

A S S E M B L É E N A T I O N A L E

X I V ^e L É G I S L A T U R E

Compte rendu

Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques

Audition, ouverte à la presse, sur « les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels »

Jeudi 18 avril 2013

Séance de 9 heures

Compte rendu n° 28

SESSION ORDINAIRE DE 2012-2013

**Présidence
de M. Jean-Yves
Le Déaut,
député,
*Premier vice-président***



Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques

Jeudi 18 avril 2013

Présidence de M. Jean-Yves Le Déaut, député, Premier vice-président

La séance est ouverte à 9 heures

Audition, ouverte à la presse, sur « les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels »

Introduction

M. Jean-Yves Le Déaut, premier vice-président de l'OPECST. – Je souhaite la bienvenue à la délégation officielle, incluant des parlementaires venus de Roumanie en tant qu'observateurs à cette audition publique.

À la suite de la loi du 13 juillet 2011 interdisant la fracturation hydraulique, le Président de la République a indiqué, le 13 novembre 2012, que d'autres techniques pouvaient faire l'objet de recherches. La commission des Affaires économiques du Sénat a donc saisi l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) d'une étude sur les techniques alternatives pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels. L'OPECST a approuvé l'étude de faisabilité de ses rapporteurs le 31 janvier 2013. Le programme de travail prévoit la présentation d'un rapport d'étape avant l'été, puis d'un rapport final à l'automne. Les rapporteurs ont procédé à de nombreuses auditions. Ils se sont également entourés d'un comité d'experts. Ce comité scientifique est chargé d'éclairer les rapporteurs au cours de leurs travaux. Ses membres ont été choisis pour assurer la représentation de diverses disciplines scientifiques et technologiques, indépendamment de tout intérêt direct, comme parties prenantes au débat.

L'objet de ce travail est strictement technologique. Il ne vise pas à alimenter le débat sur l'exploration et l'exploitation des ressources fossiles.

J'étais encore, il y a quelques semaines, premier Vice-président du Conseil régional de Lorraine et je suis député de cette région. Nous avons exploité le charbon des sous-sols lorrains, qui contiennent également du gaz de houille. Le Conseil régional de Lorraine a voté un texte à la quasi-unanimité afin d'autoriser une éventuelle exploitation de ce gaz.

Le débat sur les hydrocarbures non conventionnels est à la fois politique et sociétal. Il est actuellement alimenté par la sortie de plusieurs films. Cependant, ces derniers ne sauraient guider notre politique énergétique. Cette audition portera uniquement sur les techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, disponibles ou en cours de développement, et sur la manière de faire face aux enjeux environnementaux qui leur sont associés.

La première table ronde portera sur les ressources, les évaluations existantes étant incertaines : il est nécessaire de les préciser afin de savoir dans quelle mesure le développement de la recherche sur ces techniques a lieu d'être en France.

Enfin, cette audition ouverte à la presse s'inscrit dans une démarche générale de contribution de l'OPECST au débat national sur la transition énergétique. Une audition publique a été réalisée la semaine dernière sur l'isolation dans les bâtiments ; un débat sera mené la semaine prochaine sur les énergies de la mer. À ce titre, le comité de pilotage du conseil national pour la transition énergétique sera par ailleurs auditionné.

Hydrocarbures non conventionnels : les ressources

Première table ronde, présidée par Christian Bataille, député du Nord, vice-président de l'OPECST

M. Christian Bataille, député du Nord, vice-président de l'OPECST. – Cette audition est exceptionnellement ouverte à la presse. Elle vient après de nombreuses auditions que nous avons menées avec Jean-Claude Lenoir, en tant que rapporteurs.

La première partie de notre étude est consacrée à la question des techniques. Celles-ci dépendant de la nature de la ressource, la matinée sera articulée autour de ces deux questions. Notre rapport final, prévu pour l'automne prochain, portera sur l'ensemble des enjeux.

Depuis le début de nos travaux, nous avons entendu et sollicité l'ensemble des parties prenantes au débat que suscitent les hydrocarbures non conventionnels, y compris des économistes et des associations environnementales. La question des techniques est au cœur de la saisine de l'OPECST, celle-ci concernant les alternatives à la fracturation hydraulique.

Afin de favoriser un questionnement éclairé et pluridisciplinaire, nous avons formé un comité composé de six experts. Je salue ceux qui sont présents aujourd'hui :

- Jacques Percebois, économiste, professeur à l'université de Montpellier I ;
- François-Marie Bréon, climatologue, chercheur au Laboratoire des sciences, du climat et de l'environnement ;
- Bernard Tardieu, président de la commission énergie et changement climatique de l'Académie des technologies ;
- Pierre Toulhoat, directeur scientifique de l'Institut national de l'environnement industriel des risques (INERIS) ;
- Hubert Fabriol, directeur-adjoint du BRGM qui représente Catherine Truffert, directrice de la recherche au sein du Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM).

Le comité scientifique comprend également Sébastien Candé, Président du Comité de prospective en énergie de l'Académie des sciences, qui ne peut être présent aujourd'hui.

Je remercie les intervenants de respecter leur temps de parole afin de laisser la place au débat. Les parlementaires membres de l'OPECST, les membres du comité scientifique et les journalistes pourront les interroger. Nos débats sont retransmis sur Internet. Bruno Goffé,

vous êtes chercheur au Centre Européen de Recherche et d'Enseignement des Géosciences de l'Environnement (CEREGE) de l'Université d'Aix-Marseille. Vous êtes également en charge de la question des ressources géologiques au niveau national pour l'Institut national des sciences de l'univers (INSU) au CNRS. Vous représentez ce dernier au sein de l'Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie (ANCRE) en tant que co-animateur du groupe de programmation « Énergies fossiles, géothermie et métaux critiques ». Votre intervention portera sur les différents types de ressources et les aspects géologiques de leur exploration / exploitation.

M. Bruno Goffe, directeur de recherche au CNRS, chercheur au CEREGE. – Le terme « gaz de schiste » devrait être remplacé, géologiquement, par celui de « hydrocarbures de roche-mère » et, technologiquement, par celui d'« hydrocarbures non conventionnels », terme utilisé pour toute sorte d'industries extractives.

La formation des hydrocarbures survient dans des bassins sédimentaires présents dans la croûte terrestre. Souvent ouverts, ces bassins se creusent entre la croûte continentale et la croûte océanique. Leur profondeur varie entre 1 000 et 10 000 mètres. Ces hydrocarbures, pétrole, gaz ou charbon peuvent avoir deux origines :

- une origine terrestre : sur les bords des marches continentales, des matières organiques d'origine terrestre, des plantes aériennes meurent, s'enfouissent et génèrent ainsi du charbon et du gaz ;

- une origine marine : des matières organiques marines ou lacustres, des planctons, meurent, coulent au fond du bassin, s'enfouissent et produisent alors du pétrole et du gaz.

Ces matières organiques mûrissent au moment de l'enfouissement, du fait d'une augmentation de pression et de température, et forment des hydrocarbures, des huiles et des gaz, d'une part, et une partie résiduelle solide, le kérogène, d'autre part. Cette partie noire et insoluble est diffuse dans le schiste et concentrée dans le charbon. S'ils peuvent s'échapper de la roche-mère, les gaz produits lors de la maturation migrent dans le bassin formé de roches poreuses et perméables puis remontent vers la surface. S'ils ne rencontrent pas d'obstacle, ils s'échappent dans la nature. Dans le cas contraire, ils sont piégés dans des structures géologiques couvertes par une couche étanche et s'accumulent dans les roches pour former des réservoirs.

Le gisement conventionnel se situe dans une roche poreuse et perméable, accumulée dans un réservoir souvent stratifié. En haut du réservoir se trouve le gaz, moins dense que l'huile, tandis que l'eau est au fond. Le gisement non conventionnel inclut une roche-mère plus pauvre en carbone (entre 1 et 5 %) que le charbon qui contient entre 90 et 100 % de matière organique. Les gaz de schiste se situent dans la partie profonde de la roche-mère et l'huile de schiste dans la partie plus haute. La partie supérieure du gisement non conventionnel contient des huiles lourdes et des bitumes. Le charbon comprend du gaz de houille dans la partie profonde, ainsi que du gaz de mine dans les parties excavées. Les gaz de houille, de mine et de schiste sont équivalents, leur appellation dépendant de l'endroit où ils se trouvent dans le gisement.

Les matières organiques terrestre, marine et lacustre ont des rapports hydrogène / carbone et oxygène / carbone différents. L'augmentation de la température et de la pression permet de former des huiles, pour les matières d'origine lacustre, ou des charbons, pour les matières d'origine terrestre. La plupart des hydrocarbures sont produits autour de 100 °C alors

que la plus grande masse de gaz est produite à partir de 130 °C ou 150 °C. Par conséquent, seuls des gaz sont formés à grande profondeur alors que les huiles sont produites dans les roches mères supérieures.

Les bassins contenant des gaz de schiste et de charbon sont les bassins lusitanien, cantabrique, du sud-est de la France, parisien – qui se prolonge dans les bassins de la Mer du Nord, en Angleterre, aux Pays-Bas, dans le nord de l'Allemagne et jusqu'à la Scandinavie – ainsi que les bassins pannonien, des Carpates et de la mer Baltique.

La partie supérieure du bassin parisien contient les huiles, tandis que sa partie la plus profonde et la plus ancienne comprend les réservoirs potentiels de gaz non conventionnels. Le socle du bassin parisien est probablement composé de charbon et de gaz de houille à très grande profondeur. Le bassin parisien est creux, avec une profondeur maximale de 3 000 mètres. Le bassin du sud-est de la France est plus complexe, très faillé et profond puisqu'il atteint presque quinze kilomètres de profondeur. Le charbon a été exploité dans les Cévennes où les mines de la région d'Alès ont été fermées dans les années 1990. Les schistes cartons du Toarcien, vieux de 180 millions d'années, peuvent générer du gaz. Enfin, le bassin des Grandes Causses est composé de sédiments d'origine marine et lacustre. Ce bassin complexe est situé au milieu d'un karst de carbonates.

Le gisement conventionnel implique un forage vertical. Ce dernier atteint un réservoir qui se vide par gravité alors que le gisement non conventionnel requiert de drainer une roche peu perméable, avec un puits vertical suivi d'un puits horizontal dans la roche-mère. La roche est fracturée par pression d'eau, en ajoutant du sable, pour maintenir la perméabilité.

La fracturation hydraulique est pratiquée dans la partie horizontale du tube, par paliers. Cette technique date de 70 ans et est utilisée dans de nombreuses exploitations d'hydrocarbures, en géothermie et pour l'injection d'eau. Elle a été associée avec succès, après 1990, au forage horizontal.

À la différence des gisements conventionnels, la production d'hydrocarbures est réalisée lors des deux premières années d'exploitation. A Fayetteville aux Etats-Unis, un pic de deux millions de mètres cubes a été atteint après quelques mois d'exploitation. La production décroît ensuite rapidement. Après cinq ans, la production représente moins de 10 % de la production initiale.

Les impacts environnementaux possibles sont multiples :

- déclenchement de microséismes en profondeur ;
- pollution des aquifères par les gaz, les éléments chimiques ajoutés ou déjà présents dans la roche ;
- fuite de méthane au niveau du puits ;
- impact sur le paysage et la biodiversité ;
- traitement des effluents de forage, l'eau injectée ressortant enrichie de sels extraits de la roche et des produits chimiques initiaux ;
- volume d'eau utilisée (entre 5 000 et 20 000 mètres cubes par puits) :

- émissions de méthane dans l'atmosphère.

