

PARLEMENT WALLON

SESSION 2013-2014

COMPTE RENDU INTÉGRAL

Séance publique de commission*

Comité « Pics de pétrole et de gaz »

Jeudi 21 novembre 2013

SOMMAIRE

<i>Ouverture de la séance</i>	1
<i>Organisation de la visite</i>	1
<i>Désignation du Président</i>	
Orateurs : M. le Président, M. Lebrun	1
<i>Les gaz et pétroles dits de schiste</i>	1
<i>Audition de M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France</i>	1
<i>Désignation d'un rapporteur</i>	1
<i>Exposé de M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France</i>	
Orateurs : M. le Président, M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France, Mme Saenen.....	2
<i>Échange de vues</i>	
Orateurs : M. le Président, Mme Saenen, M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France, MM. Jamar, Onkelinx, M. Brocorens, Président d'ASPO Belgique, Mme Warnant, chargée de mission Énergie à la Fédération Inter-Environnement Wallonie (IEW).....	16
<i>Liste des intervenants</i>	26
<i>Abréviations courantes</i>	27

COMITÉ « PICS DE PÉTROLE ET DE GAZ »

Présidence de M. Lebrun, doyen d'âge.

(Présidence en application de l'article 41.2 du règlement)

OUVERTURE DE LA SÉANCE

- La séance est ouverte à 10 heures 10 minutes.

M. le Président. - La séance est ouverte.

En votre nom à tous, je souhaite accueillir M. Bauquis, qui nous fait l'honneur d'être présent aujourd'hui.

ORGANISATION DE LA VISITE

DÉSIGNATION DU PRÉSIDENT

M. le Président. - En vertu de l'article 41, § 2, du règlement, nous devons procéder à la désignation du président.

Y a-t-il des propositions ?

M. Jamar (MR). - La presse unanime vous désigne, Monsieur le Président.

(Rires)

Je déclare M. Lebrun, Président.

(M. Lebrun, Président, prend place au fauteuil présidentiel)

M. le Président. - Je vous remercie de votre confiance et j'espère en être digne.

Le protocole ayant été respecté, je vous propose que cette réunion puisse se dérouler par l'audition prévue dans notre ordre du jour, celle de M. Bauquis.

Les parlementaires, bien sûr, auront la parole, mais il me semble que les personnes qui nous font l'honneur d'être présentes dans cette salle et qui ne sont pas parlementaires pourraient aussi prendre la parole. C'est un peu un élément qui sort de la pratique habituelle au niveau de notre Parlement wallon. Je crois que l'intérêt du sujet demande que ces personnes puissent également s'exprimer, si elles le souhaitent, à la fin de l'exposé.

Monsieur Bauquis, nous sommes très heureux de vous accueillir aujourd'hui. Vous êtes, selon

M. Brocorens, son équipe et selon les extraits de presse que nous avons lus, un des spécialistes d'une matière qui fait couler aujourd'hui pas mal d'encre, que ce soit aux USA, en Europe et dans le monde entier. Je vous remercie vraiment d'être présent, soyez le bienvenu dans ce Parlement de Wallonie.

LES GAZ ET PÉTROLES DITS DE SCHISTE

AUDITION DE M. BAUQUIS, PROFESSEUR AUPRÈS DE L'ASSOCIATION TOTAL PROFESSEURS ASSOCIÉS ET MEMBRE D'ASPO FRANCE

Désignation d'un rapporteur

M. le Président. - M. Onkelinx est désigné en qualité de rapporteur à l'unanimité des membres.

Un journal économique français titrait dernièrement : « Gaz de schiste et USA, un cocktail qui fait « boum » ou qui fait « pschitt ». J'ai trouvé que la phrase méritait d'être citée. Je vais dire qu'avec modestie, modestie qui nous revient, le Parlement wallon et son Comité pics de pétrole et de gaz participent avec l'ASPO Belgique et le Professeur Brocorens à la réflexion à propos d'une société où les énergies fossiles deviendront de plus en plus rares.

