGM par des données précises sur les hydrocarbures.

Propositions :

a) Dans un premier temps, réaliser un inventaire de nos ressources par l'emploi de techniques non invasives

Il s'agit :

- de procéder au recensement, à l'analyse et à la modélisation des **connaissances existantes** ;
- d'améliorer ces connaissances grâce à l'usage de la **sismique-réflexion**.

Ce travail pourrait être confié au BRGM et à l'IFPEN. Par ailleurs, les entreprises qui souhaiteraient procéder à de telles recherches ne devraient pas voir leurs efforts entravés.

b) Dans un second temps, forer quelques dizaines de puits d'exploration

Il n'est pas possible de connaître les ressources techniquement récupérables, ni les réserves économiquement exploitables, sans procéder à **quelques dizaines de forages d'exploration sur un ou plusieurs bassins, impliquant l'usage de la fracturation hydraulique**.

Toutes les précautions connues, permettant de trouver une solution à chaque problème environnemental, dont aucun ne doit être nié, devront être appliquées. La quarantaine de puits fracturés forés en France n'a entraîné aucun inconvénient notable. **Les administrations compétentes devront être chargées de contrôler le processus.**

Cela supposera un cadre législatif nouveau, prévoyant une **exception à la loi du 13 juillet 2011**.

L'exploration ne saurait être engagée avant l'étude des risques potentiels, notamment la protection des aquifères (étanchéité du forage, ...).

6. Établir un programme de recherches sur les techniques d'exploitation des hydrocarbures de roche-mère - techniques alternatives et fracturation hydraulique - ainsi que sur leurs risques

Constat :

La France risque de prendre du retard dans le domaine de la recherche sur l'extraction des hydrocarbures, qui est l'objet d'un renouveau d'intérêt de la part de la communauté scientifique, au niveau mondial. Comme le note le rapport de l'Alliance nationale de coordination de la

recherche pour l'énergie (ANCRE)¹, « l'amélioration des technologies de production existantes de même que la recherche de techniques alternatives suscitent aujourd'hui un fort intérêt de la communauté scientifique comme en témoigne le nombre d'articles scientifiques en forte croissance depuis 2007 provenant du secteur académique sur cette thématique ».

Propositions :

a) Établir un programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère

Ce programme doit reprendre les orientations proposées par l'ANCRE, qui portent sur les aspects suivants :

- l'étude des propriétés des roches-mères ;
- la connaissance des impacts sanitaires et environnementaux de la fracturation hydraulique ;
- les améliorations de la fracturation hydraulique ;
- le suivi et le contrôle de celle-ci.

b) Établir un programme de recherche spécifique aux techniques alternatives à la fracturation hydraulique

Ce programme devra porter sur :

- les techniques de stimulation alternatives à la fracturation hydraulique ;
- leurs impacts sanitaires et environnementaux ;
- les modalités de leur suivi et de leur contrôle.

Ce programme pourrait notamment intégrer des recherches relatives à **la stimulation à l'azote**, à **la stimulation au propane** et à **la stimulation au CO₂**, associée au stockage de celui-ci.

7. Procéder à des expérimentations sur sites sous le contrôle des administrations compétentes

Constat :

¹ Programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures de roches mères, Groupe de travail de l'ANCRE, coordonné par MM. François Kalaydjian (IFPEN) et Bruno Goffé (CNRS).

Des puits de tests sont nécessaires à l'expérimentation des différentes techniques d'exploitation, qu'il s'agisse de la fracturation hydraulique améliorée ou de techniques alternatives.

Propositions :

Le programme de recherche relatif aux techniques d'exploitation pourra inclure **des expérimentations dans un ou plusieurs puits de tests, destinées à valider des techniques de stimulation améliorées.**

Ce programme pourra être mené conjointement avec celui préconisé en vue de la réalisation d'une campagne d'évaluation de la quantité récupérable sur un ou plusieurs bassins (proposition n°5).

Comme le programme faisant l'objet de la proposition n°5, le programme de recherche relatif aux techniques d'exploitation nécessitera d'aménager la loi de 2011 pour permettre des expérimentations des différentes techniques d'exploitation. **Des solutions devront être apportées à chaque problème environnemental, sous le contrôle étroit des administrations compétentes.**

Pour les programmes de recherche faisant l'objet des propositions n° 5 à 7, afin de préserver les finances publiques et dans la mesure où un certain nombre d'entreprises seraient prêtes à investir, à condition d'avoir une visibilité suffisante, il conviendra de privilégier un financement privé associé à un contrôle public des opérations.

8. Maintenir les compétences existant en France en envoyant de jeunes chercheurs à l'étranger et en encourageant la coopération interuniversitaire
--

Constat :

La recherche est un processus d'investissement à long terme. Ce processus est distinct de celui conduisant, à un moment donné, à autoriser ou à interdire l'utilisation de telle ou telle technique. Il importe d'assurer la pérennité de la formation des jeunes scientifiques français par la recherche sans préjuger des décisions qui seront prises, à l'avenir, quant aux techniques utilisables ou interdites.

Propositions :

a) Encourager les échanges avec quelques universités étrangères

La présence de jeunes scientifiques français sera nécessaire dans les organismes publics qui suivront les questions suscitées par les hydrocarbures non conventionnels, en liaison avec le niveau européen, et dans les entreprises concernées, notamment les entreprises françaises du secteur qui sont nombreuses et présentes sur tous les continents.

Des initiatives devraient être prises en direction d'universités situées dans des pays ayant décidé d'explorer / exploiter leurs ressources non conventionnelles afin que de jeunes Français puissent y effectuer des thèses, des travaux post-doctorat ou des stages.

b) Tirer parti du retour d'expériences de pays ayant fait le choix d'explorer et d'exploiter leurs ressources

L'absence d'anticipation des évolutions en cours dans les secteurs gaziers et pétroliers et, en particulier, l'absence d'exploitation du retour d'expérience d'autres pays, ont contribué au tour conflictuel pris par le débat sur les hydrocarbures non conventionnels en France.

Pour l'avenir, il serait utile **d'organiser de manière ouverte et transparente le recueil de ces retours d'expérience**, en s'appuyant notamment sur les écoles ou universités françaises ayant des liens établis avec des homologues dans des pays concernés.

Ces travaux devront être équilibrés, c'est-à-dire porter tous les retours d'expérience, positifs comme négatifs.

9. Mettre en place un véritable « contrat social » avec les populations y compris au stade de l'expérimentation

Constat :

La participation du public aux processus de décision est une condition essentielle à la réussite des projets. Les populations et les collectivités doivent bénéficier de retombées positives en contrepartie des inconvénients subis du fait des travaux d'exploration ou d'exploitation menés.

Propositions :

a) Mettre en place un dispositif de participation du public

Un **dispositif pérenne de consultation et de participation du public** aux processus de décision doit être mis en place avant tout programme d'exploration de nos ressources non conventionnelles.

Le code minier doit être modifié en ce sens.

b) Créer un intérêt local à l'exploitation des ressources du sous-sol

Par ailleurs, le code minier doit être réformé pour **faire bénéficier les collectivités locales et les propriétaires concernés de retombées financières.**

10. Imaginer des mécanismes permettant d'utiliser d'éventuelles ressources en hydrocarbures non conventionnels pour faciliter la transition vers les énergies renouvelables

Constat :

L'éventuelle exploitation des hydrocarbures non conventionnels ne différerait pas la transition énergétique, mais substituerait une ressource produite sur le sol national à une ressource importée coûteuse en déficit commercial, manque à gagner fiscal, emplois et pouvoir d'achat. Les hydrocarbures non conventionnels pourraient avoir un rôle à jouer au moins à titre transitoire pour se substituer aux hydrocarbures importés, réduire la facture énergétique (68 Mds€ en 2012), financer les énergies renouvelables, compléter les énergies intermittentes, dans un contexte de réduction de la part de l'énergie nucléaire.

Proposition :

Faire partiellement financer la transition énergétique (sobriété et intensité énergétiques, énergies renouvelables) **par les éventuelles retombées financières des hydrocarbures non conventionnels** grâce à la mise en place de mécanismes fiscaux spécifiques.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Au moment où notre pays, à travers la question de la transition énergétique, veut redéfinir le panorama de ses ressources et de sa consommation, la question de la part des hydrocarbures dans nos besoins se pose à nouveau. Si des économies substantielles peuvent être réalisées, **nos besoins en gaz et en pétrole resteront bien réels**, comme ceux de notre *alter ego* européen l'Allemagne. S'il faut s'opposer au développement d'exploitations minières comme le lignite en Allemagne, saccageant les paysages et augmentant la part des rejets de CO₂, il faut s'interroger sur l'opportunité d'une part de ressources en hydrocarbures non conventionnels.

La France doit encourager la recherche pour définir une méthode respectueuse de l'environnement qui **donnerait à notre économie une respiration pour mieux répondre à nos besoins pour les prochaines décennies en pétrole et en gaz et desserrer le nœud coulant d'importations de plus en plus lourdes à supporter.**

À l'issue de leurs travaux, vos rapporteurs estiment que l'exploration et l'exploitation des gisements non conventionnels d'hydrocarbures sont un processus maîtrisable. De nombreuses pistes existent, s'agissant tant de **l'amélioration de la fracturation hydraulique** que de **l'emploi de méthodes différentes**. Les déplacements réalisés, notamment aux États-Unis, ont montré d'une part que les technologies alternatives étaient plus développées qu'on ne le croit bien souvent en France et, d'autre part, que la fracturation hydraulique était en voie d'amélioration continue.

Ces nouvelles technologies ont toutefois un coût supérieur à celui des anciennes, dans un contexte où la production d'hydrocarbures est par nature soumise à des conditions économiques critiques. L'estimation de nos réserves, c'est-à-dire de nos ressources susceptibles d'une exploitation commerciale, ne dépendra donc pas que de nos ressources géologiques ; elle dépendra aussi de nos choix technologiques. **Nous pouvons choisir d'exploiter avec un haut degré d'exigence environnementale.**

En tout état de cause, si notre pays décidait d'explorer finalement ses réserves, il conviendrait d'élaborer au préalable **une réglementation et des processus de concertation adaptés, de même qu'un schéma de répartition des bénéfices engendrés.**

Pour terminer, s'il est une idée à retenir, c'est la nécessité de ne pas obérer l'avenir en entravant la recherche.

Les choix technologiques sont bien évidemment d'abord des choix politiques. Mais la recherche doit néanmoins suivre son cours, sans préjuger de ses résultats. Cet effort de recherche doit être accompli tant par les organismes publics que par les entreprises. Dans la mesure où celles-ci seraient prêtes à financer un certain nombre de travaux expérimentaux, il paraît légitime, étant donné l'état de nos finances publiques, de privilégier un financement privé des opérations. **Ce financement privé ne saurait aller sans un étroit contrôle public.** Notre pays possède historiquement les compétences nécessaires à la mise en place d'un tel contrôle, de type administratif.

A l'inverse, si notre pays décidait de céder à une forme d'obscurantisme, il courrait le risque de prendre un retard difficilement rattrapable. Comme on le voit dans de nombreux autres secteurs économiques, **l'innovation suit une courbe d'apprentissage continue.** C'est un processus cumulatif, au cours duquel un certain nombre d'étapes doivent être franchies, avant d'espérer des ruptures technologiques.

LOI DU 13 JUILLET 2011

JORF n°0162 du 14 juillet 2011

LOI

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

NOR: DEVX1109929L

L'Assemblée nationale et le Sénat ont adopté,

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

Article 1

En application de la Charte de l'environnement de 2004 et du principe d'action préventive et de correction prévu à l'article L. 110-1 du code de l'environnement, l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche sont interdites sur le territoire national.

Article 2

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

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

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

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

Article 3

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

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

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

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

Article 4

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

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

Fait à Paris, le 13 juillet 2011.

Nicolas Sarkozy

Par le Président de la République :

Le Premier ministre,
François Fillon
La ministre de l'écologie,

du développement durable,
des transports et du logement,
Nathalie Kosciusko-Morizet
Le ministre de l'économie,
des finances et de l'industrie,
François Baroin
Le ministre de l'enseignement supérieur
et de la recherche,
Laurent Wauquiez
Le ministre auprès du ministre de l'économie,
des finances et de l'industrie,
chargé de l'industrie,
de l'énergie et de l'économie numérique,
Eric Besson

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

CIRCULAIRE DU 21 SEPTEMBRE 2012

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Ministère de l'écologie, du développement
durable et de l'énergie

Direction générale de la prévention des risques

Direction générale de l'énergie et du climat

PR

Circulaire du 21 septembre 2012

relative aux permis de recherche d'hydrocarbures et aux travaux d'exploration

NOR : DEVP1235019C

(Texte non paru au journal officiel)

La ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie,

Pour exécution :
Préfets de département

Pour information :
Préfets de région

Résumé :

La présente circulaire rappelle l'état du droit en matière de recherche d'hydrocarbures et précise aux préfets de département les modalités d'encadrement et de contrôle de ces activités minières.

Catégorie : directive adressée par les ministres aux services chargés de leur application, sous réserve, le cas échéant, de l'examen particulier des situations individuelles	Domaine : Ecologie, développement durable
Mots clés liste fermée: mines	Mots clés libres : mines, recherche hydrocarbures
Texte (s) de référence : code minier	
Circulaire(s) abrogée(s) : néant	
Date de mise en application : immédiate	
Pièce(s) annexe(s): néant	
N° d'homologation Cerfa : sans objet	
Publication	☒ BO ☒ site circulaires.gouv.fr ☐ non publiée

Le Président de la République a réaffirmé à l'ouverture de la conférence environnementale l'interdiction de l'exploitation des hydrocarbures par la technique de la fracturation hydraulique.

La présente circulaire vous rappelle l'état du droit en matière de recherche d'hydrocarbures et précise les conditions d'encadrement et de contrôle de ces activités, qu'il vous appartient de mettre en œuvre au regard des enjeux de protection de l'environnement.

Par conséquent, les demandes de permis de recherches d'hydrocarbures qui visent des objectifs géologiques dont l'exploitation nécessite une fracturation de la roche mère seront refusées.

Il existe toutefois par ailleurs des permis de recherches d'hydrocarbures en cours de validité dans des zones où il est possible d'envisager une exploitation d'hydrocarbures autre que des hydrocarbures de roche-mère. Mais, si les travaux prévus ou réalisés laissent apparaître que l'objectif géologique réellement visé concerne des roches-mères, les permis seront abrogés en application de la loi du 13 juillet 2011.

Ces permis de recherches d'hydrocarbures conventionnels ne seront pas remis en cause dès lors que ces hydrocarbures pourront être exploités dans des conditions respectueuses de l'environnement, en particulier sans avoir recours à des opérations de fracturation hydraulique des roches.

Conformément aux dispositions actuelles du Code minier, les sociétés bénéficiaires de ces permis de recherche en cours de validité sont tenues de déposer auprès de vos services des déclarations d'ouverture de travaux miniers dans les zones de prospection qui leur ont été accordées.

Je vous demande de veiller attentivement lors de l'instruction de ces déclarations à ce que ces travaux d'exploration portent exclusivement sur la recherche d'hydrocarbures conventionnels, dont l'exploitation ne nécessite pas de fracturation.

Pour les déclarations de travaux qui, en application des dispositions du code minier actuel, ont déjà fait l'objet d'une approbation explicite ou tacite dans le délai de 2 mois prévu à l'article 18 du décret 2006-649 du 2 juin 2006 relatif aux travaux miniers, je vous demande d'encadrer au besoin ces opérations d'exploration par des arrêtés préfectoraux complémentaires pris en application de l'article 31 du même décret.

Ainsi, je vous demande d'examiner tous les projets de forages d'exploration afin de vous assurer que les programmes de forage ne comportent que les opérations nécessaires à la qualification des objectifs géologiques du permis (caractéristiques pétrophysiques et contenu en fluide des roches). Les forages qui ne viseraient spécifiquement que des objectifs situés dans des roches mères ne sont pas acceptables.

De plus, je vous demande d'encadrer le déroulement des travaux pour préciser que seuls pourront être utilisés des moyens strictement nécessaires à la réalisation du forage. La présence d'équipements pouvant conduire à l'injection d'un mélange d'eau et de « propactants » (substances permettant de maintenir une fracturation ouverte le temps d'en extraire les hydrocarbures présents dans une roche peu perméable) permettant une fracturation hydraulique des roches sera proscrite. Les quantités d'eau nécessaires à la réalisation du forage seront également contrôlées pour éviter qu'il ne puisse être réalisé une fracturation hydraulique dans les zones prospectées.

Les travaux d'exploration par campagnes de géophysique utilisant la technique de sismique réflexion sont nécessaires pour mieux connaître la nature du sous-sol. Ils ne pourront être réalisés que dans les zones géographiques où cela peut être justifié par la recherche d'hydrocarbures conventionnels.

Les exploitants vous transmettront quotidiennement un rapport précisant l'état d'avancement du forage et des opérations en cours. Ces prescriptions seront contrôlées par des inspecteurs des DREAL sur le terrain lors du déroulement des opérations.

Je vous rappelle enfin que depuis le 1er juin 2012, tout forage de recherche d'une substance de mine de plus de 100 m de profondeur, parmi lesquelles figurent les hydrocarbures, sont soumis à une étude d'impact et à une enquête publique. Dans l'attente de la révision du Code minier, qui est maintenant engagée, la transparence est donc d'ores et déjà renforcée sur les conditions de réalisation des forages lors de la phase d'exploration.

La présente circulaire sera publiée au *bulletin officiel* du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie,

Le 21 septembre 2012

Pour la ministre et par délégation,

Le directeur général de la
prévention des risques

Le secrétaire général

Le directeur général de
l'énergie et du climat

L MICHEL

J.F MONTEILS

P.F CHEVET

DÉCISION DU CONSEIL CONSTITUTIONNEL N° 2013-346 DU 11 OCTOBRE 2013

Conseil constitutionnel

vendredi 11 octobre 2013 - Décision N° 2013-346 QPC

NOR : CSCX1325662S

ECLI:FR:CC:2013:2013.346.QPC

Le Conseil constitutionnel a été saisi le 12 juillet 2013 par le Conseil d'État (décision n° 367893 du 12 juillet 2013), dans les conditions prévues à l'article 61-1 de la Constitution, d'une question prioritaire de constitutionnalité posée par la société Schuepbach Energy LLC, relative à la conformité aux droits et libertés que la Constitution garantit des articles 1er et 3 de la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique.