L'occupation des sols est l'une des préoccupations associée à l'exploitation de gaz de schiste. La surface occupée comporte un derrick, avec un système de compression, de bacs de rétention des fluides après fracturation et d'un site post-exploitation. Le drainage nécessite de multiplier le nombre de puits dans la roche-mère. Des drains sont distribués dans la couche à partir d'une plateforme. Aux États-Unis, une exploitation compte en moyenne trois plateformes par kilomètre carré, avec six puits par plateforme. Les drains ont une longueur de 1 à 1,5 kilomètre mais pourraient atteindre dix kilomètres. Un projet prévoit d'installer seize drains de six kilomètres de long de chaque côté de la plateforme, avec une plateforme tous les douze kilomètres.

Le gaz de schiste est un gaz naturel, le méthane, qui contient une molécule de carbone pour quatre molécules d'hydrogène, ratio favorable en combustion à la limitation des émissions de CO₂. Ce gaz est enfoui plus profondément que les huiles, à 1 500 ou 3 000 mètres, dans des roches compactes et imperméables. Les réserves sont estimées à 120 ou 150 ans de la consommation actuelle de gaz naturel. Les incertitudes sont toutefois très grandes sur la ressource, variant de un à cinq aux États-Unis et de un à dix en Europe.

M. Christian Bataille, député. – Je cède maintenant la parole à Christian Besson, analyste senior à l'Agence internationale de l'énergie (AIE) qui va évoquer les estimations concernant les différents types de ressources dans le monde.

M. Christian Besson, analyste senior, Agence internationale de l'énergie. – L'exploitation des gaz et huiles de schiste requiert des techniques similaires qui posent les mêmes questions environnementales.

Les données citées proviennent de publications de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), notamment d'un ouvrage publié au mois de mai 2012 : *Golden Rules for a Golden Age of Gas* qui traite en détail les questions environnementales liées aux gaz non conventionnels, en cours de traduction, et de la publication annuelle de l'AIE, *World Energy Outlook*.

Les analystes de l'AIE ne sont pas des géologues pétroliers mais utilisent toutes les données disponibles sur l'évaluation des ressources en hydrocarbures dans le monde pour concevoir les modèles d'évolution du système énergétique mondial pour les années à venir.

Une publication de référence en matière de gaz non conventionnels est due à Hans-Holger Rogner en 1997, alors chercheur en Autriche, qui dresse une des premières revues complètes des ressources de gaz non conventionnels dans le monde. L'Institut de géologie allemand (BGR) publie annuellement une revue des ressources dans le monde. Une publication du Département de l'énergie aux États-Unis, de l'Agence d'information de l'énergie (EIA) et de leur sous-traitant ARI (Advanced Resources International), qui date de 2011, constitue la revue la plus récente des ressources en gaz de schiste. Les travaux de l'Institut géologique fédéral des États-Unis (USGS) sont également importants. Les évaluations de l'USGS et de l'EIA montrent des divergences importantes. Enfin, les instituts de géologie de divers pays, tels que la Chine, la Pologne, le Canada, l'Australie, la Grande-Bretagne et l'Argentine, ont publié des études portant sur les ressources nationales.

Peu de publications sérieuses portent actuellement sur les huiles de schiste. L'USGS a examiné certains bassins à l'étranger, tandis que l'EIA et certains États américains, comme

le Dakota du Nord, ont publié des études à ce sujet. La majorité des études provient toutefois de sources privées. L'AIE dispose de quelques estimations grossières.

Pour évaluer les ressources non conventionnelles, il convient de connaître la quantité de gaz ou d'huiles présente dans le sous-sol. La localisation des schistes est assez bien connue puisqu'ils se trouvent dans tous les bassins sédimentaires. A l'inverse, la quantité de gaz et de pétrole qu'ils contiennent est incertaine, la fiabilité des données dépendant du nombre de carottages effectués.

En outre, les ressources en place ne sont pas toutes récupérables. Pour les gaz non conventionnels, les taux de récupération sont assez faibles, entre 2 et 15 % en moyenne. Ces taux sont très mal connus et ne peuvent être évalués sans procéder à des essais de production avec des puits réalistes (puits horizontaux avec fracturation hydraulique). Ce point met en lumière une grande incertitude quant à l'évaluation des ressources.

Les ressources récupérables sont distinctes des réserves, qui sont les quantités dont il a été établi qu'elles étaient exploitables dans les conditions technologiques et économiques actuelles. En ce sens, les réserves en gaz non conventionnels et huiles de schiste sont actuellement très faibles dans le monde.

L'exemple de la Pologne illustre le problème d'évaluation des taux de récupération. Au mois de mars dernier, le ministre de l'Environnement polonais a présenté les chiffres suivant : 43 puits ont à ce jour été forés dans les schistes en Pologne et 200 seront forés d'ici 2015-2016, avant de démarrer la production, afin d'évaluer la productivité des ressources.

Les estimations montrent que les ressources de gaz non conventionnels sont comparables en volume à celles de gaz conventionnels tout en étant bien mieux réparties puisque ces ressources sont présentes dans de nombreux pays traditionnellement importateurs, comme les États-Unis, les pays européens et la Chine. Ces ressources permettraient donc de diminuer la dépendance aux grands pays fournisseurs de gaz conventionnels comme la Russie et le Moyen-Orient.

Les ressources en gaz non conventionnels (gaz de schiste, gaz de roche compacte et gaz de houille) équivalent à celles de gaz conventionnels. En revanche, les ressources en huiles de schiste ne sont pas aussi importantes puisqu'elles sont estimées entre 100 et 500 milliards de barils, chiffre à comparer aux 2 500 milliards de barils de ressources conventionnelles. Enfin, les autres ressources non conventionnelles (huiles lourdes, schistes et sables bitumeux) sont disponibles en quantité très importante. Les ressources de gaz de schiste seraient présentes dans de nombreux pays, notamment en Europe. Ces chiffres ne sont toutefois pas validés. La France pourrait contenir des ressources non négligeables.

Nos travaux sur le sujet montrent que les ressources, bien que mal connues, sont certainement très importantes. La révolution des gaz et huiles de schiste aux États-Unis remodèle les équilibres énergétiques mondiaux et engendre une renaissance industrielle dans ce pays. Les problèmes environnementaux sont gérables, avec de bonnes réglementations et de bonnes pratiques industrielles. L'application de ce que l'AIE a appelé les « règles d'or » demandera des efforts considérables des gouvernements, des organismes de réglementation et de l'industrie pour gagner la confiance de l'opinion publique. La révolution des schistes s'exportera certainement en dehors des États-Unis, bien plus lentement, pour des raisons géologiques, économiques et de structure de l'industrie. Elle permettra d'améliorer la diversité et la sécurité de l'approvisionnement énergétique des pays importateurs mais aussi

de modérer les prix du gaz et du pétrole. Si le gaz a un rôle à jouer dans une économie décarbonée, il ne représente toutefois pas la solution. De nombreuses autres politiques doivent être mises en place pour régler la question du réchauffement climatique.

M. Christian Bataille. – Je passe la parole à Olivier Appert, président de l’Institut français du Pétrole Energies Nouvelles (IFPEN). L’Agence américaine d’information sur l’énergie estime que la France est un des pays les mieux pourvus en hydrocarbures de roche-mère sur le continent. Qu’en pensez-vous ? Alors que les évaluations américaines sont en cours de révision à la baisse en Pologne, ne faudrait-il pas mener en France des études de nature à confirmer ou infirmer ces estimations ?

M. Olivier Appert, président, IFPEN. – L’histoire nous apprend que des ressources considérées comme non conventionnelles aujourd’hui seront conventionnelles demain : tel est le cas des réserves présentes dans le *deep offshore* pétrolier et gazier. Dans ma présentation, le terme d’hydrocarbures non conventionnels désignera le gaz de schiste, les pétroles de roche compacte et le gaz de houille.

Le géologue ne peut évaluer les quantités disponibles que par le forage et grâce à des techniques géophysiques d’observation. Le forage permet au géologue de préciser les quantités évaluées et d’indiquer si elles peuvent être exploitées, en fonction des technologies et du niveau des prix.

La profession a procédé, en 2007, à une classification des notions de réserves et de ressources. Cette classification a été reprise par l’Organisation des Nations Unies (ONU). Les réserves sont la quantité récupérable d’hydrocarbures dans une couche géologique donnée, pour laquelle des données de production sont disponibles, prouvant que la production peut être rentable, avec les technologies existantes et les prix actuels.

Les ressources sont évaluées en l’absence de données de production prouvant la rentabilité : elles sont divisées en deux catégories, les ressources contingentes et les ressources prospectives. Les ressources contingentes désignent la quantité d’hydrocarbures présente dans une couche géologique donnée, susceptible d’être récupérée et dont la présence est prouvée par des mesures dans des puits ou des carottes. Il n’est toutefois pas certain que ces quantités pourront être produites dans des conditions de rentabilité économique. Les ressources prospectives désignent des hydrocarbures dont la présence n’a pas été prouvée par des mesures. Elles sont obtenues par extrapolation des ressources contingentes en s’éloignant des zones pour lesquelles des mesures existent.

Ces quantités sont estimées avec une valeur minimale correspondant à la quantité récupérable avec une probabilité de 90 % (réserves prouvées), une valeur moyenne (probabilité de 50 % - réserves probables) et une valeur maximale (probabilité de 10 % - réserves possibles). Ces valeurs sont respectivement désignées par les signes 1P, 2P et 3P pour les réserves prouvées et 1C, 2C et 3C pour les ressources contingentes. L’opérateur pétrolier a besoin de savoir quelles réalités les chiffres recèlent puisque la différence entre 1P et 3C peut être d’un rapport 10, 20 ou 50.

Selon l’EIA, les pays disposant des ressources les plus importantes sont les États-Unis, le Canada, l’Argentine, l’Afrique du Sud, la Chine et l’Australie. L’EIA estime que la France et la Pologne possèdent des ressources significatives. Les chiffres avancés sont considérables et montrent l’enjeu économique, énergétique et politique pour de nombreux pays. Lorsque les autorités polonaises ont débuté les forages, elles se sont aperçues que le

potentiel estimé par l'EIA était surévalué d'un facteur dix. Il n'en reste pas moins que la production d'hydrocarbures constitue pour la Pologne un enjeu géopolitique majeur car elle permet de réduire sa dépendance à l'égard de la Russie. L'exploitation des hydrocarbures non conventionnels dans le monde ne sera sans doute pas aussi rapide qu'aux États-Unis mais elle reste un enjeu potentiellement important, notamment pour notre pays.

Une carte représente les différents bassins d'hydrocarbures. Les bassins conventionnels parisien et aquitain ont été exploités depuis des décennies. Concernant les hydrocarbures non conventionnels, le bassin parisien présente un potentiel de production de pétrole de roche compacte. Les 2 000 forages effectués ont montré que la roche-mère était très prolifique. Le bassin du Sud-Est (Causses, Cévennes, Ardèche) présente un potentiel de production de gaz de schiste : ce bassin est plus complexe et moins connu que le bassin parisien puisque seule une trentaine de forages a été réalisée. En outre, le potentiel de gaz de houille disponible dans le bassin Sarro-Lorrain et Nord-Pas-de-Calais provient des gisements de charbon.