Au moment où se déroule la Conférence des parties à Varsovie, le moment, me semble-t-il, était bien choisi pour nous pencher sur cette question. Les gaz et pétrole de schiste sont un sujet tellement polémique qu'ils transforment une paisible table de déjeuner en un véritable champ de bataille entre protagonistes. Je citais à M. Bauquis, il y a quelques instants, ce qui s'est passé au Comité des régions qui voyait un rapporteur présenter une option par laquelle les autorités locales et régionales ont une importance en matière d'autorisation d'exploitation de gaz de schiste. On a vu une délégation nationale - pour ne pas la citer, la délégation polonaise - qui, voyant que ses arguments, que ses amendements progaz de schiste n'étaient pas retenus, a tout simplement quitté la séance. C'était une première, en 20 ans d'institution, on n'avait jamais vu cela. C'est pour vous montrer combien le sujet est polémique.

Le 12 septembre dernier, François Hollande a

présenté 34 plans de la Nouvelle-France industrielle qui avaient été préparés par Arnaud de Montebourg, sauf qu'à l'origine, il n'y avait pas 34 plans qui avaient été proposés, mais il y en avait 36 dont un sur le nucléaire et un sur le gaz de schiste. Le fait d'avoir retiré les deux derniers montre combien le sujet est polémique en France aussi.

Au Parlement européen, il a été décidé de mener des négociations avec les États membres pour réviser la directive sur les effets de l'environnement des projets d'exploitation et cela s'étend aux activités d'exploration et d'extraction par facturation hydraulique.

Le commissaire européen à l'Environnement, lui-même, estime que les études menées jusqu'ici montrent un certain nombre d'incertitudes et de lacunes dans la législation. Il est donc indispensable d'impliquer les collectivités locales et régionales dans ces révisions. Ceci pour répondre à certains articles parus hier.

Les USA se voient aujourd'hui propulsés à une place d'exportateurs d'hydrocarbures, grâce au gaz de schiste. Mais certains pays européens, comme la France, la Bulgarie, le Luxembourg, certaines régions de Suisse et d'Espagne, interdisent leur exploitation tandis que d'autres, comme la Pologne, s'y engouffrent allègement. Hier, en pleine conférence des parties, à Varsovie, le ministre de l'Environnement, qui préside la Conférence des parties, a tout simplement été démis de ses fonctions, remplacé par un ministre de l'environnement nouveau qui a dit que sa priorité comme ministre de l'Environnement serait de propulser le gaz de schiste comme étant un élément de progrès pour son pays.

Bref, nous sommes particulièrement curieux, Monsieur Bauquis, de connaître votre avis, l'avis d'une personnalité hors du commun. Vous avez passé une grande partie de votre vie dans la sphère pétrolière. Vous disposez d'un master de l'École nationale supérieure de Géologie, d'un master de l'École nationale supérieure de Pétrole et des Moteurs et après cinq ans à l'Institut français du Pétrole. Vous avez travaillé pendant 30 ans pour Total. Après 20 ans de responsabilités dans le secteur du gaz naturel, vous avez été nommé successivement directeur pour la mer du Nord, directeur de stratégie et planification et finalement, directeur gaz, électricité, et charbon.

De 1995 à fin 2001, vous avez été conseiller du Président du groupe Total, M. Desmarest. Vous êtes actuellement professeur adjoint à diverses écoles, notamment à Total Professeurs associés et vous êtes membre d'ASPO France.

Vous êtes aussi l'auteur d'un livre détaillant les technologies pétrolières : *Pétrole et gaz naturel - Comprendre l'avenir*.

Monsieur Bauquis, nous sommes tout ouïe et nous vous remercions encore une fois de nous faire l'honneur

d'être présent aujourd'hui.

Exposé de M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France

M. le Président. - La parole est à M. Bauquis.

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Monsieur le Président, grand merci de m'accueillir. C'est avec plaisir que je suis venu parler de ce sujet, comme vous le dites, hautement conflictuel, et en particulier en France actuellement.

J'ai compris que le plan de la matinée, serait à peu près une heure d'exposé pendant laquelle, sur des points de compréhension, on peut interrompre, on est suffisamment peu nombreux, mais la partie questions sera la seconde partie, une demi-heure, une heure, aussi longtemps que vous aurez des questions, j'y répondrai avec plaisir.

Les questions pourront déborder sur tout ce qui est énergie, pas seulement limitées aux gaz et pétroles que j'ai appelés de roche-mère. En tant qu'ancien géologue, je n'aime pas du tout le mot « schiste » qui vise des roches métamorphiques, pour un géologue, il ne s'agit pas de roches métamorphiques, mais de roches sédimentaires litées qui n'ont pas grand-chose à voir avec des schistes.