LE CONSEIL CONSTITUTIONNEL,

Vu la Constitution ;

Vu l'ordonnance n° 58-1067 du 7 novembre 1958 modifiée portant loi organique sur le Conseil constitutionnel ;

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

Vu le code de l'environnement ;

Vu le règlement du 4 février 2010 sur la procédure suivie devant le Conseil constitutionnel pour les questions prioritaires de constitutionnalité ;

Vu la demande en intervention produite pour la région Rhône-Alpes par la SELARL Antelis Coïc Romi associés, avocat au barreau de Lyon, enregistrée le 25 juillet 2013, ensemble la décision du Conseil constitutionnel de non-admission de cette demande du 2 août 2013, la demande en intervention produite pour la région Île-de-France et le département de Seine-et-Marne par la SELARL Huglo Lepage et associés Conseil, avocat au barreau de Paris, enregistrée le 30 juillet 2013, ensemble la décision du Conseil constitutionnel de non-admission de cette demande du 2 août 2013, la demande en intervention produite pour l'association « de défense de l'environnement et du patrimoine à Doué et aux communes environnantes », le « mouvement national de lutte pour l'environnement » et M. Jean-François DIRRINGER par la SELARL Huglo Lepage et associés Conseil, enregistrée le 30 juillet 2013, ensemble la décision du Conseil constitutionnel de non-admission de cette demande du 2 août 2013, la demande en intervention produite pour M. José BOVÉ par la SCP Waquet, Farge, Hazan, avocat au Conseil d'État et à la Cour de cassation, enregistrée le 31 juillet 2013, ensemble la décision du Conseil constitutionnel de non-admission de cette demande du 2 août 2013, la demande en intervention produite pour Mmes Sylviane BAUDOIS, Martine DAURES, Marie CHIORRI et Sonia TORREGROSSA et MM. Nicolas DAURES, Cyril DARNIS, François FAVRE, Christophe MIGNON et Stéphane LINOU par la SELARL Christophe Lèguevaques avocat, avocat au barreau de Paris, enregistrée le 31 juillet 2013, ensemble la décision du Conseil constitutionnel de non-admission de cette demande du 2 août 2013, la demande en intervention produite pour Mmes Sylviane BAUDOIS, Martine DAURES, Isabelle LEVY et Sonia TORREGROSSA et MM. André BORG, Nicolas DAURES, François FAVRE, Christophe MIGNON et Stéphane LINOU et l'association « Bien vivre dans le Gers » par la SELARL Christophe Lèguevaques avocat, enregistrée le 5 août 2013, ensemble la décision du Conseil constitutionnel de non-admission de cette demande du 7 août 2013 et la demande en intervention produite pour le département de l'Ardèche par Helios avocats, avocat au barreau de Lyon, enregistrée le 2 septembre 2013 ;

Vu les observations en intervention produites par l'association « France Nature Environnement », enregistrées les 5 et 29 août 2013 ;

Vu les observations en intervention produites pour l'association « Greenpeace France », par la SCP Faro et Gozlan, avocat au barreau de Paris, enregistrées le 5 août 2013 ;

Vu les observations produites pour la société requérante par Me Marc Fornacciari, avocat au barreau de Paris, enregistrées le 6 août 2013 ;

Vu les observations produites par le Premier ministre, enregistrées le 6 août 2013 ;

Vu les pièces produites et jointes au dossier ;

Me Fornacciari, pour la société requérante, Me Stéphane Le Briero, avocat au barreau de Paris, pour l'association « France Nature Environnement », Me Alexandre Faro, avocat au barreau de Paris, pour l'association « Greenpeace France » et M. Thierry-Xavier Girardot, désigné par le Premier ministre, ayant été entendus à l'audience publique du 24 septembre 2013 ;

Le rapporteur ayant été entendu ;

- SUR L'ADMISSION DES INTERVENTIONS :

1. Considérant qu'aux termes du deuxième alinéa de l'article 6 du règlement du 4 février 2010 susvisé : « Lorsqu'une personne justifiant d'un intérêt spécial adresse des observations en intervention relatives à une question prioritaire de constitutionnalité dans un délai de trois semaines suivant la date de sa transmission au Conseil constitutionnel, mentionnée sur son site internet, celui-ci décide que l'ensemble des pièces de la procédure lui est adressé et que ces observations sont transmises aux parties et autorités mentionnées à l'article 1er. Il leur est imparti un délai pour y répondre. En cas d'urgence, le président du Conseil constitutionnel ordonne cette transmission » ;

2. Considérant que les associations « France Nature Environnement » et « Greenpeace France » justifient d'un intérêt spécial à intervenir dans la procédure d'examen de la présente question prioritaire de

constitutionnalité ; que ces interventions sont admises par le Conseil constitutionnel ;

- SUR LE FOND :

3. Considérant qu'aux termes de l'article 1er de la loi du 13 juillet 2011 susvisée : « En application de la Charte de l'environnement de 2004 et du principe d'action préventive et de correction prévu à l'article L. 110-1 du code de l'environnement, l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche sont interdites sur le territoire national » ;

4. Considérant qu'aux termes de l'article 3 de la loi du 13 juillet 2011 susvisée : « I. - Dans un délai de deux mois à compter de la promulgation de la présente loi, les titulaires de permis exclusifs de recherches de mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux remettent à l'autorité administrative qui a délivré les permis un rapport précisant les techniques employées ou envisagées dans le cadre de leurs activités de recherches. L'autorité administrative rend ce rapport public.

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

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

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

5. Considérant que, selon la société requérante, les dispositions de l'article 1er de la loi du 13 juillet 2011 portent atteinte à l'égalité devant la loi ainsi qu'à la liberté d'entreprendre et méconnaissent le principe de précaution consacré par l'article 5 de la Charte de l'environnement ; que les dispositions de l'article 3 de la loi du 13 juillet 2011 porteraient atteinte à la garantie des droits et au droit de propriété ; qu'enfin l'ensemble des dispositions contestées méconnaîtraient le principe de conciliation des politiques publiques avec la protection et la mise en valeur de l'environnement, le développement économique et le progrès social consacré par l'article 6 de la Charte de l'environnement ;

. En ce qui concerne le grief tiré de la méconnaissance du principe d'égalité devant la loi :

6. Considérant que, selon la société requérante, en interdisant le recours à tout procédé de fracturation hydraulique de la roche pour l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux, alors que ce procédé de fracturation hydraulique de la roche demeure autorisé pour la géothermie, l'article 1er de la loi du 13 juillet 2011 méconnaît le principe d'égalité devant la loi ;

7. Considérant que l'article 6 de la Déclaration des droits de l'homme et du citoyen de 1789 dispose que la loi « doit être la même pour tous, soit qu'elle protège, soit qu'elle punisse » ; que le principe d'égalité ne s'oppose ni à ce que le législateur règle de façon différente des situations différentes, ni à ce qu'il déroge à l'égalité pour des raisons d'intérêt général, pourvu que, dans l'un et l'autre cas, la différence de traitement qui en résulte soit en rapport direct avec l'objet de la loi qui l'établit ;

8. Considérant qu'en l'état des techniques, les procédés de forage suivi de fracturation hydraulique de la roche appliqués pour la recherche et l'exploitation d'hydrocarbures diffèrent de ceux appliqués pour stimuler la circulation de l'eau dans les réservoirs géothermiques tant par le nombre de forages nécessaires que par la nature des roches soumises à la fracturation hydraulique, ainsi que par les caractéristiques et les conditions d'utilisation des produits ajoutés à l'eau sous pression pour la fracturation ; que, par suite, en limitant le champ de l'interdiction aux seuls forages suivis de fracturation hydraulique de la roche pour l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux, le législateur a traité différemment des procédés distincts de recherche et d'exploitation de ressources minières ;

9. Considérant qu'en interdisant tout recours à la fracturation hydraulique de la roche pour rechercher ou exploiter des hydrocarbures sur le territoire national, le législateur a entendu prévenir les risques que ce procédé de recherche et d'exploitation des hydrocarbures est susceptible de faire courir à l'environnement ; qu'il ressort également des travaux préparatoires que le législateur a considéré que la fracturation hydraulique de la roche à laquelle il est recouru pour stimuler la circulation de l'eau dans les réservoirs géothermiques ne présente pas les mêmes risques pour l'environnement et qu'il a entendu ne pas faire obstacle au développement de l'exploitation de la ressource géothermique ; qu'ainsi la différence de traitement entre les deux procédés de fracturation hydraulique de la roche

qui résulte de l'article 1er est en rapport direct avec l'objet de la loi qui l'établit ;

. En ce qui concerne le grief tiré de la méconnaissance de la liberté d'entreprendre :

10. Considérant que la société requérante conteste l'atteinte à la liberté d'entreprendre résultant de l'interdiction de recourir à des forages suivis de la fracturation hydraulique de la roche ;

11. Considérant qu'il est loisible au législateur d'apporter à la liberté d'entreprendre, qui découle de l'article 4 de la Déclaration de 1789, des limitations liées à des exigences constitutionnelles ou justifiées par l'intérêt général, à la condition qu'il n'en résulte pas d'atteintes disproportionnées au regard de l'objectif poursuivi ;

12. Considérant que l'interdiction de recourir à des forages suivis de la fracturation hydraulique de la roche pour rechercher ou exploiter des hydrocarbures sur le territoire national est générale et absolue ; qu'elle a pour effet de faire obstacle non seulement au développement de la recherche d'hydrocarbures « non conventionnels » mais également à la poursuite de l'exploitation d'hydrocarbures « conventionnels » au moyen de ce procédé ; qu'en interdisant le recours à des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche pour l'ensemble des recherches et exploitations d'hydrocarbures, lesquelles sont soumises à un régime d'autorisation administrative, le législateur a poursuivi un but d'intérêt général de protection de l'environnement ; que la restriction ainsi apportée tant à la recherche qu'à l'exploitation des hydrocarbures, qui résulte de l'article 1er de la loi du 13 juillet 2011, ne revêt pas, en l'état des connaissances et des techniques, un caractère disproportionné au regard de l'objectif poursuivi ;

. En ce qui concerne les griefs tirés de la méconnaissance des articles 2, 16 et 17 de la Déclaration de 1789 :

13. Considérant que, selon la société requérante, en prévoyant l'abrogation de permis exclusifs de recherches d'hydrocarbures qui avaient été légalement délivrés à leurs titulaires, l'article 3 de la loi du 13 juillet 2011 porte atteinte au droit au respect des situations légalement acquises garanti par l'article 16 de la Déclaration de 1789 ainsi qu'au droit de propriété de ces titulaires de permis exclusifs de recherches ;

14. Considérant qu'aux termes de l'article 16 de la Déclaration de 1789 : « Toute société dans laquelle la garantie des droits n'est pas assurée, ni la séparation des pouvoirs déterminée, n'a point de Constitution » ; que le législateur méconnaîtrait la garantie des droits s'il portait aux situations légalement acquises une atteinte qui ne soit justifiée par un motif d'intérêt général suffisant ;

15. Considérant que la propriété figure au nombre des droits de l'homme consacrés par les articles 2 et 17 de la Déclaration de 1789 ; qu'aux termes de son article 17 : « La propriété étant un droit inviolable et sacré, nul ne peut en être privé, si ce n'est lorsque la nécessité publique, légalement constatée, l'exige évidemment, et sous la condition d'une juste et préalable indemnité » ; qu'en l'absence de privation du droit de propriété au sens de cet article, il résulte néanmoins de l'article 2 de la Déclaration de 1789 que les atteintes portées à ce droit doivent être justifiées par un motif d'intérêt général et proportionnées à l'objectif poursuivi ;

16. Considérant, en premier lieu, que le paragraphe I de l'article 3 impose de nouvelles obligations déclaratives aux titulaires de permis exclusifs de recherches d'hydrocarbures dans un délai de deux mois à compter de la promulgation de la loi du 13 juillet 2011 ; qu'en outre, l'article 1er de cette même loi interdit à compter de l'entrée en vigueur de la loi tout recours à la fracturation hydraulique de la roche pour l'exploration des hydrocarbures liquides ou gazeux ; qu'en prévoyant que les permis exclusifs de recherches d'hydrocarbures sont abrogés lorsque leurs titulaires n'ont pas satisfait aux nouvelles obligations déclaratives ou ont mentionné recourir ou envisagé de recourir à des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche, le paragraphe II de l'article 3 tire les conséquences des nouvelles règles introduites par le législateur pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux ; que, ce faisant, le paragraphe II de l'article 3 ne porte pas atteinte à une situation légalement acquise ;

17. Considérant, en second lieu, que les autorisations de recherche minière accordées dans des périmètres définis et pour une durée limitée par l'autorité administrative ne sauraient être assimilées à des biens objets pour leurs titulaires d'un droit de propriété ; que, par suite, les dispositions contestées n'entraînent ni une privation de propriété au sens de l'article 17 de la Déclaration de 1789 ni une atteinte contraire à l'article 2 de la Déclaration de 1789 ;

. En ce qui concerne les griefs tirés de la méconnaissance des articles 5 et 6 de la Charte de l'environnement :

18. Considérant que, selon la société requérante, l'interdiction du recours à tout procédé de fracturation hydraulique de la roche pour l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par l'article 1er de la loi du 13 juillet 2011 méconnaît le principe de précaution consacré par l'article 5 de la Charte de l'environnement ; que tant cette interdiction que l'abrogation des permis exclusifs de recherche de mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux prévue par l'article 3 de la loi du 13 juillet 2011 méconnaîtraient également l'article 6 de la Charte de l'environnement, qui impose la conciliation des politiques publiques avec la protection et la mise en valeur de l'environnement, le développement économique et le progrès social ;

19. Considérant, d'une part, qu'aux termes de l'article 6 de la Charte de l'environnement : « Les politiques publiques doivent promouvoir un développement durable. À cet effet, elles concilient la protection et la mise en valeur de l'environnement, le développement économique et le progrès social » ; que cette disposition n'institue pas un droit ou une liberté que la Constitution garantit ; que sa méconnaissance ne peut, en elle-même, être invoquée à l'appui d'une question prioritaire de constitutionnalité sur le fondement de l'article 61-1 de la Constitution ;

20. Considérant, d'autre part, qu'aux termes de l'article 5 de la Charte de l'environnement : « 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 oeuvre de procédures d'évaluation des risques et à l'adoption de mesures provisoires et proportionnées afin de parer à la réalisation du dommage » ; qu'est en tout état de cause inopérant le grief tiré de ce que l'interdiction pérenne du recours à tout procédé de fracturation hydraulique de la roche pour l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux méconnaîtrait le principe de précaution ;

21. Considérant qu'il résulte de tout ce qui précède que les dispositions des articles 1er et 3 de la loi du 13 juillet 2011, qui ne méconnaissent aucun autre droit ou liberté garanti par la Constitution, doivent être déclarées conformes à la Constitution,

D É C I D E :

Article 1er.- Les articles 1er et 3 de la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique sont conformes à la Constitution.

Article 2.- La présente décision sera publiée au Journal officiel de la République française et notifiée dans les conditions prévues à l'article 23-11 de l'ordonnance du 7 novembre 1958 susvisée.

Délibéré par le Conseil constitutionnel dans sa séance du 10 octobre 2013, où siégeaient : M. Jean-Louis DEBRÉ, Président, M. Jacques BARROT, Mmes Claire BAZY MALAURIE, Nicole BELLOUBET, MM. Guy CANIVET, Michel CHARASSE, Renaud DENOIX de SAINT MARC, Hubert HAENEL et Mme Nicole MAESTRACCI.

Rendu public le 11 octobre 2013.

GLOSSAIRE DES ACRONYMES EMPLOYÉS

AIE	Agence internationale de l'énergie
ANCRE	Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie
BRGM	Bureau de recherches géologiques et minières
CBM	<i>Coalbed methane</i> (gaz de couche)
CGEDD	Conseil général de l'environnement et du développement durable
CGEIET (précédemment : CGIET)	Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies
CGG	Compagnie générale de géophysique
CMM	<i>Coalmine methane</i> (gaz de mines)
DOE	<i>Department of energy</i> (ministère de l'énergie, États-Unis)
DREAL	Direction régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement
EDF	<i>Environmental defense fund</i>
EGS	<i>Enhanced Geothermal System</i>
EGL	<i>European Gas Limited</i>
EIA	US Energy Information Administration
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi (Société nationale des hydrocarbures, Italie)
GEP-AFTP	Groupement des entreprises et des professionnels des hydrocarbures et des énergies connexes (issu de la fusion du Groupement des entreprises parapétrolières et paragazières – GEP- et de l'Association française des techniciens et professionnels du pétrole – AFTP)
GES	Gaz à effet de serre

HNC	Hydrocarbures non conventionnels
IFP Énergies nouvelles ou IFPEN	Institut français du pétrole Énergies nouvelles
IHS	<i>Information Handling Services</i>
INERIS	Institut national de l'environnement industriel et des risques
NFP	<i>Non flammable propane</i> ou propane non inflammable
PGNiG ou POGC	<i>Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo / Polish Oil and Gas Company</i> (société nationale pour le pétrole et le gaz, Pologne)
PIG	Institut de géologie polonais (<i>Panstwowy Instytut Geologiczny</i>)
PWC	<i>Price Waterhouse Coopers</i>
RFF	<i>Ressources For the Future</i>
USGS	<i>United States Geological Survey</i> (Institut d'études géologiques des États-Unis)
WAT	<i>Wojskowa Akademia Techniczna</i> (Université militaire technologique)

EXAMEN EN DÉLÉGATION

LETTRE DE SAISINE DE L'OPECST

R É P U B L I Q U E F R A N Ç A I S E



Monsieur Bruno SIDO
Président
Office parlementaire d'évaluation des
choix scientifiques et technologiques
Casier de la Poste
PALAIS DU LUXEMBOURG

Paris, le 14 novembre 2012

Réf : 283 (mlh/opa)

COMMISSION DES
AFFAIRES
ÉCONOMIQUES

LE SECRÉTARIAT

Monsieur le Président,

Nos collègues Jean-Claude Lenoir, sénateur (UMP-Orne) et Christian Bataille, député (SOC-Nord), m'ont suggéré de saisir l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques pour conduire une étude sur les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste.

Après en avoir consulté les membres, j'ai l'honneur de vous indiquer que la commission des affaires économiques a décidé de saisir l'Office, en application de l'article 6 *ter* de l'ordonnance n° 58-1100 du 17 novembre 1958 relative au fonctionnement des assemblées parlementaires, d'une étude sur ce thème.

S'il est en effet hors de question de recourir aux techniques de fracturation hydraulique, il est tout aussi regrettable d'interdire toute réflexion et recherche permettant la mise au point de technologies alternatives, respectueuses de l'environnement afin notamment de permettre de mieux évaluer les ressources contenues dans le sous-sol français et d'exploiter éventuellement cette ressource en définissant un cadre réglementaire très strict. Cet encadrement indispensable devra être pris en compte pour apprécier la validité économique de l'exploitation de cette ressource.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de ma considération distinguée.

Daniel Raoul

LISTE DES MEMBRES DU COMITÉ SCIENTIFIQUE DE L'ÉTUDE

- M. François-Marie Bréon, chercheur au CEA, Laboratoire des sciences du climat et de l'environnement (LSCE)

- M. Sébastien Candel, président du Comité de prospective en énergie, Académie des sciences

- M. Jacques Percebois, professeur en sciences économiques, directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN), Université de Montpellier-1

- M. Pierre Toulhoat, directeur scientifique, INERIS

- Mme Catherine Truffert, directrice de la recherche, BRGM

- M. Bernard Tardieu, président de la commission Énergie et Changement climatique, Académie des technologies

COMPTE-RENDU DE LA RÉUNION DU COMITÉ SCIENTIFIQUE DE L'ÉTUDE DU 23 MAI 2013

Présents :

- M. François-Marie Bréon, chercheur au CEA, Laboratoire des sciences du climat et de l'environnement (LSCE)

- M. Sébastien Candel, président du Comité de prospective en énergie, Académie des sciences

- M. Jacques Percebois, professeur en sciences économiques, directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN), Université de Montpellier-1

- M. Pierre Toulhoat, directeur scientifique, INERIS

- Mme Catherine Truffert, directrice de la recherche, BRGM

Excusé :

- M. Bernard Tardieu, président de la commission Énergie et Changement climatique, Académie des technologies

Après que les rapporteurs eurent rendu compte de leur programme de travail et des principales conclusions de leur rapport d'étape, les membres du comité scientifique ont formulé les remarques suivantes.