Divers chiffres ont été avancés par l'EIA, par le rapport parlementaire du mois de juin 2011 et par le rapport du CGIET et du CGEDD. Ces documents ne précisent ni le mode de calcul, ni la nature des réserves ou des ressources. L'EIA évalue la quantité de gaz de schiste dans le Sud-Est à 5 000 milliards de mètres cubes, ce qui représente cent ans de consommation française, alors que le rapport CGIET/CGEDD l'estime à 500 milliards de mètres cubes sur trois permis. Dans le bassin parisien, le CGIET annonce un chiffre de 800 millions de tonnes.

La production annuelle de pétrole en France s'élève à un million de tonnes, alors que la consommation s'élève à 80 millions de tonnes. La production de gaz atteint 800 millions de mètres cubes, tandis que la consommation annuelle est de 44 milliards de mètres cubes. Enfin, notre facture énergétique s'élève à 68 milliards d'euros.

Les États-Unis disposent de chiffres précis contrairement à la France. Pour réduire les incertitudes, il conviendrait d'initier un inventaire des ressources. Cette démarche, entreprise lors du deuxième choc pétrolier, est envisagée pour les matières premières minérales. Notre filiale Beicip-Franlab a d'ailleurs lancé une démarche similaire en Algérie et en Arabie Saoudite. Cet inventaire implique de réaliser un travail de géologue sur le terrain, puis de se rendre à l'étranger pour observer des études analogues. Un examen des 2 000 forages réalisés dans le bassin parisien s'impose également, ainsi qu'une analyse des campagnes de géophysique et une modélisation. Ceci permettrait d'affiner les chiffres. Il conviendrait également de réaliser quelques forages afin de vérifier la productivité des gisements. Ces points complèteraient les recherches sur les techniques de fracturation. Pour le gaz de houille, les travaux en cours permettront bientôt de confirmer ou d'infirmer les évaluations.

M. Christian Bataille. – La France semble disposer de réserves importantes de gaz de houille dans le bassin lorrain et le Nord-Pas-de-Calais. La question de son exploitation se pose différemment lorsque la roche est déjà suffisamment fracturée naturellement, comme en Lorraine et dans le Nord-Pas-de-Calais, puisque la fracturation hydraulique n'est alors pas nécessaire à l'extraction.

Pour en parler, je cède maintenant la parole à Frédéric Briens, Directeur général d'European Gas Limited (EGL).

M. Frédéric Briens, directeur général, EGL. – À ma connaissance, EGL est actuellement le seul opérateur pouvant poursuivre son programme de travail puisque nous n'utilisons pas la fracturation hydraulique.

Les ressources en gaz de houille ont été établies par un auditeur externe, en l'occurrence Beicip-Franlab, filiale de l'IFPEN. Les ressources contingentes sont estimées à 5,3 années de la consommation française à 100 %, tandis que les ressources prospectives sont évaluées à cinq années supplémentaires. À titre de comparaison, le site de Lacq a produit 5,7 années de consommation française. Actuellement, en France, ce projet est le seul réalisable, l'exploitation du gaz de schiste et de l'huile de schiste n'étant pas autorisée.

Le charbon est une roche naturellement fracturée, avec un réseau de fissures orthogonales représentant des canaux par lesquels le gaz peut s'échapper de la matrice et circuler vers le puits pour être produit en surface. La fracturation hydraulique n'a donc aucun lieu d'être.

La technique d'extraction, utilisée par EGL et pour 90 % de la production de gaz de houille dans le monde, s'effectue par un puits vertical permettant d'atteindre le banc de charbon et des puits horizontaux multilatéraux. La performance d'un puits est donc proportionnelle à la longueur du banc de charbon qu'il longe. Réussir à suivre le charbon sur un kilomètre avec plusieurs drains améliore sensiblement la productivité.

L'impact paysager de cette exploitation est minime. Les plateformes sont petites puisque les gisements sont peu profonds. La plateforme située dans la commune de Folschviller en Lorraine mesure 100 mètres sur 80 pendant la période de forage. En phase de test, le seul matériel est une pompe à vis sans fin qui ne s'élève qu'à deux mètres au-dessus du sol. En phase de production, une quinzaine de pompes devrait dépasser du sol. Par conséquent, ce type d'exploitation est bien reçu tant en Lorraine que dans le Nord-Pas-de-Calais. Jusqu'à présent, les fermiers, les propriétaires de terrain et les maires nous ont apporté leur soutien, ainsi que les Conseil régionaux de Lorraine et du Nord-Pas-de-Calais.

Cette nouvelle industrie de gaz de houille en France devrait être très rentable, ce qu'ont confirmé des auditeurs externes. Le prix de revient de l'exploitation du gaz de houille est très inférieur à celui du gaz importé. En Lorraine et dans le Nord-Pas-de-Calais, nous avons déjà identifié plus de trente centres de production potentiels qui pourraient produire jusqu'à 15 millions de mètres cubes par jour, ce qui représente 15 % de la consommation annuelle française.

M. Jean-Yves Le Déaut. – Quel est le prix actuel de production du mètre cube de gaz de houille ?

M. Frédéric Briens. – Sur le marché SPOT, le million de BTU, unité de chaleur, coûte dix euros.

M. Christian Besson. – Le millier de mètres cubes coûte 350 dollars.

M. Frédéric Briens. – L'exploitation des bassins miniers de Lorraine et du Nord-Pas-de-Calais créerait 2 500 emplois directs et indirects pour le forage des puits, la mise en place des installations de surface et des canalisations et l'exploitation. Cette exploitation favoriserait également la relocalisation des industries fortement consommatrices de gaz qui viendraient se placer à proximité de ces ressources gazières fiables et à un prix compétitif.

M. Pierre Toulhoat. – Les *shales* noirs piègent des matières organiques mais aussi des métaux lourds. Dans certains environnements géologiques, en particulier continentaux ou proches de zones granitiques, la quantité de métaux piégés peut être significative et des composés radioactifs peuvent également s’y trouver. Ainsi, l’Autunien a été exploité pendant de nombreuses années pour l’uranium. Les États-Unis rencontrent d’ailleurs des difficultés dans la gestion des boues et effluents engendrés par l’exploitation des gaz de schiste, compte tenu de leur teneur en métaux lourds. Ce point devra être caractérisé lors de la phase d’exploration.

M. Bruno Goffe. – Les roches ne sont pas connues pour être des réserves de métaux, hormis l’uranium. Les pélites sont des roches lessivées. Quand elles sont riches en matière organique, ces roches subissent une réduction et leur taux d’oxydation est bas. Si des métaux sont oxydés lors d’un processus, la solubilisation leur permet de s’échapper. Par conséquent, l’état d’oxydo-réduction du milieu doit être contrôlé dans le cadre d’une exploitation. Ces roches peuvent aussi contenir des métaux intéressants, comme le lithium. Ces métaux avec une valeur économique pourraient alors être récupérés au cours de l’exploitation, dans un process contrôlé.

M. Pierre Toulhoat. – Notre connaissance des bassins houillers montre que la perméabilité des charbons se situe entre 10^{-15} et 10^{-16} m² (mesure rendant compte de la section utile pour l’écoulement), alors que celle des grands bassins américains, notamment celui de San Juan, varie entre 10^{-13} et 10^{-14} m². La perméabilité des charbons français est donc plus faible. Frédéric Briens, vous avez présenté les opérations potentielles en Lorraine sans fracturation hydraulique : savez-vous si ces portions de charbon contiennent beaucoup de zones fortement fracturées, le charbon étant peu perméable ?

M. Frédéric Briens. – Il existe peu de données sur la perméabilité des charbons en Lorraine et dans le Nord Pas-de-Calais. Nous avons récupéré les données accumulées par les opérateurs pétroliers à partir du début des années 1990, tels que Conoco, Windsor, Enron et EGL, ainsi que celles utilisées par les Houillères du Bassin de Lorraine (HBL) et les Charbonnages de France Nord-Pas-de-Calais. Nous avons intégré toutes ces données et réalisé nos propres mesures, avec des carottages et des tests de perméabilité et avons constaté que la perméabilité variait entre 0,5 et 2 millidarcy [1 darcy # 10^{-12} m²].

EGL est la première société à avoir réalisé un test de puits, supérieur au carottage, puisqu’il permet d’investiguer un gros volume de réservoir, avec un résultat très favorable à 2 millidarcy. Sur les trois puits dans le bassin, la perméabilité est de l’ordre du millidarcy. Notre projet reste rentable jusqu’à une mesure de perméabilité de 0,1 millidarcy.

Nous avons connaissance de projets équivalents dans le monde, en particulier en Australie. Dans ce pays, les projets s’appuient sur le forage horizontal, à des profondeurs excédant les 1 500 mètres. Les productions sont rentables, avec des perméabilités de 0,1 millidarcy, malgré des prix de gaz bien inférieurs à ceux de la France. S’appuyant sur les mêmes données, Beicip-Franlab a reconnu la robustesse de notre projet.

M. Pierre Toulhoat. – Avant d’être mis en production, le gaz de houille doit être désaturé et des quantités importantes d’eau doivent être pompées afin de diminuer la pression locale et permettre au gaz de s’échapper. Quelle méthode de gestion de ces eaux envisagez-vous ? Dans les grands bassins aux États-Unis et en Australie, des millions de mètres cubes d’eau extraits doivent être gérés puisqu’ils ne peuvent pas être facilement recyclés.

M. Frédéric Briens. – La qualité de l'eau dans le bassin houiller lorrain est très bien connue puisqu'elle était surveillée pendant l'exploitation minière. Actuellement, sur nos forages, cette qualité est excellente : l'eau est douce et ne contient ni métaux lourds ni contaminants. A titre de comparaison, une piscine olympique contient 3 000 mètres cubes alors qu'un puits de gaz de houille produira environ 2 000 mètres cubes d'eau par jour. Pour les tests réalisés sur le puits de Folschviller, nous avons obtenu un permis de la Chambre d'agriculture et de la forêt de la Moselle nous autorisant à déverser cette eau dans une rivière avoisinante car l'eau produite était plus propre que l'eau de la rivière. Les stations d'épuration sont également friandes de cette eau qui leur permet de diluer leurs propres effluents et d'améliorer le traitement de l'eau. Le problème de la gestion de l'eau pour l'exploitation du gaz de houille en Lorraine est donc relativement simple puisque cette eau peut être utilisée de façon industrielle sans traitement coûteux ou réinjection dans le sous-sol.

Dans le bassin du Nord-Pas-de-Calais, le charbon est sec : le gaz y est donc produit sans eau.

M. Jacques Percebois. – Le prix du gaz s'élève à 3 dollars le million de BTU aux Etats-Unis, à 8 dollars en Europe et à 17 dollars en Asie. Certains considèrent que le prix ne représente toutefois pas le véritable coût de ce gaz. Certains affirment que le coût est bas car la technologie est efficace, avec un accès facile ; d'autres disent qu'à l'occasion de cette exploitation des produits plus valorisables sont récupérés. Olivier Appert, pensez-vous que les prix sont justes sur le marché américain ?

M. Olivier Appert. – Cette question fait débat. Les prix du gaz ont fortement évolué sur le marché américain ces dernières années. En 2010, le prix du gaz s'élevait à 6 dollars par million de BTU, alors qu'il est descendu sous la barre des 2 dollars en 2012. Certains opérateurs ont alors été mis en difficulté, la production de gaz de schiste n'étant pas rentable à ce prix.