Je vais, dans une première partie, essayer de recadrer le sujet à l'intérieur de la problématique énergétique, c'est ce que j'ai appelé « rappel des fondamentaux ».

Une deuxième partie, ce que sont les gaz et pétroles de roche-mère.

Troisième partie, en quoi leurs réservoirs sont très spécifiques par rapport aux gisements classiques.

Quatrième partie, comment des réservoirs aussi spécifiques peuvent être produits, les problèmes environnementaux liés à ces productions, quelques considérations économiques générales sur ces productions et puis, deux cas pour illustrer tout le reste : les États-Unis et l'Europe.

Enfin, quelques conclusions.

Dans le rappel des fondamentaux, je crois que le point, peut-être le plus important à faire ressortir, c'est que, depuis 20 ans, on a un pourcentage qui n'a pas bougé à l'intérieur des énergies primaires commerciales, des énergies carbonées.

Elles représentent aujourd'hui 83 % du bilan énergétique mondial - j'ai bien précisé des « énergies commerciales », on enlève les biomasses non

commerciales que l'AIE estime complètement au pifomètre, et 17 % d'énergie commerciale non carbonée. C'était le même pourcentage il y a 10 ans, le même il y a 20 ans. Or, cela fait 20 ans que l'on sait que l'on a un problème climatique probablement majeur qui est en train de se dérouler. On a des politiques et des réunions pour diminuer les émissions de carbone et on les augmente inexorablement.

Je crois que cela est essentiel dans la toile de fond de toute discussion sur l'avenir énergétique.

Dans ces énergies carbonées, vous savez qu'il y en a qui sont solides, liquides, gazeuses. Ce qu'il faut bien avoir en tête, c'est qu'entre le liquide et le gazeux, il y a un continuum depuis des liquides très pâteux, presque solides jusqu'au gaz en passant par des productions mixtes, soit de liquides très riches en gaz ou soit de gaz très riches en liquides.

Cela jouera un rôle essentiel dans l'économie des réservoirs dits de schistes, des réservoirs de roche-mère ; on y reviendra.

Enfin, le fait qu'il y ait un continuum pose des problèmes de comptabilité, de définition aussi bien des réserves que des productions.

Cela peut paraître surprenant quand on n'est pas du secteur, mais nous y reviendrons pour montrer à quel point on peut faire dire aux chiffres, des choses assez différentes.

Les énergies carbonées représentent - je l'ai dit - 17 % et cela n'a pas bougé en 30 ans. Ce qui a bougé, c'est un peu la répartition à l'intérieur de celles-ci.

Vous voyez un total qui fait neuf et six, qui ne fait que 15, car il y a 2 % qui sont comptés de petites choses annexes. Ce qui a changé au cours des 15 dernières années, c'est que le nucléaire était à parité avec les ENR il y a 20 ans. Aujourd'hui, les ENR pèsent en gros, 50 % de plus que le nucléaire, à l'échelle mondiale.

Bien qu'en valeur, les ENR représentent - hors grande hydraulique - un tout petit pourcentage de nos productions d'énergies primaires - 3 % ; c'est beaucoup plus qu'il y a 20 ans où on en était à moins de 1 %.

On a ce paradoxe que les énergies qui ont la croissance la plus forte - croissances de 20 % par an en ordre de grandeur pour l'éolien, pour le solaire - cela reste tout petit à l'échelle du bilan et cela n'a pas permis une réduction des productions d'énergies carbonées et donc, des émissions de carbone.

Je rappelle, pour mémoire, que l'AIE donne des chiffres assez différents, parce que l'AIE emploie un système de conventions qui, au regard des énergies primaires mondiales est à mon sens, *shaddock* - pour employer un mot vulgaire, mais que tout le monde comprend. Pour le même nombre de térawattheures, on

vous explique qu'il y a trois fois plus d'énergie nucléaire que d'énergie hydroélectrique !

Méfiez-vous donc des statistiques.