M. Pierre Toulhoat

Vous souhaitez que l'on évalue les ressources du sous-sol français. À quelles ressources pensez-vous ? S'agirait-il d'une évaluation tous azimuts ou seulement des ressources en hydrocarbures non conventionnels ?

M. Christian Bataille

Il s'agit de l'ensemble de nos ressources non conventionnelles, qu'elles requièrent ou non l'usage de la fracturation hydraulique.

M. Pierre Toulhoat

Vous souhaitez que des sondages soient réalisés. Voulez-vous parler de forages ?

M. Jean-Claude Lenoir

Nous pensons à des forages mais aussi aux procédés d'auscultation du sous-sol par ondes que l'entreprise CGG nous a présentés.

Mme Catherine Truffert

On ne peut déterminer les volumes d'hydrocarbures disponibles qu'après avoir réalisé des opérations de fracturation hydraulique ou,

éventuellement, utilisé des techniques alternatives. En Pologne, les premières évaluations américaines se sont avérées erronées : le retour n'est pas à la hauteur de ce qui était espéré. Le gaz est particulièrement piégé dans la roche mère. Néanmoins, la qualité de ce qui est produit (condensats) vient compenser en partie le déficit de quantité.

La sismique réflexion, quels que soient ses progrès récents, ne permet pas de quantifier la ressource. Vous le constatez d'ailleurs dans votre document de travail. Des opérations de fracturation sont nécessaires ; il ne s'agit pas forcément de fracturation hydraulique même s'il faut bien constater qu'aujourd'hui, c'est la seule technique efficace.

M. Pierre Toulhoat

Il existe un défi scientifique qui devrait être inscrit à nos programmes de recherche : il s'agit de relier la structure des zones riches en matière organique dans les *shales* à la présence de gaz. Est-ce qu'à partir d'un échantillon prélevé dans une carotte, il est possible de caractériser la roche en laboratoire pour savoir si on pourra ultérieurement en extraire le gaz ? Cette question scientifique reste ouverte. Aux États-Unis, une approche empirique a prévalu sur une approche scientifique de fond. Il est peut-être nécessaire d'avoir une phase préalable de recherche destinée à la compréhension de ces processus. Avec l'IFPEN ou le BRGM, nous avons les moyens de relever ce défi scientifique.

M. Sébastien Candel

J'approuve votre idée de lancer un programme de recherche fondé sur les orientations proposées par l'ANCRE, qui incluent la question qui vient d'être abordée par M. Pierre Toulhoat.

Le programme proposé par l'ANCRE est très bien pensé et il rassemble tous les acteurs.

M. Jacques Percebois

J'aborderai plutôt les aspects économiques. Il est très important d'inclure la problématique des hydrocarbures non conventionnels dans le cadre du débat national sur la transition énergétique. Cette idée est confortée par le récent rapport du Conseil d'analyse économique sur l'énergie et la compétitivité, montrant qu'une hausse de 10 % du prix de l'énergie entraîne une baisse de 2 % des exportations. Le fait d'avoir de l'électricité nucléaire et, peut-être, demain des hydrocarbures non conventionnels à meilleur marché, permettrait d'éviter des importations de gaz et de demeurer compétitif.

Mais il faut être prudent concernant le coût : ce qui fait la rentabilité du gaz de schiste aux États-Unis, c'est le fait qu'il est associé à des condensats qui se valorisent très bien. Si le gaz n'est pas associé à des condensats, son coût sera plus élevé. Il est probable qu'en France le coût d'accès sera plus élevé qu'aux États-Unis. Il ne faut donc pas penser que nous aurons une rente gazière phénoménale. Mais l'exploitation de nos

ressources permettrait d'économiser des importations et d'obtenir des taxes notamment sur le plan local. On risque d'importer demain du gaz non conventionnel. Les Russes en ont. Les Américains pourraient en exporter, mais pas au prix américain, en raison des coûts de transport, de liquéfaction etc.

M. Christian Bataille

Notre idée n'est évidemment pas d'augmenter la consommation d'hydrocarbures en France mais bien de substituer nos propres ressources à des ressources actuellement importées.

Pierre Toulhoat

Les données d'évaluation des ressources sont stratégiques : qui va financer ces travaux d'évaluation ? Comment les données seront-elles ensuite partagées ?

M. Christian Bataille

Ce point dépasse quelque peu le champ de notre mission.

M. Jean-Claude Lenoir

Notre objectif est de contribuer à ce que la loi soit, à terme, changée. Il faut avancer avec prudence concernant la suite.

M. François-Marie Bréon

Le point concernant l'utilisation des ressources non conventionnelles pour le financement de la transition énergétique est essentiel. En tant que spécialiste du climat, j'insisterai sur le fait que sortir des hydrocarbures, pour limiter nos émissions de gaz à effet de serre, est devenu urgent, dans le contexte où l'on a récemment dépassé le seuil de 400 ppm de CO₂ dans l'atmosphère. On ne voit aucune inflexion à cette augmentation. On sait déjà que l'on ne va pas tenir le seuil de réchauffement de 2°C. Il faudrait que l'on parvienne à mettre en œuvre de vraies politiques pour limiter ce réchauffement.

M. Jean-Claude Lenoir

Nous ne souhaitons pas augmenter notre consommation de ressources fossiles. Notre consommation est déjà réduite par rapport à celle de l'Allemagne. Cette politique de lutte contre les gaz à effet de serre doit être européenne.

M. Christian Bataille

Nous ne souhaitons pas déséquilibrer le bilan énergétique français mais l'obtenir autrement dans l'intérêt économique national. Il n'est pas impossible qu'on se heurte d'ailleurs à des réticences des industriels, qui pourraient préférer vendre du pétrole ou gaz, d'où qu'ils viennent, plutôt que d'en extraire du sol français. Les industriels français sont en fait assez mollement engagés, à l'exception de l'UFIP. Mais il faut faire en sorte que

l'économie nationale prévale sur l'économie installée des hydrocarbures : ne pas consommer plus mais mieux.

Je voudrais aborder la question de la fracturation hydraulique. Nos auditions ont montré qu'elle n'était pas la caricature délivrée dans plusieurs films.

Par ailleurs l'impact industriel de l'exploitation ou non de nos ressources est un point essentiel.

M. Jean-Claude Lenoir

Nous avons examiné les techniques alternatives. Le retour est assez décevant dans l'immédiat ; en revanche une fracturation hydraulique améliorée est possible.

Sur l'aspect industriel, nous avons des leaders, mais leur chiffre d'affaires se fait essentiellement à l'étranger.

M. Pierre Toulhoat

Comment les inciter à reprendre les investissements ? Par la fiscalité ?

Mme Catherine Truffert

Avant la loi de 2011, l'ensemble du territoire était couvert de permis. Les industriels étaient très présents. Aujourd'hui ils sont retenus par l'interdiction. Vous n'aurez pas les industriels avec vous tant qu'ils ne verront pas que le verrou est susceptible d'être levé à terme.

S'agissant du prix du gaz, il faut espérer qu'il ne diminue jamais autant qu'aux États-Unis. En effet, le coût environnemental de l'extraction doit être intégré. Nous devons veiller à protéger nos aquifères, à ce que les opérateurs soient accompagnés par la puissance publique pour veiller à ce que les choses soient faites proprement.

C'est aux industriels de mener les travaux d'exploration. La puissance publique doit établir un cadre et veiller au respect de conditions environnementales.

M. Jean-Claude Lenoir

C'est le pétrole qui rentabilise le gaz aujourd'hui aux États-Unis

M. Jacques Percebois

Je pense aussi qu'aux États-Unis, le prix du gaz est trop bas. Il remonte aujourd'hui. En France, le coût sera plus élevé. Un système de double dividende est envisageable, grâce à des taxes et au gain en lien avec les importations évitées.

M. Christian Bataille

Je souhaiterais aborder la question du gaz de houille. Les technologies pour l'extraire en France paraissent assez simples. Qu'en pensez-vous ?

M. Pierre Toulhoat

Les affirmations d'EGL sont fondées sur un certain nombre d'expérimentations en Lorraine. Elles reposent sur le pari de l'absence de recours à la fracturation hydraulique. Or des travaux antérieurement menés par le CERCHAR (Centre d'Études et Recherches des Charbonnages de France) ont montré que la micro-fracturation du charbon français est relative. Un certain nombre de tests sont en cours pour valider ce pari. Quelques mois ou années demeurent nécessaires pour le confirmer. La qualité de l'eau associée à la production doit aussi être confirmée. Tout ceci doit être évalué de manière indépendante.

COMPTE-RENDU DE LA RÉUNION DU COMITÉ SCIENTIFIQUE DE L'ÉTUDE DU 13 NOVEMBRE 2013

Présents :

- M. Bernard Tardieu, président de la commission Énergie et Changement climatique, Académie des technologies
- M. Pierre Toulhoat, directeur scientifique, INERIS
- Mme Catherine Truffert, directrice de la recherche, BRGM

Excusés :

- M. François-Marie Bréon, chercheur au CEA, Laboratoire des sciences du climat et de l'environnement (LSCE)
- M. Sébastien Candel, président du Comité de prospective en énergie, Académie des sciences
- M. Jacques Percebois, professeur en sciences économiques, directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN), Université de Montpellier-1

Après que les rapporteurs eurent présenté les conclusions de leur travail, les membres du comité scientifique ont formulé les remarques suivantes.

M. Pierre Toulhoat

On ne peut qu'approuver votre proposition de mettre en œuvre pleinement la loi de 2011. Cette loi était très claire.

M. Jean-Claude Lenoir

Le Conseil constitutionnel en a validé la portée.

M. Pierre Toulhoat

Le recours à l'expertise scientifique, par la mise en œuvre d'un programme de recherche, est un point essentiel. Il faudrait étendre vos propositions à la question de la gouvernance de la recherche : qui décide des programmes ? Qui les finance ? Il est nécessaire de tenir compte du contexte budgétaire restrictif qui affecte l'ensemble de nos organismes de recherche. L'INERIS subit, par exemple, une baisse de 17 % du montant de son programme de recherche en 2014 par rapport à 2013.

À propos du gaz de houille, un rapport récent du BRGM et de l'INERIS¹ recense les principaux points sensibles, nécessitant soit une réglementation spécifique soit des travaux de recherche complémentaires.

Un premier sujet de préoccupation concerne le risque accidentel, en lien avec la gestion des systèmes à haute pression et l'hypothèse d'une migration non maîtrisée de gaz dans les ouvrages.

La qualité des eaux issues de l'exploitation du gaz de houille constitue un deuxième sujet de préoccupation. Il faut caractériser d'éventuels contaminants issus des charbons, susceptibles de remonter à la surface avec l'eau extraite.

M. Christian Bataille

Il semblerait, qu'en France, la fracturation hydraulique ne soit pas nécessaire à l'exploitation du gaz de houille. Qu'en pensez-vous ?

M. Pierre Toulhoat

Il faut attendre les résultats des essais en cours. Il existe des zones naturellement fracturées, de perméabilité accrue. Il faut en vérifier l'existence et l'étendue. Il conviendrait aussi de tester la présence de certains composés organiques dans l'eau extraite des puits.

Un troisième sujet de préoccupation, s'agissant du gaz de houille, est relatif à l'usage des sols.

Par ailleurs, vous proposez de faire réaliser par le BRGM et l'IFPEN des synthèses portant sur le gaz de houille. Je vous suggère de tenir compte des travaux existants, notamment du rapport précédemment mentionné. L'aspect « ressources » reste toutefois à approfondir.

L'INERIS et l'IFPEN ont par ailleurs rendu des études sur les méthodes alternatives à la fracturation hydraulique, fondées notamment sur une analyse de ce qui se fait à l'étranger.

Sur les échanges avec l'étranger dans le domaine scientifique, nos instituts s'en préoccupent d'ores et déjà.

Il faudrait résorber l'asymétrie de connaissances entre pouvoirs publics et entreprises.

M. Bernard Tardieu

L'application de la loi de 2011 devrait permettre une analyse des enjeux industriels. Vous évoquez la nécessité de renouer un dialogue pérenne avec l'industrie, mais la plupart des équipements sur les forages sont aujourd'hui importés.

¹ « Synthèse sur les gaz de houille : exploitation, risques et impacts environnementaux », INERIS, BRGM (octobre 2013)

M. Christian Bataille

Vous voulez dire que nos industriels nationaux devraient être étroitement associés à des opérations d'exploration ?

M. Bernard Tardieu

Les entreprises ont de l'argent, mais pas de visibilité. Il n'est pas nécessaire d'alourdir les finances publiques pour mener des travaux d'exploration. Il suffirait de donner de la visibilité aux entreprises pour qu'elles souhaitent investir.

Sur la dimension européenne, j'attire votre attention sur le fait que la Pologne et le Royaume-Uni sont réticents à la mise en place d'une réglementation à l'échelle de l'Europe. Si elle est trop restrictive, cette réglementation pourrait aboutir à rendre l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels non commerciale.

J'approuve votre idée d'un contrat social avec la population. C'est l'idée d'un risque choisi plutôt que subi. Vous évoquez la mise en place de « commissions locales d'information » (CLI), comme dans le domaine nucléaire.

M. Christian Bataille

Les CLI ont le mérite de permettre une bonne circulation de l'information. Or, plus l'information circule, moins les opposants ont prise. Elles permettent d'associer élus, associations, syndicats, pour faire en sorte que l'opposition ne soit pas monopolisée par une petite poignée d'individus.

M. Bernard Tardieu

Il ne me paraît toutefois pas judicieux de laisser penser que le risque associé à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels serait comparable au risque nucléaire. Les dangers de l'exploitation non conventionnelle sont en fait très surévalués. L'idée de trouver des mécanismes de concertation est bonne, mais le parallélisme avec les CLI n'est peut-être pas nécessaire.

Enfin, s'agissant du lien avec la transition énergétique, les Verts américains sont favorables au gaz car ils savent que l'éolien ou le stockage hydraulique d'énergie (STEP¹) ont leurs limites. Le gaz est complémentaire de l'énergie éolienne.

Mme Catherine Truffert

La connaissance géologique est fondée, au plan national, sur un Référentiel géologique de la France, qui rassemble les travaux effectués par différents organismes depuis plusieurs décennies. Ce programme est financé par l'État, par les collectivités locales et, dans certains cas, par les industriels. L'existant n'est donc pas négligeable.

¹ Stations de transfert d'énergie par pompage.

Les industriels seraient prêts à financer l'acquisition de connaissances supplémentaires : il ne faudrait pas laisser croire que le financement de la recherche doit provenir exclusivement de l'État. Dire que les organismes publics doivent poursuivre des travaux de recherche sur les hydrocarbures non conventionnels n'est toutefois pas inutile.

Nos connaissances sur les ressources ne nous permettent pas de déterminer à quelles conditions cette ressource peut être prélevée. En Pologne, les estimations ont été révisées de 90 % à la baisse. La ressource est présente, mais dans un contexte qui ne permet pas de l'extraire facilement. Sans utiliser la fracturation hydraulique, on ne sait pas évaluer la réserve récupérable. En France, on ne pourrait pas procéder à de telles évaluations sans aménager la loi, exclusivement dans un objectif de recherche et développement.

Nous ne pouvons pas non plus savoir si les roches contiennent des radionucléides mobiles sans procéder à de telles expérimentations.

M. Pierre Toulhoat

Vous évoquez la réforme du code minier pour ce qui est de l'intéressement des collectivités et de la population. Il faudrait peut-être aussi insister sur le fait que cette réforme doit amener davantage de concertation, les anciennes procédures étant obsolètes.

M. Jean-Claude Lenoir

Le Sénat a créé un groupe de travail sur la réforme en cours du code minier. Nous l'évoquons mais évidemment cela n'est pas l'objet principal du rapport de l'OPECST.

Mme Catherine Truffert

Les dispositions du code minier ont créé des mécanismes de royalties très faibles en faveur des collectivités locales, à une époque où il fallait attirer les investisseurs sur le territoire. Le contexte a changé : d'une part, les mécanismes de royalties sont inadaptés ; d'autre part, le non-conventionnel est incontestablement plus impactant pour le voisinage que le conventionnel.

LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES

13 décembre 2012

- M. Pierre-René Bauquis, professeur associé IFP School, Ancien directeur gaz-électricité-charbon du groupe Total
- **BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières)**
MM. Didier Bonijoly, directeur-adjoint des Georessources, Hubert Fabriol, direction des risques et de la prévention, Francis Claret, direction Eau, Environnement, Ecotoxicologie
- **Académie des technologies**
M. Bernard Tardieu, président de la commission Énergie et Changement climatique, membre du groupe de travail auprès des rapporteurs

9 janvier 2013

- **UFIP**
M. Jean-Louis Schilansky, président
Mme Isabelle Muller, déléguée générale
M. Thierry Monmont, directeur Exploration et Production
M. Bruno Ageorges, directeur des relations institutionnelles et des affaires juridiques
- **CGEIET/CGEDD (Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies / Conseil général de l'environnement et du développement durable)**
M. Jean-Louis Durville, ingénieur général des ponts, des eaux et des forêts
M. Gilles Bellec, ingénieur général des Mines
M. Didier Pillet, ingénieur en chef des Mines
M. Jean-Claude Gazeau, ingénieur général des ponts, des eaux et des forêts

- **Hess Oil France**
M. Bertrand Demont, président
Mme Stéphanie Hari, sénior géologue
M. Guillaume Defaux, directeur de la communication et des relations publiques
- **INERIS**
M. Vincent Laflèche, directeur général
M. Pierre Toulhoat, directeur scientifique, membre du groupe de travail auprès des rapporteurs
- **Total**
M. Bruno Courme, directeur général, Total Gas Shale Europe
M. François Tribot Laspière, adjoint au directeur Affaires Publiques France et ONG
M. Matthieu Naegel, chef du projet « Unconventional Gas Ressources »

10 janvier 2013

- **IFPEN (Institut Français du Pétrole - Énergies nouvelles)**
M. Olivier Appert, président
M. François Kalaydjian, directeur adjoint « Ressources »
- M. Philippe Vesseron, ancien président du BRGM
- **CNRS/ANCRE (Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie)**
M. Bruno Goffé, directeur de recherche au CNRS, chercheur au CEREGE (Centre Européen de Recherche et d'Enseignement des Géosciences de l'Environnement), Aix Marseille Université
M. Jean-Raynald de Dreuzy, chargé de recherche, Géosciences Rennes I, CNRS
M. François Renard, professeur à l'Université Joseph Fourier - Grenoble I, Institut des sciences de la Terre
M. Jacques Pironon, directeur de recherche au CNRS, UMR Géologie et gestion des ressources minérales et énergétiques, Université de Lorraine

M. Gilles Pijaudier-Cabot, professeur à l'Université de Pau et des Pays de l'Adour, directeur du Laboratoire des fluides complexes et leurs réservoirs