Une évolution très rapide de la production de zones de gaz dit sec (méthane uniquement) vers des zones de gaz dits humides a été constatée. Le prix de 2 dollars par million de BTU équivaut à un prix de 15 dollars par équivalent baril, tandis que les liquides contenus dans le gaz naturel se valorisaient à 100 dollars le baril. Par conséquent, la production de gaz aux États-Unis s'est poursuivie grâce à la valorisation des gaz humides. Une diminution notable des forages de gaz a été observée au profit des forages de pétroles compacts, ce qui a entraîné une explosion de la production de *shale oil* aux États-Unis. Le prix du gaz est maintenant remonté. Les chiffres annoncés par le Département de l'énergie en termes de coût de production font désormais consensus, entre 4 et 5 dollars par million de BTU. Ces prix sont ceux du marché à long terme du gaz.

M. Bernard Tardieu. – J'avais compris que le charbon était d'autant plus fissuré et fracturé qu'il avait été exploité et que du charbon qui n'avait jamais été exploité pouvait, lui, être complètement fermé. De ce fait, je pensais que seules les zones exploitées par des mines étaient perméables et ne nécessiteraient jamais de fracturation hydraulique.

Par ailleurs, je ne comprends pas le *business model* d'un forage livrant 25 % de sa production totale la première année et ne produisant quasiment rien après cinq ans. Je pensais en outre que ce type de forage fonctionnait depuis vingt ans aux États-Unis.

M. Frédéric Briens. – L'exploitation du gaz de houille est effectuée loin des zones influencées par les mines. Le charbon est vierge et hors d'atteinte de l'emprise des mines.

Nous opérons au moins à cent mètres des anciennes mines. Il en est de même au Canada, en Australie ou aux États-Unis.

M. Bernard Tardieu. – Cent mètres ne constituent pas une grande distance.

M. Frédéric Briens. – Selon le modèle empirique des Charbonnages de France, c'est bien au-delà du cône d'influence de la mine. Quelle que soit son histoire tectonique, le charbon est une roche naturellement fracturée. Dans les bassins tectoniques, comme le Nord-Pas-de-Calais et la Lorraine, des fractures secondaires facilitent l'exploitation.

M. Olivier Appert. – Le *business model* des productions de *shale gas* et *shale oil* aux États-Unis diffère de celui de la production des hydrocarbures conventionnels. Les puits s'épuisant très rapidement, en deux ou trois ans, il est nécessaire de beaucoup forer. Dans le cas des hydrocarbures conventionnels, la montée en production dure un an, puis un plateau de production est maintenu le plus longtemps possible ; il est suivi d'un déclin de production. Tout ce processus dure, par exemple, dix à vingt ans pour l'*offshore*. Pour les productions d'hydrocarbures non conventionnels, le ratio entre investissement et frais de fonctionnement diffère, avec de nombreux forages et des investissements importants mais des frais de fonctionnement relativement limités. Le business model est basé sur la réalisation d'un nombre de forages régulier, année après année.

M. Bernard Tardieu. – D'un point de vue sociétal, la phase de forage qui est perturbatrice est donc quasiment permanente.

M. Olivier Appert. – Grâce aux technologies de *clusters de forages*, il est possible de réaliser 10, 20 ou même 50 ou 60 forages à partir de la même implantation. Une fois la production terminée, l'emprise au sol est très limitée.

M. Hubert Fabriol, BRGM. – M. Christian Besson, vous avez dit que le taux de récupération ne pouvait être connu qu'après avoir réalisé des forages. Afin d'estimer les ressources, cela signifie donc qu'il faut réaliser des tests et essais réalistes ?

M. Christian Besson. – Il convient évidemment d'étudier soigneusement les données disponibles. Mais l'expérience américaine a montré qu'aucune donnée fiable ne peut être connue tant qu'un essai de puits n'a pas été réalisé.

M. Olivier Appert. – Nous ne pourrions nous prononcer sur les réserves que lorsque des tests de production auront été réalisés. Dans le cadre du projet d'EGL, ces tests nous donneront des informations d'ici à un an environ. J'ai proposé d'effectuer un inventaire des ressources mais la loi interdit les tests de production avec fracturation hydraulique. Ce procédé permettrait toutefois de déterminer si les ressources estimées sont bien des réserves, notamment en clarifiant le taux de récupération qui influe sur la rentabilité de l'exploitation. Il semble cependant possible d'affiner les fourchettes existantes.

M. Marc Preel, AFP. – Il a fallu 200 forages en Pologne pour évaluer l'exploitation commerciale : ce chiffre est-il transposable en France ? Le risque le plus sensible politiquement est celui de la contamination des eaux souterraines. Ce risque vous semble-t-il faible ou élevé ? Quel pourcentage des forages pourraient être concernés par ce risque ?

M. Christian Besson. – Pour déterminer les quantités productibles en France, une demi-douzaine de forages ne suffira pas : des dizaines, voire une centaine de forages devront être réalisés pour avoir une bonne idée de ces quantités.

S'agissant du risque de contamination des eaux souterraines, il convient de rappeler que plus de 90 % des incidents de contamination des eaux survenus aux États-Unis ne sont pas liés au forage mais ont eu lieu en surface du fait de camions accidentés, de citernes renversées ou d'opérateurs peu scrupuleux. Les risques de contamination par le forage sont faibles lorsque les technologies existantes sont scrupuleusement mises en place : une cimentation de bonne qualité –et testée - des puits et un nombre conséquent d'études géologiques garantissant la localisation des fractures s'avèrent nécessaires. De bonnes pratiques, des réglementations et des contrôles réguliers permettent de surmonter ces risques.

M. Olivier Appert. – Lorsqu'un forage est réalisé sur une zone agricole, l'aquifère est protégé par des tubages multiples. Un document dressant l'état des lieux de la problématique des hydrocarbures non conventionnels est disponible sur le site Internet de l'IFPEN.

Ce problème a été popularisé par le film *Gasland*. Les difficultés relatives ont été rencontrées lors d'un forage réalisé par la société canadienne Encana en 2004. L'erreur de l'opérateur a été sanctionnée par l'administration. Dans d'autres cas, le gaz biogénique, issu de la dégradation de matières organiques au sein même de l'aquifère, peut également poser problème. Ce phénomène est constaté dans le marais poitevin.

M. Bruno Goffe. – Le risque de propagation d'une fracturation réalisée en profondeur vers la surface, contaminant ainsi l'aquifère, a également été envisagé. Or, la maturation du gaz se fait à haute température, très profondément (à 3 000 mètres dans le bassin parisien). La propagation d'une fracture dépend du volume de fluide injecté : or les 5 000 à 20 000 mètres cubes utilisés sont négligeables, en comparaison des centaines de millions de mètres cubes d'eaux usées injectées dans le sol aux États-Unis, qui peuvent aussi provoquer des fractures. Enfin, les distances entre les aquifères exploitables, situés près de la surface, et le gaz exploité, atteignent au moins 1 000 mètres.

M. Fabrice Node-Langlois, *Le Figaro*. – L'estimation des ressources polonaises à 5 000 milliards de mètres cubes prend-elle en compte leur révision à la baisse ?

M. Christian Besson. – L'étude publiée par l'Institut de géologie de la Pologne avance désormais un chiffre de 500 milliards de mètres cubes. Elle ne concerne toutefois pas l'ensemble des gisements et est basée sur des données déjà anciennes. Cette estimation devrait donc être révisée à la hausse. La différence d'estimation résulte de différences de méthodologie et de couverture géographique et non d'un désaccord total entre les deux études.

Mme Azar Khalatbari, *Sciences et Avenir*. – Sera-t-il nécessaire de procéder à des fracturations hydrauliques après forages afin de connaître les ressources disponibles en France ?

M. Christian Besson. – Dans l'état actuel des technologies, le gaz de schiste est produit par fracturation hydraulique dans des puits horizontaux. Pour connaître nos capacités de production, il sera donc nécessaire d'employer la fracturation hydraulique.

Hydrocarbures non conventionnels : les techniques

Deuxième table ronde, présidée par Jean-Claude Lenoir, Sénateur de l'Orne

M. Jean-Claude Lenoir, sénateur, rapporteur. – Dans cette seconde partie, nous sommes au cœur du sujet traité par l'OPECST. Les auditions que nous menons avec Christian Bataille depuis le début de l'année nous amènent à constater que les techniques sont en perpétuelle évolution, tant en termes de procédés que de matériaux utilisés. Si la fracturation hydraulique à base d'eau demeure la technique la plus courante, il existe une autre technique opérationnelle, la stimulation au propane, qui présente des avantages et des inconvénients que nous devons envisager. D'autres techniques de stimulation de la roche sont à l'étude dans les laboratoires et seront présentées.

M. Bruno Courme, Total est un acteur majeur du secteur des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis, en Argentine, mais aussi en Europe, en particulier en Pologne et au Danemark pour l'évaluation des ressources. Quelles sont, selon vous, les pistes les plus prometteuses, s'agissant des techniques de stimulation de la roche ?

M. Bruno Courme, directeur de la filiale Total Gas Shale Europe. – La notion de ressource non conventionnelle évolue : une fois définie, elle n'est déjà plus valable. L'exploitation de Lacq était considérée comme non conventionnelle, il y a une cinquantaine d'années, alors que le développement de gaz acides est désormais considéré comme conventionnel. Le *deep offshore* était également non conventionnel il y a encore dix ans et se développe rapidement actuellement.

Le gaz de schiste est similaire au gaz conventionnel, en origine et en nature : il est essentiellement composé de méthane. Seul leur contenant et leur perméabilité diffèrent. Ces caractéristiques requièrent l'usage de techniques adaptées, avec la combinaison du forage horizontal, pour augmenter la surface de contact entre le réservoir et le puits servant à remonter les effluents à la surface, et de la fracturation hydraulique, dont l'objectif est d'augmenter artificiellement la perméabilité du réservoir.

Ces techniques sont utilisées par l'industrie depuis longtemps. Le forage horizontal et le forage dévié existent depuis les années 1980, tandis que la fracturation hydraulique est utilisée depuis la fin des années 1940 aux États-Unis. Malgré la combinaison de ces deux techniques, la quantité de gaz récupérée par puits reste faible par rapport aux capacités récupérées avec un puits conventionnel ce qui implique de forer davantage de puits.

La stimulation est un terme générique couvrant toutes les opérations visant à améliorer la capacité d'un réservoir à laisser le fluide qu'il contient s'écouler vers le puits. Ces techniques sont utilisées conventionnellement dans l'industrie pétrolière, par exemple pour remédier à des capacités d'écoulement dégradées, voire nulles, aux abords du puits conséquemment au forage.

La fracturation hydraulique est une méthode de stimulation mécanique et non chimique. Elle ne constitue pas une technique de forage. Cette opération intervient immédiatement après le forage du puits, en plusieurs étapes de deux à trois heures, sur une semaine. Elle consiste en l'injection sous haute pression d'un mélange d'eau, de sable et d'additifs chimiques, soit environ 10 000 à 20 000 mètres cubes d'eau par puits. Cette

fracturation vise à rouvrir un réseau de fissures et à l'étendre pour créer de nouvelles ramifications. Survient ensuite une opération de dégorgeage avant le début de la production. La fracturation est effectuée en principe une seule fois, au début de la vie du puits, même si certaines compagnies envisagent de re-fracturer au cours de la vie du puits.

Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique sont plus ou moins développées. Il existe des techniques de fracturation qui utilisent d'autres liquides sous pression que l'eau, et des techniques utilisant des phénomènes physiques différents. Total a participé à des recherches sur la fracturation électrique, ou technique de l'arc électrique, et a conclu qu'elle ne constituait pas une alternative viable à la fracturation hydraulique à base d'eau. La fracturation par explosion semble être l'une des pistes les plus prometteuses en termes techniques même si elle est difficile à promouvoir auprès de l'opinion publique. Les techniques à base de liquides incluent la fracturation à base de propane, procédé industriel employé au Canada, qui présente des intérêts techniques. Elle peut effectivement induire une meilleure productivité que la fracturation à base d'eau dans certains réservoirs : elle implique cependant la manipulation de plusieurs centaines de tonnes de propane en surface, produit extrêmement inflammable. Ce type de solution est adapté à des environnements avec une faible densité de population. Total n'est pas prêt à la promouvoir dans un contexte européen. D'autres techniques qui utilisent des gaz comme l'hélium, le CO₂ ou l'azote pur, présentent des inconvénients et ne constituent pas des alternatives viables à la fracturation hydraulique, hormis dans des cas très particuliers.

De ce fait, la fracturation hydraulique à base d'eau, qui est viable, éprouvée, est la méthode la plus appropriée pour le développement des ressources non conventionnelles. Cette technique est néanmoins perfectible. Il est notamment envisagé de diminuer la quantité d'eau utilisée, d'utiliser de l'eau salée afin d'éviter les conflits d'usage et de travailler à la limitation des échanges entre la roche riche en métaux lourds et le fluide de fracturation. Des recherches sur le traitement de l'eau et l'amélioration du recyclage sont également en cours. Les additifs suscitent aussi beaucoup de questions car une fuite peut occasionner des contaminations. Leur quantité pourrait être diminuée pour une efficacité équivalente. De plus, des techniques n'employant pas de produits chimiques sont imaginées : les ultraviolets pourraient ainsi remplacer les produits biocides. Des additifs à impact environnemental faible ou nul pourraient être privilégiés, tels que des additifs utilisés dans l'industrie agroalimentaire ou des produits biodégradables. Enfin, la transparence s'avère nécessaire. Des pistes concernent le suivi et le contrôle de l'étanchéité des ouvrages, de surveillance de l'aquifère et des émissions de CO₂.

Le développement de ce type de ressources pose la question de la gestion de l'empreinte au sol, réel enjeu pour les opérateurs. La relation avec les parties prenantes importe également. Le cas français est particulier même si ses caractéristiques se retrouvent à divers degrés en Europe, en ce qui concerne le rejet des énergies fossiles. L'exploration et la production des gaz de schiste en Europe posent donc plusieurs défis. Des solutions techniques peuvent toutefois apporter des réponses et la fracturation hydraulique peut être mise en œuvre dans le respect de l'environnement. L'acceptation sociale est une question clé : ces ressources ne seront développées que si l'industrie, les pouvoirs publics et la société civile sont tous convaincus de leur intérêt. Si elles sont développées, elles ne suivront pas le modèle américain.

M. Jean-Claude Lenoir. – Le cycle d'exploitation est relativement court, au sens où l'injection d'eau dans le sol est effectuée dans un laps de temps très court et où l'exploitation

elle-même se fait sur une période relativement courte par rapport à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels.

M. Bruno Courme. – La gestion des activités en surface doit être optimisée du fait du grand nombre de forages. Le contexte européen est d'ailleurs plus favorable que le contexte américain de ce point de vue, car les licences y imposent de préparer les développements et de prévenir les perturbations.

M. Jean-Claude Lenoir. – Gilles Pijaudier-Cabot, vous avez mené des travaux sur la fracturation par arc électrique, procédé qui n'est pas encore opérationnel. Pouvez-vous nous dire où en est cette technique ?

M. Gilles Pijaudier-Cabot, directeur du laboratoire des fluides complexes et des leurs réservoirs et directeur de l'Institut Carnot ISIFoR, Université de Pau et des Pays de l'Adour. – La fracturation hydraulique remonte à plus de 60 ans ; ce procédé est largement répandu. Plus d'un puits foré sur deux est aujourd'hui fracturé, quel que soit son objet (adduction d'eau, géothermie, etc.). En matière de production pétrolière, en particulier dans les *shales*, l'objectif de la fracturation hydraulique est de créer un réseau de drainage dans la roche réservoir, de réactiver le réseau existant et de le connecter afin de produire un maximum d'hydrocarbures. L'équilibre entre la création d'un réseau et la réactivation d'un réseau existant constitue une difficulté supplémentaire des schistes pour la fracturation hydraulique, parfois pratiquée dans des milieux plus homogènes.

Il existe deux voies d'amélioration. La première consiste à augmenter la densité de fissures et le nombre de drains. La seconde vise à utiliser des fluides plus acceptables du point de vue environnemental et de leur disponibilité. Trois possibilités existent :

Changer le fluide de fracturation. – Des expérimentations sont menées pour intégrer un fluide moins visqueux dans un réseau de fissures. Le fluide est alors capable de pénétrer dans tous les interstices de la matière. La quantité de fluide par mètre cube de matière augmente, permettant une fracturation plus facile et plus dense du matériau. Ce procédé est d'ores et déjà employé.

Passer d'une sollicitation statique à un chargement dynamique. – Le bris d'une vitre à l'aide d'un marteau produit une multiplicité de débris, alors qu'une vitre brisée par une pression douce ne produit que quelques morceaux. Afin de fragmenter le matériau, la quantité de drains dans la matière doit donc être densifiée. L'impulsion par arc électrique testée en laboratoires augmente la quantité de fissures. Le même résultat pourrait être obtenu à l'aide d'explosifs qui permettent une manipulation plus facile.

Chauffer le matériau. – Dans le cas de l'huile de schiste, le chauffage permet de diminuer la viscosité des hydrocarbures et de les évacuer plus rapidement. À l'inverse, dans le cas du gaz de schiste, le chauffage du matériau vise à déshydrater la roche ; celle-ci se rétracte alors et se fracture.

Une quatrième voie ne doit cependant pas être négligée : elle vise à améliorer la fracturation hydraulique, en utilisant de l'eau qui correspond davantage au milieu dans lequel elle est injectée, afin d'éviter les phénomènes de dissémination. Les technologies de traitement en surface doivent aussi être développées, l'eau qui remonte contenant des agents chimiques qui doivent être traités, ainsi que les technologies de tubage et de monitoring. Des entreprises françaises ont d'ailleurs une réputation mondiale en la matière.

En conclusion, il n'existe pas actuellement d'autre technologie disponible que la fracturation hydraulique dans le domaine des gaz de schiste. Les alternatives sont plus ou moins développées : des brevets existent et des études sont en cours aux États-Unis, en Chine et en Europe.

M. Jean-Claude Lenoir. – Nous reparlerons des additifs qui suscitent de nombreuses interrogations au sein de l'opinion publique.

François Kalaydjian, vous avez coordonné un groupe de travail de l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE), consacré aux recherches à mener sur l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère. Quelles sont les priorités de recherche et développement de la communauté scientifique française à ce sujet ?

M. François Kalaydjian. – Je vais vous présenter les conclusions du rapport élaboré dans le cadre de ce travail.

La fracturation hydraulique fait l'objet d'un débat assez vif qui divise l'opinion publique. La consommation d'eau peut être jugée excessive, alors qu'elle est très faible par rapport aux pertes d'eau observées dans les réseaux d'eau potable. Le traitement des eaux de surface, le risque de contamination des aquifères par les produits toxiques, utilisés lors de la fracturation ou prélevés dans la roche, les risques de sismicité induite et les émissions de méthane posent également question. Afin de traiter ces controverses, une réponse scientifique s'impose. En Grande-Bretagne, les gouvernants ont sollicité la communauté scientifique pour qu'elle émette des recommandations visant à suspendre le moratoire pris sur l'exploration. Certains pays font donc confiance à la communauté scientifique sur ce sujet.

Dans le cadre de l'ANCRE, nous avons remis au mois de juillet 2012 un rapport se décomposant en trois parties : les améliorations de la fracturation hydraulique ; la substitution de l'eau par d'autres fluides ; les procédés alternatifs à la fracturation de la roche. Ce rapport est disponible sur Internet.

L'amélioration de la fracturation hydraulique passe par une modification de la composition des agents chimiques. Il est ainsi possible d'utiliser des agents issus de l'industrie agroalimentaire, comme du polymère issu du guar, haricot produit en Inde et inoffensif. Une autre piste concerne l'utilisation et la quantité de produits chimiques : les produits chimiques visent à transporter les grains de sable pour maintenir les fissures produites par surpression, ce qui requiert de rendre plus visqueux le fluide de fracturation. Différents produits chimiques sont ajoutés à l'eau : s'il était possible d'utiliser des matériaux allégés, ceci diminuerait le nombre de produits chimiques.

Le placement des puits peut également être optimisé. Il n'est pas forcément nécessaire de forer quarante puits horizontaux à partir d'un puits vertical et la plupart d'entre eux sont probablement mal positionnés, par rapport aux contraintes géo-mécaniques du réservoir.

Enfin, un monitoring plus précis des opérations conduites au niveau des roches-mères et des aquifères à protéger doit être instauré. Aux États-Unis, des programmes de recherche sont en cours sur le traitement des eaux et une réduction de la consommation d'eau de 30 % est observée.

Le propane, ou le GPL, peut être utilisé comme fluide de substitution. Il présente plusieurs avantages.

Ce fluide est inerte dans le sous-sol : il n'occasionne pas de remobilisation de composés, notamment des métaux lourds, et n'altère pas les argiles puisque leur quantité d'eau n'est pas modifiée ;

Il est compressible et peut être géré avec des volumes plus faibles ;

Il est miscible avec le pétrole ou le gaz produits et peut être recyclé dans sa quasi-totalité ; il nécessite moins de produits chimiques additionnels et peut être séparé dans des systèmes fermés, évitant l'émission de méthane en surface.

Ce procédé est relativement mature ; plus de 1 500 opérations ont déjà été réalisées. Cependant, la gestion des stockages en surface pose problème, même s'il n'est sans doute pas nécessaire de stocker des centaines de tonnes de propane si les processus sont corrects.

D'autres produits de substitution comme le CO₂ et l'azote peuvent être utilisés avec des adjuvants, pour ajuster leur viscosité. Les interactions du CO₂ avec la roche doivent être prises en compte.

Les procédés thermiques consistent en un apport de chaleur ou de froid. L'échange de calories influencerait sur l'assèchement des argiles et leur eau pourrait alors être gelée *in situ*, avec une augmentation de pression et une fissuration induite. Ce processus est complexe, associant des phénomènes thermiques à des phénomènes géomécaniques et géochimiques. La technologie d'apport de frigories est déjà utilisée pour la stimulation des réservoirs, afin de réduire les contraintes mécaniques en place mais aussi l'énergie de stimulation nécessaire.

Ces procédés nécessitent un dimensionnement, des bilans énergétique et environnemental, un contrôle et une gestion du *process* dans les aires de drainage.