- **Schlumberger France**

M. Pascal Panetta, président

M. Dominique Pajot, global account manager, WesternGeco

22 janvier 2013

- **ecorpStim**

M. John Francis Thrash, chairman & CEO, eCorp International, LLC

Mme Florence Maisel, directeur général, Interel

M. Aristide Luneau, directeur, Interel

15 février 2013

- **Schuepbach**

M. Martin A. Schuepbach, PDG, Schuepbach Energy

M. Marc Fornacciari, avocat à la Cour

21 février 2013

- **European Gas Limited (EGL)**

M. Julien Moulin, président

M. Frédéric Briens, directeur général

- **Greenpeace**

Mme Anne Valette, chargée de campagne Climat-Energie

- **GEP-AFTP**

M. Jean Ropers, président

M. Philippe Perreau, directeur, Technologies Innovations Projets

26 février 2013

- Ambassade des États-Unis en France

Mme Candy Green, conseiller, Affaires environnementales et scientifiques

M. Blake Butler, conseiller adjoint

Mme Maureen Clapper, attachée, Secteur Energie

28 février 2013

- M. Jacques Percebois, professeur en sciences économiques, directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN), Université de Montpellier-1, membre du groupe de travail auprès des rapporteurs

- M. Christian Stoffaes, ingénieur général des Mines, chef économiste du CGEIET

- M. Patrice Geoffron, professeur en sciences économiques, directeur du Centre de Géopolitique de l'énergie et des matières premières (CGEMP), Université Paris Dauphine

7 mars 2013

- Académie des sciences

M. Sébastien Candel, président du comité de prospective en énergie, , membre du groupe de travail auprès des rapporteurs, M. Vincent Courtillot, M. Michel Combarous, membres du comité de prospective en énergie, Académie des Sciences

- France Nature Environnement

Mme Maryse Arditi

- Agence internationale de l'énergie

M. Christian Besson, analyste senior

14 mars 2013

- SNF Floerger

M. Pascal Rémy, président

21 mars 2013

- **Centre d'analyse stratégique**

M. Hervé Monange, directeur général adjoint

M. Dominique Auverlot, chef du département développement durable

M. Etienne Beeker, département développement durable

- **Vermilion Energy Inc.**

M. Jean-Pascal Simard, directeur des relations publiques Europe

Mme Pantxika Etcheverry, responsable du service Études France

- **Halliburton**

M. Rémy Caulier, vice president, Total Global Account

M. Nicholas Gardiner, Strategic business manager, Production enhancement

- **Commune d'Auchel (62)**

M. Philibert Berrier, premier adjoint au Maire

28 mars 2013

- **Veolia**

M. Jean-Marc Philipot, directeur technique, Veolia Eau

M. Didier Bignonneau, directeur du Développement industrie pétrolière et gazière, Veolia Eau

Mme Marie-Thérèse Suart-Fioravante, directeur des Relations institutionnelles, Veolia Environnement

- **Vallourec & Mannesmann Tubes**

M. Didier Horner, directeur général, Division OCTG, Membre du comité exécutif de Vallourec

M. Sébastien Cochet, Marketing & Développement, OCTG Division

Mme Caroline Philips, Group media relations manager

- **GDF Suez**

M. Didier Holleaux, directeur général

Mme Angeles Yackow, R&D and New Technologies Coordinator,
Operations Department

M. Bertrand Garnier, technical and new offers development director,
Degrémont Industry

Mme Valérie Alain, directeur des relations institutionnelles

4 avril 2013

- M. Laurent Michel, directeur général, direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie

11 avril 2013

- **IMERYS**

M. Thierry Salmona, membre du comité exécutif, directeur général
Innovation & Support Business

Mme Anne Fauconnier, directeur de la communication corporate &
interne

M. Raphaël Leclerc, consultant sénior, département BSA, CSA

15 avril 2013

- **Déplacement en Lorraine**

- *EGL*

Visite d'une nouvelle plateforme en construction à Tritelling

Visite du site de forage et de test de production de Folschviller

M. Julien Moulin, président

M. Frédéric Briens, directeur général

M. Bernard Michaud, chef géologue

- *Elus et associations*

M. Jean-Pierre Masseret, président du Conseil régional

Mme la maire-adjointe de Folschviller

M. Michel Kaspar, président de l'ADELPA (Association agréée pour la défense et la lutte contre la pollution)

- *DREAL*

M. Robert Mazzoleni, responsable de la DREAL Lorraine sur les questions minières

18 avril 2013 : Audition ouverte à la presse

- *Première table ronde – Hydrocarbures non conventionnels : les ressources*

M. Bruno Goffé, directeur de recherche au CNRS

M. Christian Besson, analyse senior, Agence internationale de l'énergie

M. Olivier Appert, président, IFPEN

M. Frédéric Briens, directeur général, EGL

- *Deuxième table ronde – Hydrocarbures non conventionnels : les techniques*

M. Bruno Courme, directeur de la filiale Total Gas Shale Europe

M. Gilles Pijaudier-Cabot, directeur du Laboratoire des fluides complexes et leurs réservoirs, Université de Pau et des Pays de l'Adour

M. François Kalaydjian, directeur adjoint « Ressources », IFPEN

M. Pascal Baylocq, président du club de réflexion sur les hydrocarbures de roches-mères, GEP-AFTP

M. Jean-Pascal Simard, directeur relations publiques en Europe, Vermilion

M. John Francis Thrash, chairman et CEO, ecorpStim

14 mai 2013

- Déplacement dans le bassin minier du Nord Pas-de-Calais

- *Gazonor / EGL*

Visite du site d'exploitation du gaz de mines à Avion

M. Gauthier de Potter, président de Gazonor

M. Nicolas Ricquart, directeur de Gazonor

M. Bernard Michaud, chef géologue, EGL

- *Élus*

M. Jean-Pierre Kucheida, président de l'Association des communes minières de France

M. Jean-Marc Tellier, maire d'Avion

M. Jacques Vernier, maire de Douai, conseiller régional

Mme Frédérique Masson, suppléante de M. Guy Delcourt, député, maire de Lens

M. Marcel Coffre, maire de Marles-les-Mines

- *DREAL*

M. Roger Dhénain, DREAL Nord Pas-de-Calais

M. Frédéric Baudouin, DREAL Nord Pas-de-Calais

16 mai 2013

- **Déplacement sur un forage en cours de Hess Oil France en Seine et Marne**

- **CGG**

M. Jean-Georges Malcor, directeur général

M. Olivier Gouirand, VP Finance & Strategy Group

M. Salvador Rodriguez, VP Geoscience Technology

- **Département de l'énergie des États-Unis** (*en vidéoconférence à l'ambassade des États-Unis à Paris*)

M. Christopher Smith, Secrétaire d'Etat adjoint, Acting assistant secretary and Principal deputy assistant secretary for the Office of Fossil Energy, US Department of energy

22 mai 2013**- Déplacement sur des sites de Vermilion en Seine et Marne**

Visite du puits de pétrole de roche mère Champotran 29

18 juin 2013**- Saint-Gobain**

M. Jean-Louis Beffa, président d'honneur

15-19 juillet 2013 : Déplacement aux États-Unis**PROGRAMME****Dimanche 14 juillet : Washington, DC**

- | | |
|-------------|--|
| 16h30 | Accueil à l'Ambassade par MM. Marc Magaud, Cyril Pinel, Mmes Annick Suzor-Weiner, Céline Ramstein, MM. Frédéric Lohier et Vincent Delporte |
| 17h15-18h30 | Entretien avec l'Ambassadeur de France, M. François Delattre et la Mission pour la science et la technologie de l'Ambassade de France |

Lundi 15 juillet 2013

- | | |
|-------------|---|
| 9h45 | FTI Consulting
Entretien avec
Mike Catanzaro – FTI Consulting, animateur de la plateforme internet du Independent Petroleum Association of America
Christopher D. Tucker Directeur, managing director, Communication |
| 11h00 | Ressources for the Future
Environmental Defense Fund
Entretien avec
Mark Brownstein, chief counsel, Environmental Defense Fund
Programme Energie
Alan Krupnick, senior fellow and director, Center for Energy Economics and Policy, Resources for the future |
| 12h15-13h45 | Déjeuner de travail |

Participants : M. Brownstein, A. Krupnick, M. Magaud

14h00

U.S Department of Energy

Entretien avec

Christopher Smith, assistant secretary, Acting, Office of fossil Energy

Sally C. Kornfeld, division director, Division of international oil and natural gas activities

Rachel Halpern, Oil and Gas analyst

15h00

Chambre des Représentants

Entretien avec le staff du Représentant Dan Maffei (D) –
Représentant du 24^e district de New York

Bryan Maxwell, legislative assistant

16h00

Entretien avec Brandon Mooney – staffer républicain de la
Commission Energie et Commerce à la Chambre des
Représentants

Lieu : 2125 Rayburn Office Building

Contact : Cameron Griffith - (202) 641-8287

Mardi 16 juillet 2013 Transfert de Washington à Pittsburgh, Pennsylvanie

16h30

Center for Sustainable Shale Development (CSSD)

Briefing par Andrew Place, Directeur

Pittsburgh

Mercredi 17 juillet 2013 Bassin Utica, Ohio

10h00

Hess

Réunion technique dans les bureaux de Hess à Steubenville,
Ohio

Entretien avec :

Joaquin Martinez, operations manager

Caroline Gilbert, senior legal conseil E&P Legal
 Louis R. Shepard Chef d'équipe - Ingénierie du projet Utica
 Team Lead - Completions Engineeirng Utica Project
 Trevor Morton, foundation program engineer
 Marcus Attaway, Global drilling and completions
 Completions supervisor

et Visite d'un site d'exploitation en cours de forage à Cadiz,
 Ohio

Lieu : Bassin Utica, Ohio

18h00 Transfert à Houston, Texas

Jeudi 18 juillet 2013 Houston puis Austin, Texas

08h15 Consulat de France à Houston
 Serge Krebs, Catherine Marais et Vincent Delporte

08h30-09h45 Petit Déjeuner de travail au Consulat
 Entretien avec Phan Bai, special assistant to the CEO, Veolia
 Water Americas, Industrial business group

10h-11h15 Entretien avec
 Jean DeRidder, Assets Manager et Frédéric Lagarde, ingénieur
 exploration et production, Total USA

11h30 Départ du Consulat pour l'université du Texas à Austin

14h30-17h Université du Texas à Austin

Rencontre avec des chercheurs du département pétrolier
 (department of petroleum and geosystems ingeneering) de
 l'université du Texas à Austin.

Tadeusz W. Patzek, chairman/ professor
 Mukul M. Sharma, Ph. D., professor,
 Masa Prodanovic, Ph. D., assistant professor
 Katharine J. Grieve, Communications coordinator
 Jon E. Olson, Ph. D., associate professor
 Lionel Ribeiro, doctorant
 Départ pour San Antonio, Texas

Vendredi 19 juillet 2013 Bassin Eagle Ford, Texas

07h00- 15h00 **Visite d'un site en cours de forage Hunt-Halliburton à Floresville, Texas**

16h00- 18h30 **Réunion technique dans les bureaux de Halliburton à Houston
Houston, Texas**

Présentations par :

Mike Watts, Fracture stimulation affairs production enhancement, Halliburton

Glenda Wylie, PMP, global director of technical marketing, Marketing and business development, Halliburton

Nikolaus Droemer, technology manager, Halliburton

Marcus Simmons, director of fracture diagnostics, Pinnacle

Dion Billard, P. Eng., technical professional leader, Pinnacle

Jean DeRidder et Frédéric Lagarde, Total USA

Samedi 20 juillet 2013

Retour à Paris

16 septembre 2013

- Déplacement à Montpellier

- *Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement Languedoc-Roussillon*

M. Didier Kruger, directeur

M. Bruno Favard, Référent Mines, Après Mines

M. Sébastien Dupray, chef du service Risques

M. Philippe Chartier, chef de la division risques chroniques et sous-sol

-
- *Délégation régionale à la recherche et à la technologie*
M. Christian Périgaud, délégué régional
 - *Université Montpellier 2, Géosciences Montpellier*
M. Nicolas Arnaud, Directeur de recherche CNRS
M. Michel Séranne, Chargé de recherche CNRS
 - *Université Montpellier 2, Hydrosociences Montpellier*
M. Séverin Pistre, professeur des universités
 - *Déjeuner de travail*
M. Pierre de Bousquet de Florian, préfet de l'Hérault, préfet de la région Languedoc-Roussillon
 - *Collectif 07 Stop au Gaz de Schiste*
M. Paul Reynard, porte-parole
M. Alain Souleliac-Boissel

22 au 25 septembre 2013 : Déplacement en Pologne

PROGRAMME

Dimanche 22 septembre 2013

17h40 *Arrivée à Varsovie*

20h00 Dîner de travail avec M. Philippe Cerf, Premier Conseiller, et M. Sébastien Reymond, Attaché de Coopération Scientifique et Universitaire, Ambassade de France en Pologne

Lundi 23 septembre 2013 (Varsovie)

09h00 Wojskowa Akademia Techniczna, Katedra Mechaniki i Informatyki Stosowanej (Académie technique militaire / WAT)

09h00 Accueil par les autorités de l'Université

Entretien avec le Général de Brigade Prof. Zygmunt Mierczyk,
Recteur de la WAT

09h15 Présentation scientifique, discussion, visite du laboratoire
de recherche sur le gaz de schiste

Prof. Tadeusz Niezgoda, Directeur, Center of advanced energetic
technologies

Dr Danuta Miedzinska, chercheur

11h00 Ministère de l'environnement

Entretien avec M. Piotr Wozniak, Secrétaire d'État et Géologue
principal, M. Anatonin Falwowski, conseiller

12h30 Déjeuner à la Résidence de France

M. Pierre Buhler, Ambassadeur de France en Pologne

M. Piotr Woźniak, Secrétaire d'état

M. Tadeusz Niezgoda, professeur de la WAT

Mme Danuta Miedzińska, chercheur à la WAT

M. Sergio Laura, directeur d'ENI Polska ;

Mme Malgorzata Woźnicka du PIG

M. Jerzy Nawrocki directeur du PIG, **confirmé** ;

14h45 Institut de géologie polonais (Panstwowy Instytut
Geologiczny : PIG)

Entretien avec M. Jerzy Nawrocki, directeur et Mme Malgorzata
Woznicka, responsable des risques hydrogéologiques

16h00 ENI Polska

Entretien avec M. Sergio Laura, Directeur et une équipe technique

17h00 Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo / Polish Oil and
Gas Company (société nationale pour le pétrole et le gaz) PGNiG

Entretien avec M. Tomasz Solarski, directeur de la branche exploration/production, M. Jacek Adamiak, adjoint au directeur, M. Jarosław Polit, adjoint au directeur, M. Piotr Kasza, Stimulation department manager, M. Jerzy Stopa, expert en ingénierie des ressources et M. Zdzisław Kołodziejczyk, pétrophysicien

18h30 TOTAL Polska

M. Thibaud de Lisle

19h15 Fondation Strefa Zieleni (Zone du vert)

Entretien avec Mme Ewa Sufin-Jacquemart, Directrice

Mardi 24 septembre 2013 (Kock et Gdańsk)

09h00 Visite du site de Kock, Kock-Tarkawica (région de Lublin)

Visite du forage PGNiG (tête de puits) en compagnie du Secrétaire d'Etat M. Piotr Woźniak, accueil par PGNiG.

13h30 Transfert vers Gdansk

15h45 Arrivée à Gdansk

Entretien avec M. Mieczysław Struk, Maréchal de Poméranie, Mme Malgorzata Klawiter, plénipotentiaire de la Voïvodie de Poméranie pour le gaz de schiste et Mme Monika Tarnowska, Consul honoraire de France

Mercredi 25 septembre 2013 (Varsovie)

08h30 Petit-Déjeuner à la Résidence de France

10h00 Entretien avec la presse à la Résidence de France

12h45 Retour vers Paris

17 octobre 2013

- M. Thomas Porcher, économiste

- **Union française des industries pétrolières (UFIP)**
 - M. Jean-Louis Schilansky, président
 - Mme Isabelle Muller, déléguée générale
 - M. Thierry Monmont, directeur Exploration et Production
 - M. Bruno Ageorges, directeur des relations institutionnelles et des affaires juridiques

24 octobre 2013

- M. Marc Durand, Géologue, Université du Québec à Montréal (UQAM)
 - M. Jérémy Wauquier, Association de défense, santé, eau, nature environnement (ADSENE)

- M. Philippe Vesseron, Président du comité national de la géothermie et président d'honneur du BRGM

- **Hess Oil**
 - M. Bertrand Demont, Président
 - M. Guillaume Defaux, Directeur de la communication et des relations publiques

CONTRIBUTIONS ECRITES DES PARTENAIRES SOCIAUX

Vos rapporteurs ont sollicité par écrit les partenaires sociaux représentatifs au niveau interprofessionnel. Ils ont reçu les contributions écrites publiées ci-après.

-  Confédération française des travailleurs chrétiens (CFTC)
-  Confédération générale des petites et moyennes entreprises (CGPME)
-  Confédération générale du travail (CGT)
-  Force ouvrière (FO)
-  Mouvement des entreprises de France (MEDEF)
-  Union professionnelle artisanale (UPA)

CONFÉDÉRATION FRANÇAISE DES TRAVAILLEURS CHRÉTIENS (CFTC)



PALAIS DU LUXEMBOURG
Monsieur Jean-Claude LENOIR
Sénateur de l'Orne
Monsieur Christian BATAILLE
Député du Nord et Vice-Président de
l'OPECST
15, rue de Vaugirard
75291 – PARIS cedex 06

Pantin, le 13 novembre 2013

Le Cabinet

Objet : Contribution écrite de la CFTC sur « les hydrocarbures non conventionnels »

N/Références : n° 070 – 2013 – PL/PLR/OL

Dossier suivi par : Secrétariat du cabinet

Tél. 01 73 30 49 34 – secretariat@cftc.fr

Monsieur le Député, Monsieur le Sénateur,

Dans le cadre « de la réalisation d'une étude sur les méthodes alternatives à la fracturation hydraulique dans l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels » que vous a confiée l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), vous avez bien voulu, dans un courrier daté du 10 avril 2013, nous demander notre « point de vue écrit ».

Nous tenons à vous en remercier et vous prions de bien vouloir trouver ci-joint, notre réponse que la complexité de la question nous a conduit à vous rendre plus tard que prévu initialement.

Nous restons à votre disposition pour toute précision et renseignement complémentaire concernant notre positionnement.

Veuillez agréer, Monsieur le Député, Monsieur le Sénateur, l'expression de notre considération distinguée.

Philippe LOUIS
Président Confédéral

Confédération Française des Travailleurs Chrétiens

128, avenue Jean Jaurès - 93697 Pantin Cedex - Tél. : 01 73 30 49 00 - Fax : 01 73 30 49 18 - www.cftc.fr

Membre de la Confédération Européenne des Syndicats et de la Confédération Syndicale Internationale

N° Siret : 784 450 975 00031



Le Cabinet de la CFTC
Philippe LOUIS - Président

CONTRIBUTION ECRITE DE LA CFTC

DANS LE CADRE « DE LA REALISATION D'UNE ETUDE SUR LES METHODES ALTERNATIVES A LA FRACTURATION HYDRAULIQUE DANS L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS »

Le Cabinet

Dossier suivi par : Le Secrétariat du Cabinet
secretariat@cftc.fr – Tél. 01 73 30 49 34

Pour la CFTC, la question des solutions alternatives à la fracturation hydraulique ne se pose pas. Notre Confédération est, en effet, opposée à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels quel que soit le moyen envisagé pour des raisons essentiellement d'ordre écologique. A nos yeux, la véritable alternative est la suivante : soit l'objectif de la France est d'assurer son indépendance énergétique et, dans ce cas, il faut absolument exploiter les hydrocarbures non conventionnels dont notre sous-sol regorgerait, soit l'objectif poursuivi par notre pays est de réduire l'émission de gaz à effet de serre qui contribue au changement climatique, et il faut que les énergies fossiles, dont le gaz et l'huile de roche mère, restent enfouies.

La France s'est engagée à baisser ses émissions de gaz à effets de serre de 20 % d'ici à 2020. Outre les émanations de gaz carbonique (CO2) qui résulteraient de l'utilisation des hydrocarbures non conventionnels, plusieurs études montrent qu'aux Etats-Unis, les puits d'extraction de gaz de la roche mère rejettent du méthane, un gaz à effet de serre plus puissant que le CO2. On voit mal dans ces conditions comment la France pourrait atteindre son objectif. La France s'est, par ailleurs, engagée à porter à 23 % la part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie finale. Or, le simple fait de consacrer une part importante de nos investissements à la recherche sur l'extraction d'hydrocarbures non conventionnels peut faire concurrence aux énergies renouvelables et envoyer un signal négatif aux agents économiques qui souhaiterait installer une éolienne ou s'équiper en panneaux solaires. Enfin, la CFTC tient à souligner que l'enjeu de la transition énergétique est de se passer progressivement du pétrole et du gaz enfouis dans le sous-sol pour l'énergie, et de le conserver comme matière première et l'utiliser à d'autres fins.

.../...



Indépendamment des effets néfastes de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels sur le changement climatique, la CFTC estime que les techniques alternatives à la fracturation hydraulique n'offrent pas de réelles perspectives opérationnelles à court terme. Comme le précise Christophe de MARGERIE, PDG de TOTAL, dans un entretien au quotidien *Les Echos* début janvier 2013, « il faut entre dix et vingt ans pour développer une technologie de rupture ». En l'état actuel de la recherche, aucun des procédés à l'étude – qu'il s'agisse du recours à l'onde de choc créée par un arc électrique, de l'utilisation du GPL ou de l'air comprimé en lieu et place de l'eau – ne semble au point. Or, compte tenu de la raréfaction des ressources énergétiques et de l'augmentation rapide des prix de l'énergie qui en découlent, il y a urgence.

Il en est de même pour l'emploi : les retombées à attendre de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels seraient, de l'avis même de Jean-Louis SCHILANSKY, Président de l'UFIP, limitées : le temps d'explorer et de mettre les éventuels gisements en exploitation, les bénéfices en termes d'emplois ne se feraient pas sentir avant cinq ou dix ans. Or, là aussi, il y a urgence à créer des emplois. Pour la CFTC, il serait plus efficace en termes d'emplois de long terme d'investir dans la recherche sur le stockage d'électricité ou les économies d'énergie, notamment par l'isolation thermique des bâtiments et par des modifications de comportement, que de prolonger de quelques années supplémentaires la production d'énergies fossiles.

Confédération générale des petites et moyennes entreprises (CGPME)

Le Président

Monsieur Jean-Claude Lenoir
Sénateur de l'Orne
Palais du Luxembourg
15, rue de Vaugirard
75291 Paris Cedex 06

Puteaux, le 26 août 2013

réf. : JFR/JEMB/SB/FM

Monsieur le Sénateur,

Vous avez bien voulu m'interroger sur les méthodes alternatives à la fracturation hydraulique dans l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels et je souhaite vous en remercier.

A la suite de la Conférence environnementale 2012, j'étais de ceux qui avaient demandé la réouverture du débat sur le potentiel de la France en matière de gaz de schistes. Il me semble en effet que la France ne peut se passer de cette opportunité, sous réserve que son impact sur l'environnement soit évalué et totalement maîtrisé.

Lors du Débat national sur la transition énergétique, la CGPME a pu faire part de son étonnement quant au refus de certaines parties prenantes de soutenir la réalisation d'une étude de l'impact socio-économique (tourisme, emploi, prix de l'énergie), environnemental et climatique de l'exploitation des gaz de schiste, incluant une analyse complète du cycle de vie. Cette étude permettrait *a minima* d'estimer la quantité potentielle des hydrocarbures non conventionnels présents dans le sous-sol français.

Si les conditions étaient réunies : impacts sur l'environnement maîtrisés et quantités d'hydrocarbure suffisantes, alors nous ne devons pas nous interdire l'exploitation de ceux-ci. Aucun dogmatisme ne doit conduire à fermer la porte de manière définitive à de nouvelles énergies, telles que les gaz de schistes. La CGPME souhaite que la France fasse le choix de

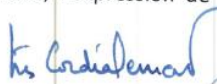
CONFEDERATION GENERALE DES PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES

8, TERRASSE BELLINI - 92806 PUTEAUX CEDEX • Tél. : 01 47 62 73 73 • Fax : 01 47 73 08 86

soutenir son économie, notamment la compétitivité de nos entreprises. Le coût de l'énergie et des matières premières est stratégique et leurs prix ne font qu'augmenter depuis plusieurs décennies. Le choix de nos partenaires britanniques et américains d'exploiter les hydrocarbures non conventionnels doit nous amener à réfléchir aux opportunités possibles tant en matière de recherche et d'innovation, que d'emplois et de développement industriel.

En matière énergétique, l'exploration des hydrocarbures non conventionnels n'est sûrement pas la solution miracle aux enjeux de la transition énergétique. Mais avant d'exclure cette option, développons la recherche en la matière et invitons toutes les parties prenantes à poursuivre un débat dont nous ne pouvons, à ce stade, nous exonérer.

Vous remerciant de l'attention que vous voudrez bien porter à notre analyse et restant à votre disposition, je vous prie d'agréer, Monsieur le Sénateur, l'expression de mes plus sincères salutations.



Jean-François ROUBAUD

CONFÉDÉRATION GÉNÉRALE DU TRAVAIL (CGT)

**Contribution de la CGT concernant l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels**

Pour l'Office Parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques

Le contexte et l'état des lieux actuels:

Le premier constat est que les besoins en énergie sont considérables quels que soient les pays. La caractéristique qui domine est celle des écarts de développement entre pays et surtout entre catégories de population. Les inégalités existantes en termes d'accès à l'énergie, au logement et au transport révèlent l'ampleur des besoins à assurer.

Conjointement à cette réalité, la réduction des émissions de gaz à effets de serre est une obligation pour limiter le réchauffement climatique. La recherche d'économies d'énergie par une optimisation de la production et de la consommation, est également une nécessité.

Face à l'appauvrissement des ressources conventionnelles d'hydrocarbures fossiles, de nouveaux horizons se sont ouverts avec la possibilité d'exploiter des gaz et huiles présents au niveau de la roche mère.

La production des gaz et des huiles de schiste, dans l'état actuel des techniques, n'est acceptable nulle part.

Les techniques actuelles utilisées aux USA pour produire des hydrocarbures de schiste occasionnent des dégâts considérables à l'environnement -notamment au niveau des nappes phréatiques- et au cadre de vie des populations. Elles font courir des risques sanitaires et mettent en péril les réserves d'eau potable dans le sous-sol. En outre, le caractère légalement privé du sous-sol américain, contrairement au sous-sol français qui appartient à la Nation, accentue fortement la recherche de rentabilité au détriment de l'environnement.

Les perspectives d'exploration en France dans ces conditions ont légitimement soulevé une émotion considérable.

La CGT estime que l'exploitation des gaz et huiles de schiste, dans les conditions technologiques et industrielles actuelles n'est pas acceptable.

Cette interdiction ne doit pas porter seulement sur le sol national en France.

Les multinationales du pétrole se tournent vers les pays émergents et les pays pauvres pour profiter de cadres juridiques et législatifs moins contraignants. C'est pourquoi la CGT poursuivra sa coopération avec la CSI et les organisations syndicales de salariés de ces pays pour imposer le respect de l'environnement, du cadre de vie de ces populations et les ressources en eau des territoires.

Des démarches doivent être engagées par la France et l'Europe au niveau international pour que les gaz et huiles non conventionnels ne puissent pas être produits par les multinationales pétrolières ou autres opérateurs tant que les risques pour l'environnement et la santé des populations environnantes ne seront pas neutralisés par des technologies nouvelles.

Les enjeux de l'exploration:

La définition des enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste relève d'un débat démocratique réel. Celui-ci doit pouvoir s'instaurer en impliquant toutes les parties en présence. Les élus locaux, les associations doivent disposer de toutes les informations nécessaires. Il ne peut se limiter aux seuls aspects techniques et doit prendre en compte les considérations d'intérêt général et de long terme. La participation des salariés et de leurs organisations syndicales dans ce débat est indispensable, faute de quoi le lobbying des opérateurs et des groupes multinationaux risque de se déployer sans contradiction.

Un aspect essentiel et primordial du débat réside dans la quantification des réserves. Aujourd'hui les estimations ne sont pas étayées et varient d'ailleurs considérablement. Il convient donc en préalable de vérifier si les réserves raisonnablement chiffrées peuvent justifier des investissements économiques en vue d'une exploitation ultérieure.

Une première phase d'exploration utilisant des techniques classiques de forage de puits pour prélever des « carottes » au niveau des roches mères en vue d'une analyse en laboratoire est parfaitement acceptable.

Ces forages classiques doivent être menés par des pétroliers expérimentés, en toute transparence. C'est pour cela que cette phase doit placée sous le contrôle de la puissance publique et des associations et des élus locaux.

Le moratoire actuel sur l'exploration est donc injustifiable, il peut et il doit être levé.

Le contrôle par la puissance publique doit être une exigence en France, comme dans tous les pays, notamment pour lutter contre le dumping environnemental. C'est aussi pour cela qu'il faut construire et mettre en œuvre un cadre juridique de lois et de règlements nationaux et internationaux. La priorité absolue doit être non pas la rentabilité mais la sécurité des salariés et des populations.

Les enjeux sur la recherche :

Les craintes légitimes suscitées par les conditions actuelles d'exploitation industrielle du gaz de schiste ne peuvent être instrumentalisées pour empêcher toute recherche scientifique.

Les moyens de recherche doivent être mis à profit pour la mise au point de procédés industriels et de technologies optimisés économiquement et respectueux de l'environnement, des populations et des conditions de travail des salariés.

Les travaux de recherche doivent être coordonnés et placés sous l'autorité des pouvoirs publics dans le cadre d'une filière de recherche publique de façon à répondre aux besoins multiples que ce soit en géothermie, en eau, en séquestration de gaz à effet de serre, en connaissance des matériaux géologiques du sous-sol national.

Les travaux de recherche doivent comporter les expérimentations utiles sur des pilotes industriels de laboratoires pour savoir s'il est possible ou non de mettre au point les technologies susceptibles de neutraliser les risques sur l'environnement et les populations dans la mise en œuvre des forages.

En premier lieu la recherche doit s'appuyer sur les organismes publics existants, ce qui implique d'abord de les doter de moyens financiers et scientifiques nécessaires à leurs missions, notamment l'IFP Energies nouvelles et le BRGM.

Les moyens actuels de recherche industrielle de l'opérateur Total dans l'exploration production issus de l'entreprise publique ELF doivent également concourir aux objectifs d'intérêt général sous contrôle de la filière publique. La CGT propose que cette filière publique spécifique fasse partie du pôle public de l'énergie dont elle revendique la mise en place.

Au niveau national, un comité de pilotage indépendant quadripartite « Elus - Associations - Personnalités indépendantes qualifiées- représentants des salariés » doit être créé pour

apprécier le contenu et le résultat des travaux d'exploration et de recherches. Ces travaux doivent être soumis à l'examen et à l'autorisation du Parlement.

Les enjeux environnementaux et géostratégiques

Le débat concernant une exploitation ultérieure devrait aborder différents aspects.

- L'impact de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels sur le développement économique et l'emploi, dans un contexte où les hydrocarbures, conventionnels ou non, structurent et structureront encore longtemps les filières industrielles de la chimie, du transport et de l'énergie au niveau français, européen ou mondial.
- L'impact sur l'environnement mondial en termes de relâchement de CO₂ sur l'ensemble de la chaîne. Au niveau énergétique, le gaz présente l'avantage de générer moins de CO₂ que le charbon et le pétrole. C'est de plus une énergie souple et transportable. Sa production locale économiserait le transport depuis des zones de production éloignées des lieux de consommation, source de pollution additionnelle. La génération de CO₂ est néanmoins réelle et contribuerait de fait au réchauffement climatique, enjeu majeur des décennies à venir.
- L'enjeu d'indépendance nationale associée à une production locale. Cet enjeu recouvre également la capacité à maîtriser et encadrer les pollutions.
- L'impact d'une exploration future sur l'environnement local, à la fois sur les sous-sols et sur les paysages.

Montreuil le 8 novembre 2013

FORCE OUVRIÈRE (FO)



pp/vl

Christian BATAILLE
Député du Nord
Vice-Président de l'OPECST
Jean-Claude LENOIR
Sénateur de l'Orne

Paris, le 18 juillet 2013

Objet : Etude de l'OPECST

Messieurs,

Suite à votre courrier du 10 avril 2013, je vous prie de bien vouloir trouver ci-joint la position de la confédération FORCE OUVRIERE sur les questions liées aux méthodes alternatives à la fracturation hydraulique dans l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels.

Nous restons à votre disposition dans le cadre de votre étude pour l'OPECST.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Député, Monsieur le Sénateur, l'expression de mes sentiments les meilleurs.


Jean-Claude MAILLY
Secrétaire général

Confédération Générale du Travail FORCE OUVRIERE
141, avenue du Maine - 75680 PARIS Cedex 14
Téléphone : 01 40 52 82 00 - Télécopie : 01 40 52 82 02
www.force-ouvriere.fr
SIRET : 784 578 247 00040 - Code APE : 9420 Z



Méthodes alternatives à la fracturation hydraulique des hydrocarbures non conventionnels

Contribution de la Confédération générale du travail – FORCE OUVRIERE

Les conditions d'exploitation industrielle des hydrocarbures non conventionnels ont suscité des craintes d'une atteinte irréversible par contamination des nappes phréatiques par les produits chimiques utilisés pour la fracturation de la roche et le méthane, d'une dégradation durable de l'environnement de surface et des nuisances consécutives aux multiples passages de camions.

Cette inquiétude a conduit le législateur, au nom du principe de précaution, à la promulgation de la loi du 13 juillet 2011 qui interdit l'exploration, et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et qui abroge les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique.

Etaient donc concernées par cette loi, les gaz de roche. Contrairement aux hydrocarbures conventionnels qui se sont accumulés dans des réservoirs situés dans une roche poreuse et perméable et dont l'extraction est effectuée par simple forage, les hydrocarbures non conventionnels de roche-mère sont dispersés au sein d'une roche sédimentaire argileuse non poreuse qu'il faut fissurer pour extraire l'huile ou le gaz qui y sont emprisonnés. La technique utilisée appelée « *fracturation hydraulique* » consiste à injecter de grandes quantités d'eau mélangée à du sable et à des produits chimiques sous pression pour éclater la roche et faire remonter les gaz à la surface avec le liquide employé.

Un amendement adopté par le Sénat permet le recours à l'utilisation de la technique de « *fracturation hydraulique* » mais exclusivement dans le cadre de projets scientifiques d'expérimentations. L'article 2 de la loi précitée a également créé une Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux. Celle-ci est chargée d'évaluer les risques environnementaux liés aux techniques de fracturation hydraulique et des techniques alternatives. Elle peut aussi émettre un avis public sur les conditions de mise en œuvre des expérimentations, réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public.

Or, aux vues des enjeux énergétiques et économiques, la prospection en vue de l'exploitation des huiles et gaz de schistes pourrait être prometteuse pour la France.

En effet, dépourvues de ressources énergétiques fossiles abondantes, la France se trouve dans une situation de dépendance énergétique. Cette pauvreté conduit la France à importer l'essentiel de sa consommation de gaz et de pétrole. Cette politique d'importation n'est pas sans conséquences.



Le déficit en ressources énergétiques a par le passé handicapé le développement industriel économique de la France par rapport à la Grande-Bretagne et l'Allemagne, Etats mieux pourvus en charbon.

1. Situation du gaz naturel :

La France possède peu de gisements de gaz naturel et ceux-ci arrivent à épuisement. La production nationale est en diminution constante, elle n'est plus que de 2%. Ainsi, 98 % du gaz consommé en France doit être importé. Dans les années 1960, la production française de gaz représentait plus de 80 TWh/an, elle se rapproche désormais de 10 TWh/an.

Le site du gisement de Lacq a fortement contribué à l'essor industriel durant les « Trente Glorieuses ». Il a permis d'assurer, avec les gisements annexes, jusqu'à 90% de la consommation de gaz naturel en France concourant ainsi à la réduction de la facture énergétique. Il arrive toutefois à maturité et devrait être fermé en 2013. Il existe toujours une production de gaz de houille issue des mines de Lorraine.

Or, le gaz naturel représente 14,6% du bilan énergétique de la France (soit 38 Mtep sur un total de 263 Mtep d'énergie primaire) et les **consommations de gaz ont cru plus rapidement que celles des autres énergies**. Sa part dans le bilan énergétique a pratiquement doublé entre 1973 et 2009 passant de 7,4% à 14,6%. Les secteurs consommateurs de gaz sont le résidentiel-tertiaire (57%) et l'industrie (30%).

Les sources et les voies d'approvisionnement ont été diversifiées. La France compte principalement quatre fournisseurs : la Norvège (31,60%), les Pays-Bas (17,9%), l'Algérie (16,2%), la Russie (14,5%). Ces importations sont complétées par des achats auprès du Nigéria ou du Qatar.

L'importation de gaz naturel a coûté 14,3 Mds€ en 2012 (9 Mds€ en 2010).

2. La situation du pétrole :

La France a des besoins très importants d'hydrocarbures. La consommation d'hydrocarbures représente près de 65 % de la consommation énergétique de chaque français. C'est 4,3 litres de produits pétroliers par jour et par habitant, soit 272 millions de litres par jour.

La dépendance au pétrole et au gaz est donc très importante et le sera pendant encore des dizaines d'années malgré le développement accéléré des économies d'énergie, la transition vers des énergies moins émettrices de CO₂ et le développement des énergies renouvelables.

La France extrait quelques 896 000 tonnes de pétrole par an de son sous-sol, principalement dans le Bassin Parisien et en Aquitaine, **soit environ 1% de sa consommation**. Dans le seul Bassin Parisien, plus de 2000 puits ont été forés. La France produit 20 000 barils de pétrole brut mais près de 2 millions de barils entrent en France chaque jour. La France est dépendante à 99 % des importations pour sa consommation de pétrole.

La facture des importations de pétrole a atteint 46,1 Mds€ en 2010 du fait de la hausse des prix du pétrole.



En 2012, la facture énergétique imputables aux importations de gaz naturel et de pétrole a été de 68,5 Mds€ soit davantage que le déficit de la balance commerciale française. En 2011, elle était de 61,4 Mds€, ce qui paraissait déjà comme un record.