La fracturation hydraulique peut être améliorée dans ses différentes composantes. Ses alternatives doivent être étudiées. Il est possible d'étudier les fluides de substitution mais aussi les nouveaux matériaux, comme les agents de soutènement et le sable, ou de nouveaux procédés, thermiques ou électriques. La R&D doit par conséquent être soutenue par des programmes. Or, aucun programme en la matière n'est financé par les pouvoirs publics en France. L'article 1^{er} de la loi du 13 juillet 2011 a été cité par Jean-Yves Le Déaut ; son article 4 évoque la mise en place d'expérimentations publiques sur site à des fins scientifiques.

M. Jean-Claude Lenoir. – Je vous remercie pour ce rappel opportun de la loi.

Pascal Bayloq, quelles sont les réponses que les industriels peuvent apporter aux questions soulevées ?

M. Pascal Bayloq, président du club de réflexion sur les hydrocarbures de roches mères, GEP-AFTP. – Il n'existe actuellement aucune véritable alternative à la fracturation hydraulique. La meilleure solution consiste donc à employer la fracturation hydraulique conformément aux dernières innovations et aux standards de l'industrie pétrolière.

Le premier risque de la fracturation hydraulique concerne la pollution du sous-sol, particulièrement des nappes phréatiques ; le second a trait à la ressource en eau, le troisième

aux fluides de fracturation et le quatrième aux impacts sociétaux, notamment paysagers et sismiques.

Les nappes phréatiques sont isolées par plusieurs cuvelages, cimentés les uns après les autres lors du forage, pour isoler les aquifères. Ce risque est donc maîtrisé. Le contrôle et le suivi de l'intégrité des puits sont assurés régulièrement pour vérifier l'état des cimentations et de la corrosion des cuvelages.

Concernant le risque de remontée des fractures jusqu'aux nappes phréatiques, il convient de noter que plusieurs milliers de mètres séparent la fracturation des aquifères. Pendant les opérations de fracturation, en utilisant les techniques de la micro-sismique, il est possible de prévoir les mécanismes de propagation de la fracture. Si le risque se précise, l'opération est suspendue. Le risque de propagation des fractures est donc maîtrisé pendant les opérations. La qualité des eaux des aquifères est constamment vérifiée.

Les quantités d'eau utilisées sont importantes. Il est cependant possible d'utiliser une eau qui ne soit pas en compétition avec l'irrigation ou la consommation humaine, à savoir de l'eau issue d'une précédente fracturation, de l'eau usée traitée, de l'eau issue d'un aquifère profond et impropre à la consommation ou de l'eau de mer. La première solution est souvent privilégiée. Les pétroliers produisent actuellement un baril d'huile pour quatre barils d'eau et maîtrisent le traitement de l'eau.

L'amélioration des fluides de fracturation passe par l'utilisation de matériaux issus de l'industrie agroalimentaire. Ceux-ci représentent 0,65 à 1 % du volume total. Ces additifs sont contrôlés à travers la législation REACH en Europe. Le fluide de fracturation CleanStim provient ainsi intégralement de l'industrie agroalimentaire et a été utilisé dans une trentaine de puits.

Concernant l'occupation du sol et l'impact visuel, la superficie de l'empreinte au sol est réduite au maximum en phase de forage. Celle-ci atteint actuellement 100 mètres sur 100. En phase d'exploitation, les puits sont regroupés en *clusters*, espacés de cinq à dix kilomètres, les drains horizontaux étant plus longs. De nombreuses études du sous-sol sont réalisées afin d'identifier les zones les plus productives pour forer.

Les opérations de forage et de fracturation hydraulique induisent des événements micro-sismiques. La magnitude reste limitée, avec des événements de -2 à 1 sur l'échelle de Richter, sachant que la magnitude des événements sismiques ressentis à la surface est égale ou supérieure à trois (une magnitude de l'ordre de -2 équivaut à l'énergie dégagée par la chute d'une brique d'une hauteur d'un mètre).

En conclusion, l'industrie pétrolière maîtrise les risques liés au développement des hydrocarbures non conventionnels qui peut être réalisé dans le respect de l'environnement. L'amélioration continue et l'innovation doivent être poursuivies pour mieux maîtriser ces risques. Compte tenu des réserves potentielles et de l'importance des enjeux en termes d'indépendance énergétique et de ré-industrialisation, il serait logique de confirmer ces réserves après avoir procédé en toute transparence à des expérimentations, conformément à la loi du 13 juillet 2011. Le principe de précaution ne prône pas l'inaction.

M. Jean-Claude Lenoir. – Vermilion est le principal opérateur de pétrole en France. M. Jean-Pascal Simard, quels sont les enseignements de l'expérience de Vermilion en matière de fracturation hydraulique ?

M. Jean-Pascal Simard, directeur relations publiques en Europe, Vermilion. – Il reste du pétrole en France et nous essayons de prolonger la durée de vie des anciens gisements. Vermilion est un groupe créé en 1994 qui a repris ces gisements en 1997, 2006 et 2012. Vermilion produit actuellement 11 600 barils par jour en France, ce qui représente 0,5 % de la consommation nationale puisque deux millions de barils de pétrole sont consommés chaque jour en France, importés à 99 %. La production de Vermilion en France représente plus d'un tiers de l'activité de Vermilion.

Les inquiétudes liées à la fracturation hydraulique sont les suivantes :

- le confinement des fractures dans le réservoir au cours de la fracturation hydraulique, processus qui peut être maîtrisé grâce à la technique micro-sismique ;

- l'intégrité des puits, avec une réglementation très stricte en France qui prévoit la mise en place de cuvelages et la cimentation des puits, chaque étape du forage étant validée par l'administration ;

- la consommation d'eau ;

- l'utilisation d'additifs.

Vermilion a effectué quinze fracturations hydrauliques en France entre 2002 et 2008 pour stimuler et améliorer la production d'un gisement conventionnel en Seine-et-Marne, qui se situe en dessous de la roche-mère, à Champotran. Nous sommes intervenus sur quinze puits sur une période de six ans. Les résultats ont été concluants, la production ayant été multipliée par trois, voire six sur certains puits. Certains puits sont ainsi passés de 10 à 30 mètres cubes et d'autres de 10 à 60 mètres cubes de pétrole par jour.

En 2010, deux fracturations ont également été réalisées sur deux puits verticaux à l'arrêt pour évaluer la roche-mère. Au cours des forages réalisés à Champotran, du pétrole de cette section géologique est remonté, nous laissant entrevoir un potentiel de pétrole léger. La durée de ce programme d'évaluation avait été estimée entre cinq et huit ans.

Au Canada, nous développons depuis 2010 le gisement de Cardium et avons réalisé 150 forages horizontaux dans ce réservoir conventionnel, dit compact, qui contient de l'huile, pétrole léger d'excellente qualité. Quinze à vingt fracturations hydrauliques ont été effectuées par forage, le réservoir étant situé à 1 700 mètres de profondeur. Nous avons utilisé entre 1 500 et 2 000 mètres cubes d'eau par forage, soit environ 100 mètres cubes par étape de fracturation. La production atteint désormais plus de 9 000 barils par jour. Nous prévoyons de produire 14 000 barils par jour d'ici fin 2015.

Un travail considérable a été effectué pour améliorer le processus de fracturation, en termes de réduction des coûts, d'efficacité dans l'utilisation des fluides et d'optimisation des agents chimiques. Des agents chimiques non dangereux sont employés, ainsi que des additifs susceptibles de réduire les besoins en eau. Lorsque nous avons débuté notre campagne de forages horizontaux en 2010 au Canada, un forage coûtait environ 6,5 millions de dollars canadiens. Ce coût s'établit désormais à trois millions de dollars.

M. Jean-Claude Lenoir. – Je remercie particulièrement John Francis Thrash, venu du Texas pour cette réunion. Vous allez évoquer la stimulation au propane pur.

M. John Francis Thrash, chairman et CEO, ecorpStim. – Nous pensons que la technologie de stimulation au propane constitue une alternative à la fracturation hydraulique puisqu'elle n'utilise ni eau ni additifs chimiques. Nous proposons cette technologie dans de nombreux pays à travers le monde. Je n'entends pas critiquer la fracturation hydraulique, mais notre technologie s'avère plus efficace et présente moins d'inconvénients sur de nombreux points.

La stimulation au propane n'est pas un procédé nouveau : elle existe depuis plus de cinquante ans. Notre compagnie l'emploie depuis la fin des années 1970. Au cours des années 1980, nous avons utilisé du propane et du butane pour stimuler des gisements de gaz épuisés. En 2007, avec l'émergence du gaz de schiste aux États-Unis et les préoccupations liées à l'eau, l'intérêt d'utiliser d'autres fluides s'est trouvé accru. Grâce à notre expérience dans l'usage du propane et du butane, il a nous a été facile de reprendre cette technologie. La société canadienne GasFrac utilise pour sa part cette technologie sous forme de gel. 1 500 opérations ont été effectuées sous cette forme.

Le propane est un liquide moins visqueux, ce qui rend son intérêt pour fracturer la roche indiscutable, une quantité moindre pouvant être utilisée. En 2007, les agents de soutènement étaient néanmoins très lourds et les agents chimiques rendaient le propane plus épais. En 2012, ecorpStim a proposé une technologie de stimulation au propane pur. Les améliorations apportées par cette technologie ne portaient pas directement sur le fluide de stimulation des *shales* mais consistaient en un allègement du poids des agents de soutènement. Ces améliorations ont été développées dans les industries de peinture et d'enduit. Les molécules de carbone étant exceptionnellement légères, il est possible d'associer la densité et le poids de ces particules avec les fluides très légers, notamment le propane. Par conséquent, ni eau ni adjuvant chimique ne sont utilisés.

La stimulation au propane ne diffère pas d'une stimulation réalisée à l'aide d'un autre liquide. Le propane pur et le proppant sont tout d'abord injectés dans le puits. Le proppant, agent de soutènement, reste en suspension, ayant la même densité et le même poids que le propane. Le fluide crée ensuite des fissures dans la roche-mère : le proppant gardant la roche ouverte, le gaz peut alors s'en échapper. Lors d'une fracturation hydraulique, l'eau remonte en surface pour autant qu'elle ne se trouve pas piégée. Avec le propane, l'efficacité de la fracturation est accrue en raison de sa faible viscosité et il n'existe en outre pas d'obstacle à sa remontée. Ce système de fracturation emploie donc un volume de fluide moindre et est plus propre que la fracturation hydraulique. Enfin, lorsque la pression est réduite, le propane injecté, sous l'effet de la pression et de la température, se transforme en gaz et remonte avec le gaz naturel produit. Il peut alors en être séparé et être réutilisé en circuit fermé, 95 % du propane pouvant alors être récupéré. L'efficacité de ce système est donc très élevée.

Ce système répond à toutes les préoccupations citées précédemment et auxquelles la fracturation hydraulique ne peut répondre. L'environnement est protégé puisqu'aucune eau ne remonte à la surface. De plus, comme le propane ne requiert pas d'adjuvants chimiques, la question de leur toxicité ne se pose pas. Le propane étant récupéré, il n'occasionne pas de nombreux déplacements de centaines de camions sur les sites de fracturation, contrairement à l'eau. L'empreinte au sol est par conséquent beaucoup plus faible. Aucun mélange chimique n'est en outre réalisé sur ces sites. L'usage de propane évite également le torchage en surface et la séparation de l'eau et du gaz qui produit des émissions de gaz à effet de serre. Le propane se sépare facilement du gaz naturel qui peut alors être transféré dans un gazoduc. Le

risque de sismicité est pour sa part réduit au minimum, l'opération de fracturation étant réalisée très rapidement.