Par ailleurs, la demande énergétique mondiale notamment en pétrole et gaz devrait continuer à croître principalement du fait des pays émergents. Cette augmentation de la demande se croiserait avec un ralentissement de l'offre. Selon les scénarii élaborés par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la production mondiale de pétrole commencera à décliner lentement à peu après 2015-2020, même si les nouveaux projets de production au large du Brésil et du Ghana et les réserves de pétrole conventionnel notamment celles de l'arctique permettront encore une production significative sur plusieurs décennies.

Or, à l'horizon 2030, malgré l'essor des véhicules électriques et hybrides, le pétrole devrait fournir encore 85% de l'énergie nécessaire au transport. Il restera indispensable malgré les avancées technologiques pour fournir au secteur de la pétrochimie la matière première nécessaire.

3. Pour répondre à la montée en puissance de la demande énergétique de demain, il est indispensable d'exploiter les hydrocarbures non-conventionnels à l'échelle mondiale :

Les Etats-Unis d'Amérique, dont le sous-sol renfermerait les deuxièmes plus grosses ressources de la planète, ont été les premiers à produire des quantités substantielles de pétrole et de gaz de schiste. En 2012, la production de gaz de schiste représente 32% de leur consommation de gaz. La production de pétrole de schiste couvre 5% de leur consommation de pétrole. Selon, les estimations, en 2020, le gaz de schiste devrait représenter 38% de la consommation de gaz et le pétrole 15% à 20% de la consommation.

L'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels aux Etats-Unis a provoqué sur le marché local une diminution des prix de l'énergie qui étaient déjà plus bas qu'en Europe. Le supplément de production induit par le gaz de schiste, le prix du gaz naturel est désormais près de 4 fois plus faible aux Etats-Unis qu'en Europe et 6 fois plus faible qu'en Asie.

→ Il a été calculé que cette baisse des prix aux Etats-Unis conduit pour l'année 2012 à porter l'avantage de « compétitivité » de l'industrie américaine par rapport à celle de la zone euro à plus de 20%.

Dès lors, la ré-industrialisation des Etats-Unis se comprend mieux. Cette ré-industrialisation concerne surtout les secteurs gros consommateurs d'énergie (chimie, sidérurgie, automobile). Grâce à l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels les Etats-Unis regagnent des parts de marché dans le commerce mondial essentiellement au détriment de la zone euro. Les Etats-Unis réduisent leur déficit commercial du à l'importation de produits énergétiques et à l'importation de produits industriels. Les Etats-Unis vont même devenir exportateurs de gaz liquéfié même si les quantités seront assez faibles.

Si l'exploitation de gaz et de pétrole de schiste aux Etats-Unis ne bouleversera pas complètement la donne mondiale et ne permet pas d'espérer une baisse des prix du gaz naturel et du pétrole en Europe, elle aura néanmoins pour effet de réduire le déficit extérieur américain ce qui, aura à



terme une incidence sur l'appréciation à la hausse du dollar et son rôle de monnaie de réserve dominante.

En outre, la révolution énergétique suscitée par l'exploitation des gaz va bouleverser la donne de l'industrie pétrochimique aux Etats-Unis d'abord, puis en Europe. En effet, l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels va contribuer fortement à l'utilisation de l'éthane constituant du gaz naturel ou de gaz de pétrole et réactif de base pour synthétiser de l'éthylène, matière première des polymères. L'éthane va se substituer au naphta issu de la distillation du pétrole et dont le coût de revient est actuellement 2 fois plus élevé.

Les Etats-Unis vont ainsi augmenter de 30% leur production d'éthylène alors que le secteur du raffinage et de la pétrochimie en Europe et notamment en France est déjà en surcapacité. Les grands groupes du secteur sont tentés d'investir sur le sol américain. Les fermetures de sites risquent de se poursuivre en Europe.

La politique énergétique offensive des Etats-Unis aura donc des conséquences dramatiques sur la situation de l'emploi en Europe et en France alors que d'après des études américaines **l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels est susceptible de créer un million d'emploi aux Etats-Unis.**

En ce qui concerne la filière éthylène en France, il y a aujourd'hui 4 vapocraqueurs qui produisent les besoins de toute la pétrochimie. Sur le site de Lavéra, le vapocraqueur est le troisième d'Europe avec une production d'éthylène de 740 000 tonnes/an.

En termes d'emplois, si la filière éthylène venait à fermer sur le pourtour de l'Etang de Berre, 12000 emplois directs et indirects seraient menacés de disparition.

En Europe, **la Commission européenne n'a pas interdit l'exploitation de gaz de schiste** et a lancé un projet pilote sur le gaz de schiste.

La Grande-Bretagne dont les gisements d'éléveraient selon l'EIA à environ 566 Mds de m³ a levé, fin 2012, le moratoire sur la technique de fracturation hydraulique et l'exploration du gaz de schiste. Ce pays a repris ces exploitations, espérant regagner une indépendance énergétique. Selon leurs estimations, la création d'une filière de gaz de schiste pourrait **créer jusqu'à 35 000 emplois et assurer 10% de l'alimentation en gaz du pays pendant 103 ans.**

L'Allemagne qui disposerait de ressources extractibles estimées par l'Institut fédéral des sciences géographiques de 0,7 à 2,3 Mds de m³, a prévu d'autoriser la fracturation pour l'extraction de gaz de schiste mais sous conditions. Le texte prévoit d'interdire le « fracking » dans les zones d'eaux protégées et de sources minérales. Il est prévu des études d'impact sur l'environnement avant chaque projet d'extraction. *« Les réserves nationales d'hydrocarbures vont nettement contribuer à la sécurité d'approvisionnement et à la stabilité des prix (énergétiques) en Allemagne, alors que le pays fait face à l'énorme défi de l'abandon du nucléaire d'ici 2022 »* ont affirmé les ministères de l'Economie et de l'Environnement. Jusqu'à 2 300 Mds de m³ de gaz naturel pourraient être extraits du sous-sol allemand, selon des estimations des ressources qualifiées de « très importantes » par les ministères, alors que l'Allemagne consomme 86 Mds de m³ de gaz naturel par an.



Au Pays-Bas, le Conseil néerlandais de l'énergie a recommandé, dans un avis officiel au gouvernement, de se lancer dans l'exploitation des gaz non conventionnels.

La Pologne qui veut échapper à la contrainte de l'approvisionnement russe autorise l'exploration et l'exploitation des huiles et gaz de schiste. Une trentaine de forages exploratoires sur trois sites ont été effectués. La Hongrie, la Roumanie, la Bulgarie abriteraient à elles trois 540 Mds de m³ de gaz soit autant que la Pologne. La Roumanie a levé le moratoire instauré en 2012.

La Chine a fait du gaz de schiste une priorité nationale. Ses réserves ont été estimées par l'EIA à 36 000 Mds de m³. Elles seraient les plus vastes du monde. L'exploitation ne vient que de débuter et 60 puits ont été creusés.

Le Japon veut exploiter ses ressources comme la Corée du Sud, l'Arabie Saoudite et l'Algérie.

L'Argentine qui détiendrait dans son sous-sol, 22 000 Mds de m³ de gaz de schiste a lancé des appels d'offre pour l'exploitation.

L'Australie qui produit du gaz de houille (6 Mds de m³ en 2011) vient de commencer la production et la commercialisation du gaz de schiste.

4. Incompréhension sur la position française, alors que des solutions existent :

Deux bassins potentiellement riches en hydrocarbures de roche-mère ont été identifiés en France. Il s'agit du Bassin parisien et du Bassin des Causses Cévennes. Des permis d'explorations avaient été délivrés. A ce jour, aucun forage d'exploration n'a encore été réalisé.

A ce stade, il n'est pas possible de quantifier les ressources disponibles. Les études de l'EIA font apparaître une estimation sur les réserves françaises techniquement récupérables de gaz de roche-mère équivalente à 90 ans de notre consommation actuelle !

→ Pour FORCE OUVRIERE, il convient dans un premier temps de lever l'opposition à l'exploration afin de savoir qu'elle est la ressource réelle en gaz de schiste présente dans le sous-sol français.

Aussi, dans ce contexte, FORCE OUVRIERE attire l'attention sur l'importance de lever, **par un protocole, un suivi, un contrôle et une expertise publics**, les hypothèses de la présence des ressources fossiles.

Si cela s'avère possible dans des conditions de risques maîtrisés (ce qui imposent la connaissance de l'existant et la recherche et l'expertise publiques), **FORCE OUVRIERE est favorable à une telle exploitation dans ces conditions.**

Aujourd'hui, sur la quasi-totalité des forages, la technique utilisée est celle de la fracturation hydraulique qui consiste à injecter, sous haute pression, pour fissurer la roche et libérer le gaz ou le pétrole de schiste, un fluide composé d'eau à 90%, de « proppants » (sable ou billes en céramique) de 8 à 9,5%, et de 0,5 à 2 % d'additifs.



Interdite en France depuis 2011, cette technique est contestée pour son impact environnemental notamment en raison des ressources en eau qu'elle exige et des risques possibles de pollution du sous-sol.

Les opposants à l'exploitation des huiles et gaz de schistes mettent en avant les impacts sur les paysages, les norias de camions, les dommages et les risques induits par la production des hydrocarbures non conventionnels. **Ces risques pour l'environnement ont été mis en évidence au Canada et aux Etats-Unis sans pour autant interdire l'exploitation.**

Les professionnels ont lancé des études pour mettre au point des techniques alternatives pour limiter l'impact négatif sur l'environnement. A cet égard, les industriels travaillent sur les éléments de la technologie utilisée lors de la fracturation. Tout d'abord, en réduisant la quantité d'eau nécessaire (entre 2000 et 10 000 m3 par puits environ sur une période de fracturation de deux semaines).

Il est envisagé de remplacer l'eau douce par de l'eau non potable, de l'eau située à grande profondeur ou de l'eau de mer. Les « norias de camions » peuvent être remplacées par des aqueducs dont les canalisations seront reconverties en suite pour faire transiter le gaz. L'eau injectée peut être réutilisée en partie et recyclée.

Les nappes phréatiques sont en moyenne à 300 m de profondeur. Les fracturations s'opèrent de 2000 à 5000 m. Comme le montrent les études publiques, les risques de pollution sont donc minimes. Les pollutions ne sont pas nécessairement liées à l'exploitation des puits de gaz mais peuvent provenir de la surface. Elles peuvent survenir en raison de la perte d'étanchéité du tubing du puits. Les méthodes utilisées dans le forage des hydrocarbures interdisent le contact du fluide injecter dans le tubing avec le cuvelage du puits. Aucun incident de ce genre n'a été signalé en France malgré les milliers de forage réalisés pour l'exploitation du pétrole conventionnel.

Par ailleurs, il existe d'autres méthodes qui visent essentiellement à remplacer l'injection d'eau par l'injection d'autres fluides :

a) l'eau est remplacée par du gel de propane :

L'eau est alors remplacée par un autre liquide ou gaz comme du gaz de pétrole liquéfié (GPL), du gaz carbonique, de l'azote ou du gel de propane. Cette technique au gel de propane est en cours d'utilisation sur environ 400 puits au Canada et aux Etats-Unis. Le gel est injecté dans le puits et revient sous forme de gaz qui est ensuite capturé. Le gel de propane donne un meilleur taux de production par rapport à l'eau car le liquide peut se trouver absorbé par la roche et empêché le gaz de s'échapper. Malgré le prix élevé du gel de propane, la différence de prix avec l'eau peut être réduite par la réutilisation ou la vente du gel capturé. Par contre, l'emploi du gel comporte un risque d'explosion. Des installations spécifiques doivent être prévues par précaution.

b) l'eau est remplacée par du gaz propane pur :

L'eau peut être remplacée par du gaz propane pur (non-inflammable). Cette substitution permet de supprimer l'utilisation des additifs chimiques. Le propane pur est alors injecté par le puits sous forme liquide. Ensuite, redevenu à l'état gazeux, il peut être capturé. Les premiers puits utilisant cette technique ont été exploités avec succès en décembre 2012 aux Etats-Unis.

c) injection de gaz carbonique sous forme liquide :

Le dioxyde de carbone (CO₂) est injecté dans le sous-sol en phase liquide et est ensuite récupéré sous forme gazeuse avec le gaz de schiste. Cette technique est utilisée aux Etats-Unis dans l'Etat



du Wyoming. Elle nécessite un réseau de pipelines pour le CO₂. Cette technique oblige ensuite à une opération de séparation entre le CO₂ et le gaz de schiste. La technique est considérée comme assez coûteuse. Néanmoins, cette technique a l'avantage de permettre le stockage du carbone en même temps que le gaz de schiste. Le succès de cette modalité d'exploitation plus coûteuse dépendra de la monétisation des bénéfices de la capture de CO₂ et de la présence en quantité d'eau près du site.

d) la fracturation sèche ou exothermique non-hydraulique :

Dans le cas de la fracturation sèche, de l'hélium liquide, des oxydes de métaux et des pierres ponce ont été injectés dans le puits. Les oxydes réagissent entre eux en formant des réactions exothermiques. Sous la chaleur, l'hélium liquide prend une forme gazeuse qui en multiplie le volume. La roche sous la pression se fissure. Les pierres ponce élargissent les fissures. Le gaz contenu dans la roche peut alors s'échapper. Le recours à cette technique est restreint par la rareté de l'hélium, gaz abondant mais difficile à extraire.

e) injection d'azote :

L'eau peut être remplacée par de l'azote. Il existe actuellement trois techniques.

- La fracturation à gaz pur, peu nocive pour l'environnement, est utilisée pour des formations rocheuses sensibles à l'eau et à un maximum de 1500 m de profondeur. L'azote étant un gaz inerte et compressible avec une faible viscosité. Il est un pauvre transporteur de proppants. Il existe donc un risque que les fissures provoquées se referment.
- La fracturation à mousse qui utilise une combinaison d'azote (de 53 à 95% du volume), d'eau et d'additifs (qui empêchent les fissures de se refermer). Plus il y a d'azote dans le mélange et moins la technique est coûteuse et risquée pour l'environnement.
- La fracturation avec des fluides énergisés qui contiennent moins de 53% de volume d'azote. La réduction de l'azote est contrebalancée par l'eau et des additifs. Cette technique est utilisée pour les grandes profondeurs.

Il existe aussi d'autres méthodes qui visent à éliminer ou réduire l'usage des fluides. Ces techniques sont encore au stade de la recherche.

- La fracturation hydroélectrique ou technique par stimulation par arc électrique. Cette technique libère le gaz en provoquant des microfissures dans la roche. Avec cette technique, il n'y a plus besoin de recourir à l'eau, aux proppants. En revanche, elle demande une grande quantité d'énergie.
- La fracturation pneumatique. L'eau est remplacée par de l'air comprimé qui est injecté dans la roche-mère pour la désintégrer par ondes de chocs.
- La fracturation par chocs thermiques. Avec cette technique, on provoque des écarts de températures en injectant de l'eau très froide qui fissurent la roche. La consommation d'eau reste élevée et les fissures sont encore trop petites pour être convenablement exploitées.
- La fracturation acoustique, la fracturation par micro charges explosives sont envisagées.

Ces technologies doivent encore faire la preuve qu'elles sont aussi efficaces, sûres et économiques que la fracturation hydraulique. Mais sans recherche ni expérimentation, aucun progrès ne sera obtenu sur ces techniques alternatives.

Les professionnels cherchent également à **remplacer le sable par un matériau qui éviterait le recours à des adjuvants**. A cet égard, la technique de production de gaz à partir de la fracturation hydraulique nécessite deux types de produits additifs :



- pour assurer la performance de la production (produits gélifiants pour assurer la suspension du sable et son évacuation). Ces produits ont un très faible impact car on recourt à des produits utilisés dans l'alimentaire (gomme de guar- épaississant), dans l'entretien ménagers ou l'entretien de piscine ;
- d'autre part, il est utilisé des produits chimiques antibactériens destinés à éviter la corrosion du tubing du forage. Il est possible de limiter leur emploi notamment par le recours aux UV. Cette technologie est opérationnelle et commercialisée.

Afin de répondre aux accusations de déstabilisation du sous-sol, les professionnels cherchent à améliorer leur connaissance de la géologie du sous-sol, des risques pétrographiques afin de pouvoir minimiser les risques de microséismes par contournement des zones les plus sensibles.

Les exemples d'emprise au sol aux Etats-Unis ont provoqué de nombreuses craintes dans l'opinion publique française car au contraire des Etats-Unis, la France ne dispose pas de vastes espaces et les zones désignées comme pouvant contenir des hydrocarbures étant très peuplées. Or, cette emprise au sol résulte en majeure partie de la réglementation américaine qui fait du propriétaire du sol le propriétaire du sous-sol. En France, la réglementation est différente. Par ailleurs, il existe des méthodes pour limiter l'impact au sol des exploitations.

5. Pour FORCE OUVRIERE :

La France et la Bulgarie sont les seuls pays en Europe qui refusent d'engager une exploration du potentiel de gaz de schiste sur leur territoire.

Des pays présentés comme « *écologiquement responsables* », comme le Danemark ou l'Allemagne, le font aujourd'hui, car ils souhaitent connaître le potentiel de leur sous-sol.

Quel paradoxe que de s'interdire de connaître ses ressources et de refuser de rechercher des techniques d'exploitation environnementalement acceptables d'un côté, et, de l'autre, de devoir importer du gaz en provenance de pays qui ne respectent pas de normes environnementales !

Comme évoqué précédemment, les Etats Unis et d'autres pays se préparent à exercer une concurrence déloyale vis-à-vis de nos industries (européennes et françaises), ce qui pourrait contribuer à brève échéance à la disparition de milliers d'emplois.

Il est certain que l'augmentation du prix du gaz ne sera pas enrayée par les découvertes et l'exploitation du gaz de schiste aux Etats-Unis, seules des découvertes nationales ou européennes pourront y contribuer par le jeu de l'offre et de la demande.

FORCE OUVRIERE constate que :

- les techniques de fracturation hydraulique ont progressé et sont devenues plus sûres, assurant ainsi la préservation de l'environnement ;
- les dispositions du droit français assurent un contrôle strict des opérations de forage et de fracturation ;
- les autres techniques de fracturation ne sont pas encore mûres ou sont inadaptées au territoire français.



FORCE OUVRIERE recommande en conséquence de poursuivre activement les études et recherches visant à améliorer la technique de fracturation hydraulique et de procéder dès que possible à des tests d'évaluation des réserves potentielles afin de connaître avec certitude ce que le sous-sol recèle.

FORCE OUVRIERE propose de passer au test de la production. Nous demandons que des tests et expérimentations de forages soient effectués **sous le contrôle des services de l'Etat et dans la plus grande transparence**. Tout manquement à la sécurité technique et environnementale devra être sanctionné par l'autorité publique.

Sur le modèle d'un Comité stratégique de filière industriel, FORCE OUVRIERE préconise pour cela la **constitution d'un groupe public national piloté par l'Etat** et permettant de rassembler les principaux acteurs français (Groupe GDF-SUEZ, BRGM, CNRS, RST du MEDDE, groupes privés, etc).

FORCE OUVRIERE demande donc que l'Etat accompagne l'effort d'innovation, de recherche et développement important afin de mettre au point des formes d'exploitation des gaz non conventionnels respectueuses de l'environnement, sécurisantes pour les travailleurs concernés (prise en compte du risque notamment) et les populations. Cela impose de l'Etat une intervention publique forte, à travers la recherche et l'ingénierie publique, par des investissements conséquents, **en lien avec les opérateurs publics et, le cas échéant, en mobilisant les collectivités territoriales selon une stratégie et un cadre fixés par l'Etat.**

Plusieurs pays développent des recherches très poussées dans le domaine. Si la France veut porter une approche respectueuse de l'environnement et préservant la santé et la sécurité des salariés et de la population, il est indispensable de développer une recherche nationale conséquente dans le domaine.

Pour FORCE OUVRIERE, il serait, en tout cas, singulier de s'interdire de connaître au moins l'état des ressources disponibles en France, tout en n'interdisant pas l'importation de gaz de schiste... Au-delà de l'absurdité économique que cela recouvrerait, ce serait aussi une très mauvaise décision pour l'environnement : l'importation de gaz s'effectue en provenance de pays qui sont loin de prendre en compte les mêmes précautions (pour les personnes comme pour la ressource) que celles imposées en France !

Selon ce cadre de conditions, FORCE OUVRIERE est favorable à une exploitation des ressources qui seront identifiées.

MOUVEMENT DES ENTREPRISES DE FRANCE (MEDEF)

MEDEF – Point sur les gaz de schiste

Points clés

Remarque préliminaire :

Le gaz de schiste est avant tout du **gaz naturel**. La différence par rapport au gaz dit « conventionnel » tient dans la **nature de la roche qui le contient**, pas dans celle du gaz lui-même.

I. Contexte politique et économique

- **La révolution énergétique mondiale** : l'exploration et l'exploitation du pétrole et du gaz non conventionnels modifient profondément le scénario énergétique et industriel de certaines grandes puissances (notamment les États-Unis où le prix du gaz est désormais trois à quatre fois plus faible qu'en Europe).
- **Les conditions d'exploitation ne cessent de progresser**, les impacts environnementaux sont bien maîtrisés et les impacts sur les populations locales des opérations de forage et de fracturation sont limités dans le temps.
- **La France, tout en développant les énergies renouvelables, continuera à recourir largement aux énergies fossiles**. Le pétrole et le gaz qui constituaient 67 % du mix énergétique en 2012 pourraient en représenter encore 59 % selon un scénario du Ministère de l'Ecologie (DGEC). Elle pourrait disposer de ressources importantes de gaz et de pétrole de schiste et elle ne peut s'abstenir d'une évaluation du potentiel réel de cette ressource nationale.
- **La question du principe de précaution** : en France, une loi interdit le principe même de recherche. Ce n'est pas acceptable. Les conclusions des travaux de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) vont être publiées ce jeudi. Nous en attendons un retour à la raison et l'autorisation d'une ouverture à l'évaluation des ressources nationales pour aller vers une exploration et une exploitation.
- **La France est isolée du reste de l'Europe**. Seule la France a opté pour une interdiction légale et 3 pays en Europe la Bulgarie, la République Tchèque et l'Irlande ont un moratoire de fait. Nos principaux voisins ont octroyé des permis voire débuté des forages d'exploration : Autriche, Allemagne, Danemark, Hongrie, Pologne, Roumanie, Suède, Royaume Uni (voir tableau en annexe).

-
- **Théorie de la rente** (« *Laissons les gaz de schiste et gardons les plus tard, le gaz vaudra plus cher* ») : cette théorie de la thésaurisation n'est malheureusement confirmée par aucun modèle économique. Attendre pour exploiter cette ressource plus tard serait en complet décalage avec la rapidité de la révolution que traverse la planète. Exploiter les gaz de schiste plus tard oui, mais nous n'aurions plus d'industrie. Aujourd'hui, la chimie, le papier, la sidérurgie, le verre, sont en train de prendre un avantage compétitif majeur sur le reste du monde.
 - **Comparaison USA / Europe** : il faut d'emblée évacuer l'idée selon laquelle la situation américaine serait reproductible en Europe et en France dans les mêmes dimensions.
 - Le développement des zones de production aux États-Unis est lié à de nombreux facteurs géologiques, démographiques, culturels et juridiques que l'on ne retrouve pas en Europe. Il faut arrêter de calquer le modèle américain dans l'absolu.
 - À partir d'un gisement situé entre 20 et 30 % de la consommation nationale, on considère qu'il y a un effet sur les prix (source UFIP). Pour l'Union européenne, l'enjeu économique consiste avant tout à être en mesure de peser face à Gazprom. La Russie est le principal bénéficiaire de l'absence de coordination des politiques nationales de l'énergie, notamment en matière d'achats de gaz.
 - **Filière française d'excellence** : De nombreuses entreprises françaises possèdent les savoir-faire et les compétences de ce domaine ainsi que l'expérience de dizaines d'années d'activité dans les domaines pétroliers et gaziers : Schlumberger et CGG Veritas (géophysique), Vallourec, Nexans (tubes spéciaux), Veolia et Suez Environnement (traitement de l'eau), Imerys et Saint Gobain (billes céramiques et fluides de fracturation), Solvay, Schlumberger ainsi qu'un grand nombre de PME spécialisées. Ce savoir-faire est disponible pour la mise en valeur de ressources d'hydrocarbures sur notre territoire, si leur présence venait à être démontrée.
 - **Ne pas faire de différence entre les gaz de schiste et le pétrole conventionnel** : l'argument selon lequel l'exploitation de nouveaux gisements d'hydrocarbures serait contraire au principe de la transition énergétique n'est pas recevable :
 - La demande mondiale de pétrole va augmenter de 13 % et la demande de gaz de 50 % entre 2010 et 2035 (source : Agence internationale de l'énergie). La France qui ne représente que 2 % de la consommation mondiale ne peut pas à elle seule contrebalancer cette tendance. En revanche, elle peut faire en sorte que ses hydrocarbures soient produits plutôt qu'importés, et améliorer sa balance commerciale.
 - La part des hydrocarbures (pétrole et gaz) dans la consommation énergétique mondiale est de 54 % aujourd'hui. Elle atteindra 50 % en

2035 selon l'Agence nationale de l'énergie. Cette part diminuera donc en pourcentage mais continuera à augmenter en volume.

- Les gaz de schiste sont en train de balayer la théorie du *peak oil*. Les réserves mondiales de pétrole sont estimées par l'AIE à 2 6 78 milliards de barils (conventionnel) et 3 1 93 milliards de baril (non-conventionnel). Les réserves de gaz sont estimées à 492 Tm³ (conventionnel) et 328 Tm³ (non-conventionnel).
- Si on découvre un gisement pétrolier significatif en Guyane, va-t-on s'interdire de l'exploiter par principe ?

- **Les gaz de schiste pour financer la transition énergétique ?** Dans un contexte international très concurrentiel, la France ne doit pas se priver d'examiner l'opportunité de recourir à des ressources fossiles domestiques dans des conditions qui soient respectueuses de l'environnement. Celles-ci lui permettraient d'assurer une partie de son indépendance énergétique et, par-là même, une amélioration tant de sa balance commerciale que de sa compétitivité coût. A l'instar de ce qui se fait aux États-Unis, les dividendes générés par une exploitation des gisements de gaz de schiste respectueuse de l'environnement, pourraient être mobilisées et réparties stratégiquement au service d'une politique énergétique à la fois compétitive et écologique.

II. Impact environnemental

- **Durée des opérations de forage et fracturation :** Sur le gisement du Barnett (Texas), les durées sont aujourd'hui de 2 semaines pour le forage et de 2 semaines pour la fracturation + complétion du puits.
NB : ce sont des durées faibles, mais il est nécessaire de forer un grand nombre de puits.
- **Consommation d'eau :**
 - Le forage et la fracturation requièrent entre 10 000 et 20 000 m³ d'eau. À titre de comparaison, une piscine olympique représente 4 000 m³ d'eau. La consommation d'eau d'un hectare de maïs est de l'ordre de 6 000 m³ par récolte.
 - Le forage (hors fracturation) d'un puits horizontal européen relativement profond devrait requérir 2 500 à 5 000 m³ d'eau soit la quantité d'eau nécessaire pour fabriquer 1 hectare de neige à partir d'un canon à neige (source : *International Association of Oil and Gas Producers*). En 18 mois, les producteurs du Marcellus Shale aux États-Unis ont fait passer le taux de recyclage de l'eau utilisée pour la production de 0 à 90 % (source : Truthlandmovie.com)
 - Grâce aux compétences de l'industrie française du traitement de l'eau (Suez Environnement, Véolia), le taux de traitement est aujourd'hui proche de 70 %.
 - Il est souvent sous-entendu derrière la question des quantités d'eau qu'il est indispensable d'utiliser de l'eau potable, ce qui amènerait à des

conflits d'usage. Ce n'est pas le cas et l'usage d'une eau impropre à la consommation ou à l'agriculture (ex. eau de mer) est possible.

- **Risque de contamination des aquifères :**

- Il n'existe aucun cas prouvé de contamination directe d'un aquifère par la fracturation hydraulique dans le contexte des gaz de schiste. Les cas de contamination avérés liés aux opérations d'exploitation de ce type de ressource sont liés pour l'essentiel à des contaminations par la surface (accident de camion, rupture de canalisation) ou pour une moindre part à des défauts d'étanchéité des puits.
- Ces deux types de risques ne sont en rien spécifiques aux gaz de schiste et existent dès lors que l'on manipule des effluents pour le premier et que l'on fore un puits pour le second. Ces risques existent ; l'industrie considère qu'ils sont bien identifiés et qu'il existe des moyens de s'en prémunir (usage des bonnes pratiques, respect des réglementations notamment).

- **Emprise au sol :**

- En phase d'exploration, l'appareil de forage est mis en place pour 3 à 4 mois pour accéder au gaz naturel. En phase de développement cette durée est ramenée à quelques semaines (2 semaines dans le cas du Barnett, Texas). L'appareil de forage n'est présent que pour la durée du forage. Les opérations de fracturation se font en l'absence de cet appareil (mais en présence de camions de pompage).
- Une fois cet appareil enlevé, la tête du puits mesure entre 1,80 m et 2 m seulement de hauteur. A la surface, un puits occupe l'équivalent d'un terrain de football (source : UFIP). Pour limiter l'emprise au sol, on rassemble plusieurs têtes de puits sur un même emplacement de surface. Sur la surface d'un terrain de football, on peut mettre jusqu'à une vingtaine de puits.
- La taille plus importante des permis en Europe (par rapport au morcellement des permis aux USA) devrait permettre des développements plus raisonnés et à plus faible impact pour les riverains.

- **Fracturation hydraulique : état des lieux et perspectives (source : Bruno Courme, Total)**

En l'absence de définition de ce qu'est la fracturation hydraulique par la loi, Total a choisi de prendre la définition la plus large, à savoir celle d'une opération qui consiste à utiliser un liquide sous pression, quel qu'il soit, pour créer un réseau de fractures (en réalité des fissures) dans la roche. On peut distinguer les techniques hydrauliques des autres :

- **Techniques hydrauliques :**

- À base d'eau : celle qui est le plus communément employée aujourd'hui et que nous favorisons
- À base de mousse (avec CO₂ ou azote) : une variation de la précédente, qu'il n'est pas nécessaire de distinguer ici
- À base de CO₂ ou d'azote : pas une alternative valable en général pour les gaz de schiste car ne permet pas de transporter le sable.
- À base d'hélium : pas une alternative valable aujourd'hui (au stade de la R&D, coût de l'hélium...)
- À base de propane : pas une alternative que nous sommes prêts à recommander dans le contexte européen compte tenu des risques associés en surface (inflammabilité du propane, site Seveso II)
- À base de méthanol ou de diesel : à éviter pour des raisons environnementales

- **Techniques non-hydrauliques :**

- Fracturation « électrique » : Total considère qu'il ne s'agit pas d'une piste valable à court et moyen terme (problème d'échelle – on ne parviendra pas à créer un réseau de taille suffisante)
- Fracturation par explosion : l'usage d'explosifs est une piste techniquement intéressante, bien qu'au stade de la R&D. Il nous paraît cependant difficile de la recommander dans le contexte européen aujourd'hui.
- Méthodes mécaniques : au stade de la R&D, voire farfelues pour certaines...
- Approche thermique : au stade de la R&D

Il est possible de mettre en œuvre la fracturation hydraulique à base d'eau d'une manière sûre et respectable de l'environnement. Pour peu qu'un certain nombre de règles et de précautions soient suivies, cette technique est la plus appropriée à court et moyen terme.

Cette technique est néanmoins **perfectible** et l'industrie travaille sur les pistes suivantes :

- **Eau**

- Diminution des quantités utilisées (amélioration de l'efficacité, meilleur ciblage)
- Usage de l'eau salée (eau de mer, aquifères profonds) pour éviter les conflits d'usage
- Limitation des échanges entre la roche et le fluide de fracturation
- Traitement
- Amélioration du recyclage

- **Additifs**

- Diminution des quantités nécessaires à efficacité identique

- Remplacement par l'usage de techniques alternatives (ex. UV pour biocides)
- Utilisation d'additifs à impact environnemental faible ou nul (produits issus de l'industrie agroalimentaire, produits biodégradables)
- Transparence

- Suivi et contrôle

- Microsismique
- Contrôle de l'étanchéité des ouvrages
- Surveillance des aquifères
- Emissions de GES (ex. *green completions*, procédures de mise en production)

Conclusion

Une exploitation dans le respect de l'environnement naturel et humain et des règles en vigueur dans les autres États, permettrait à la France de disposer d'une ressource majeure dont les bénéfices se déclinaient :

- **en termes d'investissements importants sur le sol national et de création d'emplois au niveau des régions concernées ;**
- **en termes de réduction du déficit de notre balance commerciale, lourdement grevée par les importations d'énergies fossiles ;**
- **en termes d'indépendance énergétique ;**
- **en termes de recettes fiscales pour l'Etat et les collectivités ;**
- **en termes de compétitivité de toute l'économie et en particulier des entreprises fortement consommatrices d'énergie et exposées à la concurrence internationale.**

C'est pourquoi le MEDEF plaide en faveur :

- **d'une évaluation, dès à présent, du potentiel de cette ressource nationale, sous la conduite des pouvoirs publics, par un nombre limité d'opérations recourant aux meilleures techniques de forage horizontal et de fracturation mises en œuvre à ce jour,**
- **d'un effort accru de R&D dans l'optique d'une poursuite de l'amélioration des techniques d'exploration du sous-sol et de la recherche d'innovations de rupture avec les technologies actuelles.**

Enfin, l'expérience acquise lors des opérations d'évaluation du potentiel français devrait permettre aux Pouvoirs Publics, en concertation avec les parties prenantes, de préciser et enrichir le cadre réglementaire existant à mettre en œuvre pour le développement en cas de découverte de ressources commerciales.

Annexe

Les ressources mondiales de gaz non conventionnel dans le monde sont estimées à 921 000 milliards de m³, dont 35 000 milliards en Europe. La hausse du prix des hydrocarbures en 2008 a entraîné un soudain engouement pour leur exploitation et un abaissement significatif des coûts. **La mise en production des hydrocarbures de schiste en Amérique du Nord est en train de modifier profondément le paysage énergétique mondial.** Dans son scénario central¹, l'Agence Internationale de l'Energie estime que ces ressources pourraient représenter 35 % des approvisionnements mondiaux de gaz en 2035, et un quasi doublement des réserves mondiales d'hydrocarbures.

I. Une révolution énergétique et industrielle à l'œuvre aux États-Unis

La production de gaz de schiste aux États-Unis s'élève à 120 milliards de m³ par an. Le rapide essor de la production s'explique notamment par des conditions géologiques favorables, la présence de nombreuses sociétés de production et de forage, une volonté politique de développement de la production d'hydrocarbures (discours du président Obama sur l'Etat de l'Union en 2012²), le contexte juridique (droits de location et redevances sur le sol et le sous-sol pour les propriétaires) ainsi que les progrès réalisés en matière de techniques d'exploitation.

1. Sur l'économie dans son ensemble

Les activités directement et indirectement liées aux gaz de schiste ont généré **600 000 emplois aux États-Unis en 2010 et devraient en générer 900 000 en 2015.** Elles représentaient 4,6 % de la production industrielle aux États-Unis fin 2010 contre 1,3 % en 1998. **Elles devraient engendrer 1 900 milliards d'investissements entre 2010 et 2035 et 1 000 milliards de revenus fiscaux (fédéraux et locaux) au cours de la même période.**³

2. Sur le pouvoir d'achat des consommateurs

L'exploitation des gaz de schiste a entraîné une baisse de 35 % en 6 ans du prix du gaz payé par les foyers américains (source INSEE). En 2011, cela représentait un gain de 0,1 point de pouvoir d'achat. Pour la facture moyenne des PME et des ménages, l'avantage lié aux gaz de schiste est estimé à 930 dollars par an.⁴

¹ *New Policies Scenario, World Energy Outlook, Agence internationale de l'énergie*

² <http://www.whitehouse.gov/the-press-office/2012/01/24/remarks-president-state-union-address>

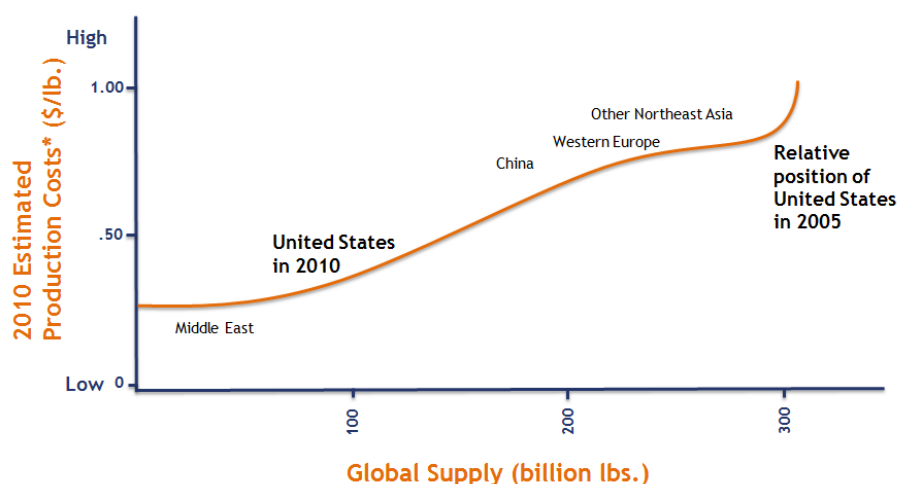
³ IHS Global Insight (Dec. 2011), *The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the US*

⁴ *The Impact of Shale Gas on the U.S. Economy*, CERA; March 2012

3. Sur la compétitivité des entreprises fortement consommatrices d'énergie

On assiste du fait des gaz de schiste à une véritable **renaissance de l'industrie chimique et sidérurgique aux États-Unis**. Selon une étude du secteur¹, les gaz de schiste devraient entraîner une hausse de 25 % de la production d'éthane, 17 000 nouveaux emplois fortement qualifiés dans l'industrie chimique américaine, 395 000 emplois indirects supplémentaires, une progression de la production chimique à hauteur de 32,8 milliards de dollars, et 16,2 milliards d'investissements en nouvelles capacités industrielles dans le secteur pétrochimique. À titre d'exemple, l'opérateur Exxon Mobil a annoncé le 1^{er} juin dernier un projet de nouveau vapocraqueur et de sites de production de plusieurs milliards de dollars dans le cadre d'un complexe intégré à Bayton au Texas.