Par ailleurs, les volumes de fluide utilisés sont moins importants que pour une fracturation hydraulique à base d'eau. Les tubages peuvent être maintenus à l'intérieur d'un coffrage. La stimulation au propane permet d'utiliser un tubage pour l'injecter dans le puits ce qui ne perturbe pas le coffrage. Avec la stimulation au propane, le risque d'altération du coffrage est donc réduit au minimum.

Le propane est inflammable. Il est l'une des composantes du gaz naturel, avec le méthane et l'éthane. Des procédés de prévention des explosions nous permettent toutefois de gérer ce risque au cours de la production de gaz naturel. Les opérations de fracturation sont en outre très brèves, ce qui limite le risque d'incendie ou d'explosion.

Nous avons choisi le propane parce qu'il est propre mais aussi parce qu'il bénéficie d'infrastructures existant de longue date. 120 millions d'Européens utilisent du propane et 10 000 camions citernes permettent de transporter le propane partout en Europe, en toute sécurité. Sur un site industriel, le risque lié au propane est géré à un niveau industriel. Nos sites ne sont d'ailleurs pas implantés à proximité de zones résidentielles et bénéficient de nombreuses protections, excluant tout risque pour les habitations, les infrastructures, les animaux ou la végétation. Toute l'opération de stimulation est encadrée et automatisée ; tous les segments du système sont contrôlés afin de détecter la moindre fuite. Par ailleurs, aucune présence humaine n'est autorisée à moins de 300 mètres autour de la zone d'opération.

Cette zone n'est d'ailleurs équipée que d'un minimum de matériel, ce qui permet de minimiser l'aspect visuel et sonore. Le site de contrôle est lui-même protégé, en respectant un périmètre de 300 mètres autour de la zone d'opération. La pression du gaz est élevée uniquement au niveau de la tête de puits ; au-delà, la pression est relativement basse puisqu'elle équivaut alors au niveau domestique. Dans la zone à haute pression, la pression atteint 1 500 bars. Les tuyaux peuvent toutefois résister à une pression de 15 000 bars. Ils sont recouverts d'une autre couche pouvant résister à la même pression. L'espace annulaire entre la conduite d'injections et cette couche externe est également protégé.

La probabilité d'un échec sur ce type de site est nettement inférieure à celle de tout autre site industriel utilisant du propane ou autre. La prévention des fuites est néanmoins insuffisante. Nous prévoyons aussi de rendre le gaz non inflammable à l'aide de matériaux extincteurs. S'il existe un risque associé à l'utilisation du propane, nous sommes convaincus que ce type de configuration, impliquant de multiples procédures de protection, contrôle, surveillance et d'extinction du feu, diminue fortement ce risque qui est finalement plus faible que celui lié à l'usage domestique du propane.

M. Jean-Claude Lenoir. – Je remercie l'ensemble des intervenants. Je reviens sur le terme de « stimulation » au propane. Les Canadiens francophones parlent aussi de « massage » de la roche. Je pense que vos exposés suscitent beaucoup de questions et je me tourne, en premier lieu, vers les membres du comité scientifique.

M. Pierre Toulhoat. – Avez-vous testé à échelle réelle l'association du propane pur et du proppant ? Envisagez-vous de mélanger les agents extincteurs au propane ou uniquement de les utiliser en cas de fuite ?

M. John Francis Thrash. – Nous avons utilisé d'emblée le terme « stimulation », la stimulation hydraulique désignant la fracturation hydraulique ou géothermique. Celui-ci nous semble le plus approprié.

Les tests d'usage du propane pur ont commencé en décembre 2012 dans l'Eagle Ford. Nous n'avons pas encore ajouté le proppant au propane. Mais les millions d'opérations de fracturation réalisés aux États-Unis ont permis d'établir un système simple de calcul, résultant d'une loi physique de répartition des particules dans un fluide. Grâce à ce calcul, il a été établi que la viscosité d'un fluide peut être équivalente à celle du sable. Lorsque la gravité du fluide équivaut celle du proppant, la fracturation fonctionne toujours. Nous n'avons pas encore réussi à démontrer ce principe physique premier mais il se vérifie dans les mélanges de peintures dans lesquels les particules sont entraînées de façon uniforme, conformément à la loi que j'évoquais. Si nous n'avons pas encore prouvé l'efficacité de ce mélange spécifique, nous disposons probablement de plus d'1,5 million d'exemples où les mêmes phénomènes sont probablement entrés en jeu.

Par ailleurs, nous tenons à ne pas enfreindre la règle que nous nous sommes imposée visant à n'utiliser aucun additif. Nous n'utilisons pas d'eau, ce qui élimine d'emblée les préoccupations liées au mélange d'eau et d'adjuvants. Nous avons cependant considéré différents schémas de production et il est techniquement envisageable d'utiliser certains adjuvants, notamment le propane fluoré qui possède des propriétés extinctives. Les hydrocarbures fluorés utilisés dans les hôpitaux, ne sont pas toxiques. Le mélange d'alcane halogéné utilisé dans le propane est réfrigérant, non inflammable, non toxique et ne porte pas atteinte à la couche d'ozone. Sa densité étant similaire à celle du butane, il peut aussi être utilisé en circuit fermé. Si le fait de le mélanger au fluide de stimulation peut s'avérer onéreux, son coût d'usage à grande échelle est similaire à celui du propane pur.

Le système de stimulation au propane atténue les risques de la fracturation hydraulique et le propane fluoré réduirait encore davantage ces risques. Effectuer le mélange directement sur le site de production permettrait aux camions citernes de transporter un liquide non inflammable. La viscosité de cette substance est d'ailleurs un peu plus élevée que celle du propane pur. Cela pourrait présenter certains avantages techniques.

M. Jean-Claude Lenoir. – La stimulation au propane est-elle opérationnelle aux États-Unis ? Si oui, depuis quand ?

M. John Francis Thrash. – Oui, elle est opérationnelle depuis les années 2007-2008. Ce type de stimulation n'est pas nouveau. L'usage du propane a une longue histoire dépassant largement son application actuelle, de nombreuses expériences ayant été menées dans ce domaine.

M. Bernard Tardieu. – Les matériaux injectés posent un double problème qui ne me semble pas traité par les chercheurs d'un point de vue scientifique. L'objectif est de transporter des grains afin d'empêcher la roche de se refermer après sa fracturation. Or, la recherche sur la densité des grains, leur résistance et l'uniformité de la granulométrie est une recherche en soi. Les liquides de Bingham sont des liquides qui frottent et décantent. Vous avez évoqué des produits qui freinent la décantation pendant le transport, notamment le guar. Je n'ai pas l'impression que ces sujets fondamentaux aient été traités par les chercheurs.

De nombreux orateurs ont affirmé que des fissures existaient déjà dans la roche et que la fracturation ne faisait que contribuer à leur ouverture. De même, l'emploi des termes « stimulation » et « massage », au lieu de « fracturation », n'est pas neutre.

M. Bruno Courme. – Il existe généralement un réseau préexistant fermé de fissures. Le mécanisme de fracturation utilise ce réseau et le complète en cassant la roche. La plupart des personnes se représentent la fracturation hydraulique comme créant une énorme fracture dans le sous-sol. Affirmer que le sous-sol est déjà fracturé permet donc d'améliorer la représentation mentale d'un réseau diffus de fissures.

M. Gilles Pijaudier-Cabot. – Les recherches se développent sur la question de la pénétration du proppant dans les fissures. Les recherches portent également sur les propriétés des fluides visqueux chargés par des suspensions. Certains résultats sont disponibles dans la littérature.

M. Bernard Tardieu. – Je connais ces résultats. Sont-ils appliqués pratiquement à la stimulation hydraulique ? En effet, les chercheurs menant ces recherches sont distincts de ceux étudiant la géologie profonde.

M. Gilles Pijaudier-Cabot. – Les chercheurs qui étudient les problématiques de fracturation hydraulique incluent ces dimensions.

M. François Kalaydjian. – Dans le cadre de l'ANCRE, nous avons identifié la question des matériaux sur laquelle des chercheurs travaillent au sein des laboratoires français. Nous devons désormais orienter cette recherche vers l'application. L'enjeu réside dans la découverte de matériaux résistants et légers. Ce paradoxe doit être résolu : il a trait à la structure et à la composition de ces matériaux. Il convient aussi de déterminer si ces matériaux peuvent être utilisés dans un contexte industriel pour répondre aux questions hydrodynamiques, additionnelles aux propriétés mécaniques.

M. Bernard Tardieu. – J'en déduis qu'aucune équipe ne travaille précisément sur ces sujets.

M. François Kalaydjian. – Il n'existe effectivement pas de programme de recherche.

M. John Francis Thrash. – Deux agents de soutènement légers peuvent être utilisés. L'un d'entre eux, l'envirosphere, est un agent céramique créé et développé pour l'industrie de la peinture en tant qu'agent texturant de la peinture à usage domestique. Des recherches ont été menées quant à sa stabilité et à sa durabilité. Le second agent, développé par une autre entreprise, est composé de fullerènes, sphères carbone-carbone ressemblant à des ballons de football. Ce sont des composants extrêmement légers, résistants, stables et non réactifs, avec une structure moléculaire très résistante. Les recherches menées sur ces produits sont applicables aux problématiques de la fracturation hydraulique.

M. Pascal Baylocq. – Un réseau de fissures existe. Le but de la fracturation hydraulique est d'interconnecter ces fissures, de les ouvrir et de les remplir d'un sable poreux et perméable. Il convient de préciser que les fracturations créées sont millimétriques en épaisseur et mesurent d'une dizaine à une centaine de mètres au maximum en hauteur.

M. Bernard Tardieu. – Certains craignent que, dans un cadre tectonique particulier, les fissures s'étendent beaucoup plus que prévu. Il ne serait alors pas possible de contrôler leur développement.

M. Pascal Baylocq. – Avant de réaliser une fracturation hydraulique, nous prélevons des échantillons de roches que nous remettons en condition afin de déterminer les contraintes mineures et majeures qui s'exercent. Au cours des opérations de fracturation hydraulique, grâce aux techniques micro-sismiques, nous parvenons à visualiser la propagation de ces fractures et savons si elles sont horizontales ou verticales, uniques ou multiples. S'il reste des recherches à mener, nous disposons toutefois d'une visibilité des mécanismes d'extension de la fracture pendant l'opération de pompage et pendant la fracturation hydraulique.

M. Hubert Fabriol. – Il ne faut pas minimiser la sismicité induite. Une faille a été réactivée en Angleterre il y a deux ans et une compagnie anglaise a été contrainte de cesser ses opérations de stimulation. Les géologues pensent que cette réactivation est de faible amplitude puisque sa magnitude n'était que de deux sur l'échelle de Richter. En étudiant précisément les massifs dans lesquels les injections seront réalisées, ce risque peut être circonscrit mais il ne doit pas être minimisé.

Pour une opération pétrolière, quatre barils d'eau sont produits pour un baril de pétrole : les pétroliers réinjectent généralement cette eau dans des couches sédimentaires ce qui peut induire des séismes. Dans le cas d'une fracturation hydraulique à l'eau, celle-ci sera-t-elle réinjectée ou traitée et éventuellement évacuée dans les réseaux de surface ?