Fig. 1 - Evolution des coûts de production de l'éthylène aux États-Unis



4. Sur le transport routier

Le transport routier des marchandises aux États-Unis constitue une opportunité de marché pour les gaz de schiste qui pourrait ainsi remplacer le carburant diesel pour des raisons de coût.

Le nombre de véhicules concernés par ce type de transports reste peu élevé par rapport aux autres motorisations. Néanmoins, son impact dans la consommation en carburants du pays pourrait représenter un transfert potentiel de 20 % vers l'utilisation du gaz pour la motorisation.

¹ American Chemistry Council : <http://chemistrytoenergy.com>

Plusieurs voies technologiques sont actuellement utilisées : le gaz naturel comprimé ou GNC (déjà utilisé dans plusieurs pays) et le gaz naturel liquéfié ou GNL. Aux États-Unis, l'infrastructure de distribution (logistique et stations-service) est encore très limitée (988 stations offraient du GNC et 47 stations du GNL en mars 2012). La prochaine étape devrait porter sur un déploiement dans des marchés régionaux ou concentrés (flottes de camions et de bus). À l'horizon 2020, on estime que le coût du gaz dans le transport sera de 50 % inférieur à celui du diesel équivalent¹.

II. Un différentiel de compétitivité qui se creuse entre les États-Unis et l'Europe

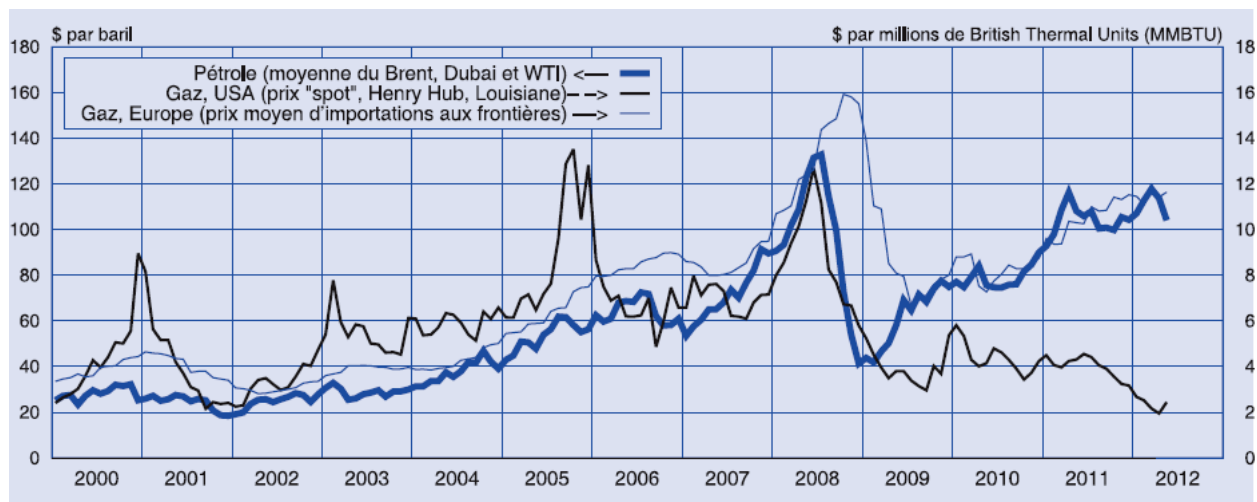
Les marchés européen et asiatique du gaz (pour l'essentiel approvisionnés par les pays de l'ex-URSS et du Moyen Orient) sont en forte expansion du fait des pays émergents. Cette hausse de la demande génère des tensions sur les prix. À l'inverse, l'offre américaine abondante sert une demande d'énergie globalement stable ou en faible croissance, ce qui conduit à une baisse des prix du gaz sur ce marché. Cet écart entre l'offre et la demande a des effets sur les prix du gaz depuis 2008, qui se sont découplés de ceux du pétrole aux États-Unis ; ce phénomène n'a pas concerné l'Europe, et les prix du gaz y restent fortement liés à ceux du pétrole.

Aux USA, le développement de la consommation de gaz se fait principalement par substitution au charbon dans la production électrique, charbon qui devient disponible à l'export à des prix également compétitifs, et par augmentation des consommations de l'industrie.

Le marché américain est un marché où l'offre de gaz est confrontée jusqu'à présent à la seule demande intérieure. L'exportation sous forme de GNL est encore en devenir avec la construction d'usines de liquéfaction sur des sites prévus à l'origine pour l'importation. Lorsque ces usines seront en activité, les exportations de gaz devraient conduire à accroître la valorisation et le prix du gaz américain.

L'un des arguments des adversaires des hydrocarbures de schiste est de souligner que leur développement aux USA constitue une « bulle » qui sera sans lendemain. Ce n'est pas l'avis de l'AIE qui considère qu'il s'agit d'un changement majeur dans les perspectives énergétiques mondiales pour les 20 ou 30 années à venir.

¹ *Advancing Technology for America's Transportation Future - Fuel and Vehicle System Analyses - Natural Gas Analysis*, National Petroleum Council, August 1, 2012.

Fig.2 - Prix mondial du pétrole, prix du gaz en Europe et aux États-Unis

Source : Banque Mondiale

III. Les techniques d'exploration

Deux techniques sont utilisées :

- Le forage horizontal (mis en œuvre dans l'exploration et la production conventionnelles d'hydrocarbures depuis les années 1960) qui permet d'accéder à une plus large part de la formation et peut atteindre des longueurs de 2 000 à 3 000 m ;
- La fracturation hydraulique (mise en œuvre depuis les années 1950) qui consiste à injecter à haute pression dans la roche, un mélange d'eau, de sable et d'additifs afin de provoquer des microfissures qui permettront la circulation du gaz ou du pétrole dans le réservoir.

La découverte et le perfectionnement de ces deux techniques de façon complémentaire est le principal facteur qui explique la réduction drastique des coûts d'exploitation.

Les réservoirs sont généralement situés à une profondeur comprise entre 2 000 et 4 000 m.

Les puits d'hydrocarbures de schiste, comme ceux d'hydrocarbures conventionnels traversent les nappes phréatiques. Les puits sont conçus et réalisés de façon à isoler leur espace intérieur des formations géologiques qu'ils traversent au moyen de tubages d'acier de diamètre décroissant qui sont cimentés tout au long du processus de forage.

Plusieurs milliers de mètres de roche imperméable séparent les zones fracturées des nappes phréatiques, ce qui rend impossible la remontée de gaz dans ces nappes depuis ces profondeurs. Compte tenu de ces distances, la fissuration ne peut pas se propager à la surface.

IV. Quelles conséquences sur l'environnement ?

Les préoccupations environnementales portent pour l'essentiel sur l'emprise au sol, le bruit, l'aménagement des infrastructures nécessaires, les impacts sur le sous-sol et sur la ressource en eau. Aux États-Unis, l'évolution rapide et les débats suscités à cette occasion ont conduit les autorités américaines, fédérales et des États à revoir les réglementations techniques et environnementales de l'exploration et de l'exploitation.

- **Injection d'additifs** : le mélange injecté dans le sous-sol est composé à 99,5 % d'eau et de sable, les 0,5 % restants contiennent des additifs (acides, produits gélifiants). S'ils se retrouvent dans de nombreux produits de consommation courante (détergents, cosmétiques, désinfectants), ils sont utilisés en nombre de plus en plus restreint (de l'ordre d'une dizaine) et en proportion de plus en plus réduite. En outre, l'industrie tend aujourd'hui à faire appel à des produits biodégradables et présents dans l'agroalimentaire (exemple pour les gélifiants de la gomme de guar)
- **Accès à la ressource en eau** : un puits moyen de gaz de schiste nécessite entre 10 000 et 20 000 m³ d'eau en tout et pour tout (une seule fois au démarrage de l'exploitation). A titre de comparaison, l'exploitation du charbon requiert 2 à 4 fois plus d'eau par unité d'énergie. Certains produits agricoles comme le maïs requièrent jusqu'à 12 000 fois plus d'eau par unité d'énergie. Au Texas, la consommation d'eau de l'industrie du gaz représente moins de 1 % de celle de l'ensemble de l'Etat. Le taux de recyclage de l'eau utilisée pour la fracturation hydraulique s'améliore rapidement pour atteindre jusqu'à 75 % sur certains sites.
- Proximité des gisements avec les lieux d'habitation : notamment en France, elle pose le problème plus général de l'acceptabilité sociétale des infrastructures énergétiques (phénomène « NIMBY *Not In My Backyard* »).
- **Lutte contre l'effet de serre et sobriété énergétique** : le gaz est un hydrocarbure fossile. Si on prend en compte l'ensemble du cycle de vie du gaz, sa combustion a certes un impact sur l'effet de serre mais plus limité que le pétrole et le charbon. L'argumentaire des opposants porte à la fois sur les problèmes posés par les techniques d'exploration et sur la priorité qu'ils souhaitent donner à la sobriété énergétique qui serait remise en cause par une exploitation massive des gaz de schiste.

V. Situation politique en Europe et en France

a. En Europe

- En Europe, des efforts importants sont en cours en matière de cartographie et d'inventaire et la plupart des États européens concernés par ce sujet soutiennent

ou ne font pas obstacle à l'exploration de ces hydrocarbures (Pologne, Grande-Bretagne, Danemark...).

- La Commission européenne prépare 5 rapports sur le sujet (DG Energie) qui sont attendus pour l'automne en vue d'une éventuelle action législative. Des rapports parlementaires sont également en cours.
- Le 17 juillet 2012 et en mai 2013, le commissaire Oettinger s'est prononcé en faveur de l'exploitation de ces ressources. Il a mis en avant *« le processus de réindustrialisation en cours aux États Unis sur la base du pétrole et du gaz (...) qui contraste avec la situation en Europe qui conduit à importer et à surtaxer l'énergie fossile, ce qui crée un désavantage compétitif pour l'industrie et le transport. »*
- Dans ses conclusions, le Conseil Européen du 22 mai 2013 consacré à l'énergie indique que :
 - *« Il demeure essentiel de continuer à renforcer la diversification de l'approvisionnement énergétique de l'Europe et de développer les ressources énergétiques autochtones afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement, de réduire la dépendance énergétique de l'UE vis-à-vis de l'extérieur et de stimuler la croissance économique. »*
 - *« La Commission a l'intention d'examiner la question d'un recours plus systématique aux sources d'énergie autochtones sur terre et en mer, en vue de leur exploitation sûre, durable et efficace au regard des coûts, tout en respectant les choix des États membres en matière de bouquet énergétique. »*

b. En France

- Plusieurs rapports ont été établis en 2011, suivis de la présentation de différentes propositions de loi sur le sujet. A l'issue du débat parlementaire, la loi du 13 juillet 2011 a interdit la technique de la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures sur le territoire français.
- Le décret qui crée la « Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux » a été publié le 22 mars 2012. Il est prévu qu'elle soit composée de représentants de l'Etat, du Parlement, des syndicats, des associations, des personnalités qualifiées aux côtés de représentants des industriels concernés. Elle a pour rôle de définir le cadre dans lequel pourraient être réalisées des expérimentations des techniques relatives aux hydrocarbures de schiste. A ce jour, Les membres de la Commission n'ont jamais été nommés (à l'exception du sénateur de l'Ardèche M. Teston).

- Le 22 mars 2012, un rapport d'inspection de la mission interministérielle (CGEDD / CGIET) sur les enjeux économiques, sociaux et environnementaux des gaz et huiles de schiste a été rendu. Le MEDEF partage ses conclusions :
 - Ce rapport préconise le lancement d'un programme de recherche scientifique, dans un cadre national ou européen, sur les techniques de fracturation hydraulique et leurs impacts environnementaux. Ce programme devra être strictement encadré, par un comité scientifique national, un suivi permanent et des comités locaux d'information, dans une perspective d'identifier la possibilité d'une « exploitation propre » des ressources qui seraient identifiées.
 - Il préconise une réforme de la fiscalité pétrolière de sorte que les collectivités locales trouvent un intérêt à une exploitation d'hydrocarbure sur leur territoire et estime que d'ici « deux ou trois ans, l'expérience acquise de chaque côté de l'Atlantique permettra de prendre des décisions rationnelles sur l'opportunité d'une exploitation de gaz et huiles de roche-mère en France.
 - **Le rapport souligne que les enjeux en termes d'emplois, de sécurité d'approvisionnement ne peuvent être ignorés, et qu'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.**
 - Il juge donc indispensable de réaliser des travaux de recherche et de mener une expérimentation d'exploration sur les gisements concernés.
- Le MEDEF a été sollicité le 10 avril par le sénateur Jean-Claude Lenoir et le député Christian Bataille pour faire part de son point de vue écrit à l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) sur la question des méthodes alternatives à la fracturation hydraulique. Le rapport devrait être rendu à l'automne.

VI. Position du MEDEF

- L'exploration et l'exploitation des gaz et huiles non conventionnels modifient profondément le scénario énergétique et industriel de certaines grandes puissances. Aux États-Unis, le prix du gaz est désormais trois à quatre fois plus faible qu'en Europe ; la production d'hydrocarbures non-conventionnels a relancé de façon très significative la productivité de l'industrie, notamment chimique, au point que de nombreux groupes y relocalisent des sites de production au détriment de l'industrie européenne. Les gains sont également importants en termes de pouvoir d'achat des particuliers.

-
- Les entreprises s'inquiètent fortement des distorsions de compétitivité qui risquent de s'amplifier, y compris dans le cadre européen puisque certains États, développent leur exploration et en attendent des bénéfices en termes de réduction de leur dépendance énergétique.
 - Une exploitation de cette ressource (dans des conditions acceptables), permettrait à la France de disposer d'une ressource majeure dont les bénéfices se déclinaient :
 - en termes d'investissements importants sur le sol national et de création d'emplois au niveau des régions concernées ;
 - en termes de réduction du déficit de notre balance commerciale, lourdement grevé par les importations d'énergies fossiles ;
 - en termes d'indépendance énergétique ;
 - en termes de recettes fiscales pour l'Etat et les collectivités,
 - en termes de compétitivité de toute l'économie et en particulier des entreprises fortement consommatrices et fortement exposées à la concurrence internationale.
 - De nombreuses entreprises françaises possèdent les savoir-faire et les compétences de ce domaine ainsi que l'expérience de dizaines d'années d'activité dans les domaines pétroliers et gaziers : Schlumberger et CGG Veritas (géophysique), Vallourec (tubes spéciaux), Veolia et GDF Suez (traitement de l'eau, Imerys, Solvay, Saint Gobain (fluides de fracturation) ainsi qu'un grand nombre de PME spécialisées. Ce savoir-faire est disponible pour la mise en valeur de ressources d'hydrocarbures sur notre territoire, si leur présence venait à être démontrée.
 - **L'exploitation du potentiel énergétique de la France dans des conditions optimales de sûreté et de respect de l'environnement constitue donc un enjeu majeur pour la France.**

Le MEDEF entend participer à la nécessaire poursuite des réflexions au cours des prochaines années, en particulier sur les aspects suivants :

- l'analyse des enjeux économiques, industriels, environnementaux, sociaux et juridiques de ces ressources et de leur exploitation,
- l'évaluation des techniques d'exploration et la quantification des ressources,
- l'état des projets de recherche et développement dans ce domaine,
- la poursuite du dialogue avec les pouvoirs publics, les médias, les ONG, ...

Il regrette que les préconisations du rapport Gallois en matière d'énergie n'aient pas été reprises et que le *Pacte national pour la croissance, la compétitivité et l'emploi* présenté par le Premier ministre passe sous silence cette question de l'énergie portant déterminante pour la compétitivité de notre économie. Le rapport Gallois plaiderait en

particulier pour que la France « *prenne l'initiative de proposer avec l'Allemagne à ses partenaires européens un programme de recherche* » sur les techniques d'exploitation.

Gaz de schiste - état des lieux en Europe (source UFIP)

PAYS	POSITION	COMMENTAIRES
Autriche	favorable	
Allemagne	favorable	fracturation hydraulique interdite dans certaines zones
Danemark	favorable	
Hongrie	favorable	
Pologne	favorable	
Roumanie	favorable	
Suède	favorable	
UK	favorable	interruption puis reprise des opérations
Suisse	favorable	fracturation hydraulique interdite dans deux cantons
Irlande	réservée	Moratoire officieux
République tchèque	réservée	Moratoire
Bulgarie	réservée	Moratoire
France	défavorable	fracturation hydraulique interdite

UNION PROFESSIONNELLE ARTISANALE (UPA)



Le Président

PB/NR/13.514
Vos références : 02013.58

Monsieur Jean-Claude LENOIR
Sénateur de l'Orne
Monsieur Christian BATAILLE
Député du Nord – Vice-président de
l'OPECST
Palais du Luxembourg
15, rue de Vaugirard
75291 Paris cedex 06

Paris, le 25 octobre 2013

Monsieur le Sénateur, Monsieur le Député,

Comme suite à votre courrier du 10 avril dernier relatif à la mission de réalisation d'une étude sur les méthodes alternatives à la fracturation hydraulique dans l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels confiée par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), notre contribution concerne davantage les enjeux sur ce sujet rejoignant en cela le point de vue formulé dans le cadre du rapport « *Réinventer la croissance* », élaboré à la mi-2013 dans le cadre du dialogue économique entre les partenaires sociaux.

Ce rapport a été co-signé par les trois organisations interprofessionnelles représentatives (UPA, MEDEF, CGPME) et trois organisations syndicales de salariés (CFDT, CFE-CGC, CFTC).

La question de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels a été abordée dans le cadre d'une réflexion sur **la politique énergétique considérant que celle-ci renvoie à des choix décisifs pour la compétitivité, la croissance et l'emploi.**

Il nous est ainsi apparu que le débat devait reposer sur une démarche scientifique avec des arguments écologiques, économiques et technologiques reposant sur le triptyque suivant :

- avant toute décision, une **évaluation des ressources potentielles de gaz de schiste en France** ;
- une **évaluation scientifique de l'impact environnemental des techniques d'exploitation par fracturation hydraulique**, à partir de l'expérience des États-Unis, mais aussi de l'impact des techniques alternatives les plus récemment mises en oeuvre dans le monde (qui correspond précisément à la mission confiée à l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques) ;
- la **poursuite en France de la recherche sur la sécurisation des techniques actuelles d'exploitation et sur de nouvelles techniques d'exploitation respectueuses de l'environnement**. La France pourrait prendre l'initiative d'un programme européen associant d'autres pays partenaires de l'Union, notamment l'Allemagne.

Cette démarche doit être guidée par les quatre principes pour l'action suivants :

- s'appuyer sur une **pédagogie du réel** dans le sens où le succès de la transition énergétique repose à la fois sur une acceptabilité sociale et environnementale et sur un réalisme économique ;
- inscrire la **stratégie énergétique dans la durée** ;
- se doter d'une **politique concrète de l'emploi** en réponse aux mutations énergétiques ;
- améliorer la **gouvernance européenne des choix énergétiques** notamment en préservant les particularités du mix énergétique de chaque État membre, mais avec une convergence en matière de réglementation, de fiscalité, de normes de sûreté ou d'interconnexions ou encore, en contribuant à développer une industrie européenne compétitive dans les énergies renouvelables, les technologies, les solutions bas carbone et toutes celles permettant de stocker l'énergie ou de maîtriser la consommation d'énergie.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Sénateur, Monsieur le Député, l'expression de ma meilleure considération.



Jean-Pierre CROUZET