M. Pascal Baylocq. – L'événement sismique survenu en Angleterre était d'une magnitude de 2,3 sur l'échelle de Richter. Il est certain que le risque zéro n'existe pas et nous essayons de le maîtriser. Des études géologiques doivent être réalisées en amont pour connaître le sous-sol et identifier les failles importantes pour éviter de réaliser des opérations de fracturation hydraulique à proximité.

En France, le droit sur l'eau interdit de réinjecter l'eau produite lors de la fracturation dans les aquifères. Il faut l'éviter. Aux États-Unis, ces réinjections sont autorisées. Si des fracturations hydrauliques étaient réalisées en France, il faudrait traiter l'eau et les résidus en surface.

M. Jacques Percebois. – Total considère que la fracturation électrique n'est pas viable. Des recherches sont-elles menées dans le monde sur cette question ou cette méthode est-elle rejetée à l'unanimité ?

M. Gilles Pijaudier-Cabot. – Des équipes travaillent sur ce sujet en Chine et à Texas Tech. La fracturation électrique ou stimulation dynamique présente un double avantage. Contrairement à la fracturation hydraulique, il est possible de contrôler précisément la localisation de la fracturation. Ces fractures ne peuvent toutefois pas s'étendre sur plusieurs dizaines de mètres. Alors que les chercheurs raisonnent en longueur de fracture, nous raisonnons en surface de fissure. Si la densité augmentait, le même résultat pourrait donc être obtenu. Avec les critères d'appréciation actuels, ces méthodes suscitent certaines interrogations.

M. François Kalaydjian. – Toute technique de stimulation doit augmenter la perméabilité au voisinage du puits et propager cette perméabilité pour créer une zone de drainage. Le degré de fissuration doit donc être suffisamment important pour drainer les

hydrocarbures. Un processus tel que la stimulation électrique pose le problème du contrôle de l'initiation de cette augmentation de perméabilité et de sa propagation ce qui constitue un vrai sujet d'étude. Il s'avère également nécessaire d'examiner la nature des fissurations obtenues par stimulation électrique, en la comparant à celles provoquées par une augmentation de pression. Ce type de fissure pourrait éviter l'emploi d'agents de soutènement ou proppants. La recherche doit qualifier la nature et la capacité à conduire et à contrôler ces stimulations par voie électrique.

M. Bruno Courme. – L'objectif de la fracturation est de stimuler un volume de roche assez important autour du puits. Si ce volume est insuffisant, le nombre de puits doit être multiplié.

M. Jean-Pascal Simard. – La réinjection d'eau ne serait pas envisageable dans le cadre d'une exploitation de schiste uniquement. Vermilion a réinjecté les eaux dans des gisements conventionnels afin de maintenir la production. Sur le seul gisement de Parentis en Aquitaine, nous gérons plus de 55 000 barils d'eau par jour et récupérons 2 000 barils de pétrole brut.

M. Olivier Appert. – L'étude évoquée par François Kalaydjian a été lancée alors que je présidais l'ANCRE. La conclusion de cette étude est claire : il existe des compétences au CNRS, dans les universités, au BRGM, à l'Ineris et à l'IFPEN qui peuvent être mobilisées. Le rapport propose un programme de recherche qui pourrait être effectué par ces équipes afin d'apporter une réponse à l'article 4 de la loi du 13 juillet 2011. Au-delà de la nécessité de doter ce programme de recherche de financements, la communauté scientifique française devra être autorisée à lancer ces travaux. Un Ministre signataire du contrat d'objectifs de l'IPFEN a menacé de ne pas le signer si nous maintenions notre intention de poursuivre une veille sur les technologies liées à la production d'hydrocarbures non conventionnels. Un signal clair en faveur de la recherche dans ce domaine doit donc être envoyé aux scientifiques français. L'attaché scientifique de l'ambassade de France à Washington a produit un excellent rapport proposant une synthèse des travaux réalisés aux États-Unis sur ce sujet. Le chiffre d'affaires de la fracturation hydraulique s'élève à 50 milliards de dollars par an, ce qui peut justifier des investissements significatifs en la matière.

M. François-Marie Breon. – En tant que climatologue, je m'intéresse aux fuites dans l'atmosphère. Le méthane est un gaz à effet de serre très puissant, davantage que le dioxyde de carbone. La littérature scientifique est contradictoire quant aux fuites de méthane survenues à l'occasion de l'exploitation des gaz non conventionnels. Il semble que le taux de fuite peut atteindre 10 %. Ce chiffre vous semble-t-il farfelu ? S'il est vrai, peut-il être amélioré ? Quels taux de fuite avez-vous constatés ?

M. Christian Besson. – La question des fuites de méthane est essentielle et ne concerne pas uniquement la production. Les fuites induites par la production sont d'ailleurs probablement les mieux connues, contrairement aux fuites survenant lors du transport, de la distribution et de l'utilisation du gaz. Des technologies émergent depuis un à deux ans et permettent de mesurer la concentration de méthane à un coût modéré. Des études sont parues sur ce sujet aux États-Unis et montrent, par exemple, que le réseau de distribution de la ville de Boston fuit. Une grande étude est menée par l'ONG Environmental Defense Fund aux États-Unis afin de chiffrer ces fuites. Actuellement, toutes les évaluations sont basées sur des calculs et non sur des mesures. Si la fracturation hydraulique est réalisée au moment de la mise en production des puits alors que le site n'est pas équipé pour séparer le méthane, le brûler ou l'envoyer sur le marché, une grande partie de ce méthane est relâchée dans

l'atmosphère, ce qui était fréquent au début de l'exploitation des gaz de schiste. L'Agence de protection de l'environnement aux États-Unis imposera à compter de 2015 l'utilisation de technologies de récupération du méthane. Cet aspect est donc, d'une part, mal connu en raison de problèmes de mesures, et, d'autre part, en pleine évolution avec des réglementations qui se mettent en place pour minimiser ces rejets de méthane dans l'atmosphère.

Mme Marion Douet, Reuters. – Vous avez évoqué l'utilisation de l'eau impropre à la consommation humaine et d'agents issus de l'industrie agroalimentaire. Cet usage est-il pertinent compte tenu de son impact potentiel sur le prix de ces matières premières ?

M. Pascal Baylocq. – Les volumes utilisés pour les additifs sont relativement faibles : je doute donc qu'ils puissent impacter les prix.

Mme Marion Douet. – Il semble que le cours du guar a été impacté.

M. Christian Besson. – Un impact sur le prix du guar sur le marché a effectivement été observé parallèlement à l'augmentation très rapide des quantités utilisées. Cet usage n'a toutefois pas d'impact sur la sécurité alimentaire. L'impact sur les prix s'explique par le fait que la production met un peu de temps à s'ajuster à l'augmentation rapide de la demande.

Mme Marine Jobert, Journal de l'environnement. – Par quels moyens la remontée des métaux lourds peut-elle être limitée ? De plus, concernant l'empreinte au sol, et bien qu'il soit souvent question des clusters, on sait que la fracturation hydraulique implique le transport par de nombreux camions des liquides et des additifs. Comment pouvez-vous réduire l'empreinte au sol durant la phase de forage et de début de la production ?

M. Bruno Courme. – Plusieurs pistes sont envisageables pour limiter les remontées. Il est possible ainsi d'agir sur la chimie de l'eau, son pH ou son acidité, mais aussi sur les ions présents dans l'eau. Des recherches sont menées sur le sujet, notamment au CREGU (centre de recherches sur la géologie des matières minérales et énergétiques).

Concernant l'empreinte au sol, la question du trafic est effectivement importante. Aux États-Unis le transport par camions constitue la norme mais cette méthode peut être remplacée, pour certains produits, comme l'eau, par des canalisations. Cette solution se développe d'ailleurs aux États-Unis afin de diminuer le trafic. Le développement peut également être pensé à l'avance afin de faciliter la centralisation pour alimenter les *clusters*. Aucune solution miracle n'existe ; chaque solution doit être adaptée à la localisation des sites.

Une intervenante, Bloomberg. – Bruno Courme, pouvez-vous commenter les propositions technologiques de John Francis Thrash ?

M. Bruno Courme. – Je partage les conclusions de John Francis Thrash. La stimulation au propane est intéressante pour certains types de réservoirs. Total se montre toutefois réticent face à ce procédé, probablement par manque d'expérience, puisque nous n'avons jamais pratiqué ce type d'opération et que la gestion en surface nous semble complexe. Par conséquent, Total n'est pas prêt à promouvoir cette technique en Europe.

Conclusion

M. Jean-Claude Lenoir, sénateur, rapporteur. – Formuler une conclusion dès maintenant serait prématuré. Je remercie donc tous les intervenants, ainsi que les membres du comité scientifique qui ont éclairé utilement les membres de l'Office parlementaire sur cette

question très médiatisée de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels dans le respect de l'environnement.

Ces hydrocarbures non conventionnels sont présents en France même si nous ne connaissons pas précisément les ressources. Il conviendrait tout d'abord d'autoriser l'exploration de ces ressources et d'encourager la poursuite de la recherche. Nous produirons nos conclusions le moment venu. Je remercie les personnes nous ayant éclairé lors de cette audition ouverte à la presse et lors des auditions individuelles.

M. Christian Bataille, député du Nord, vice-président de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques. – Avec Jean-Claude Lenoir, bien que nous ne soyons pas du même bord politique, nous partageons largement les orientations de notre rapport.

Je souhaite également remercier les intervenants et souligner la qualité de leurs interventions. Je remercie nos experts d'avoir posé des questions pertinentes. Je salue enfin la qualité des documents mis à notre disposition.

Ces auditions étaient teintées d'une tonalité internationale : outre la présence des parlementaires roumains, nous avons entendu la voix du Canada, avec Jean-Pascal Simard, et celle des États-Unis, avec John Francis Thrash. Ces derniers ont partagé leur expertise, l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels étant autorisée dans ces pays, ce qui n'est pas le cas en France.

Nous nous sommes attachés ce matin à traiter le sujet des alternatives à la fracturation hydraulique. En tant qu'homme du Nord, je porte un regard intéressé sur cette perspective d'exploitation du gaz de houille qui apporterait une consolation pour des régions comme le Nord-Pas-de-Calais et la Lorraine.

Nous sommes conscients de ne pas avoir traité ce sujet de manière exhaustive. Cette séance visait à faire un point sur l'état de notre rapport. Nous n'avons pas vocation à prescrire quoi que ce soit au Parlement ou au Gouvernement mais nous émettrons un avis. Nous souhaitons que celui-ci soit regardé attentivement, au-delà des passions que ce sujet peut susciter. Entre-temps, nous observerons les activités des États-Unis, du Canada et de la Pologne en la matière. Nous avons effectivement besoin de tirer des leçons économiques de l'industrie, en particulier américaine, d'autant que notre taux de croissance est actuellement nul.

Nous présenterons notre rapport d'étape dans quelques semaines et notre rapport final dans plusieurs mois. Nous devons auparavant solliciter d'autres experts industriels et économiques pour nourrir notre réflexion.

La séance est levée à 13 heures

Membres présents ou excusés

Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques

Réunion du jeudi 18 avril 2013 à 9 heures

Députés

Présents. - M. Christian Bataille, M. Jean-Yves Le Déaut, M. Philippe Nauche

Sénateurs

Présents. - M. Michel Berson, M. Marcel Deneux, M. Jean-Claude Lenoir

Excusés. - M. Gilbert Barbier, Mme Corinne Bouchoux, M. Jean-Pierre Leleux