Si on regarde maintenant, sur une assez longue période, on a le pétrole en bas et en vert ; on a le gaz en rouge, on voit une rupture de pente avec la crise de 2008. Les autres crises historiques sont presque invisibles - les grands chocs pétroliers. Vous voyez que, sur une vision longue, ils sont tout à fait atténués. Ce qui nous intéresse essentiellement, c'est 2008-2013. Que voit-on ? Une chose qui est nouvelle. Pendant 50 ans, toute la régulation du système énergétique mondial, le système d'approvisionnement en énergies primaires, était régulé par le pétrole. Quand il y avait une décroissance, elle était absorbée par le pétrole et quand il y avait une croissance, c'est le pétrole qui la fournissait. En clair, nous avons une élasticité du système de production pétrolier mondial. Cette élasticité a pratiquement disparu maintenant et depuis 2008, c'est le charbon qui a fait la régulation. Pratiquement toute l'augmentation de la demande s'est reportée sur le charbon.

Entre 2008 et 2013, le charbon a crû de 6,5 % par an, le gaz de 2,5 % par an et le pétrole de 1 % par an.

On a un nouveau régulateur qui est le pire sur le plan des émissions de carbone puisqu'à quantité d'énergies équivalentes fournies pour le consommateur, vous émettez environ deux fois plus de CO₂ par le charbon que par le gaz.

On a aujourd'hui, une situation non seulement paradoxale, mais potentiellement très dangereuse.

C'était important d'insister sur cela. L'affaire des changements climatiques liée aux activités humaines est désormais une quasi-certitude. Si vous demandez aux académies des sciences, les différents pays, on a maintenant 99 % de certitude. Il reste toujours 1 % d'incertitude, mais cela ne fait pas grande chose.

On est sur une trajectoire d'émissions qui n'est pas du tout l'objectif que l'on s'était fixé il y a plus de dix ans d'une augmentation limitée à deux degrés C, mais on est sur une trajectoire entre quatre et six degrés C en moyenne, à la fin du siècle.

Cela peut paraître supportable si l'on habite la Norvège ou la Sibérie. En fait, une moyenne de six, étant donné qu'il y a des hétérogénéités de distribution de ces augmentations, c'est pratiquement suicidaire, cela entraîne des migrations absolument massives qui seront irrésistibles, car il y a des régions entières où, tout simplement, on ne pourra plus se nourrir.

Aujourd'hui, c'est un peu en dehors du radar des politiciens. Il faudra attendre trop tard des événements catastrophiques qui permettront d'avoir un prix d'émission du CO₂, à peu près décuple de celui que l'on

envisage aujourd'hui. On vise 20 dollars. À 20 dollars, il ne se passera rien. Pour que l'on change complètement de trajectoire, il faudra quelque chose de l'ordre de 200 dollars la tonne de CO₂ émise.

Nous sommes totalement en dehors des clous sur la question climatique. J'ai voulu le signaler, bien que ce ne soit pas le cœur du sujet, aujourd'hui.

Je vous ai dit d'être méfiant par rapport aux statistiques, même les chiffres les plus simples, il faut se reporter aux définitions. Pour vous montrer à quel point c'est vrai, j'ai pris quelque chose qui paraît élémentaire. Qu'est-ce que la production de pétrole ? Le concept paraît très simple. Si vous regardez de près et vous prenez trois sources officielles. J'ai pris le DOE américain - *Department of Energy* – la EIA américaine - *Energy Information Administration* - et l'AIE - Agence Internationale de l'Énergie - AIE en anglais – eh bien, les trois sources donnent des chiffres très sensiblement différents.

Ce que vous voyez, c'est qu'en prenant simplement la production américaine en 2011 et 2012, ces administrations nous donnent des chiffres très différents. En clair, elles ne comptabilisent pas, sous le nom « pétrole », la même chose. Cela, il faut le savoir. Vous ne pouvez pas prendre un article d'une source et un autre d'une autre source et les mélanger. Chaque source a des définitions bien spécifiques ; c'est essentiel. Les gens qui survolent ces questions font, en général, l'impasse sur ce genre de finesses et prennent des chiffres sans savoir quelles en sont les définitions.

Concernant les chiffres de l'EIA américaine qui sont de loin, les plus détaillés, que voit-on ? La courbe du haut est celle qui donne la production totale américaine de liquides qui rentrent dans le système du raffinage. C'est la production de liquides que l'on peut appeler « pétrole » au sens le plus large du terme.

Cela comprend le pétrole proprement dit et différente catégorie de condensats, soit provenant de la production du gaz ou soit provenant des gaz associés du pétrole. Quand on voit cette courbe, on voit apparaître brutalement, à partir de 2005, un changement complet. C'était une courbe qui descendait régulièrement depuis 1992. Si vous évaluez la production 2013 par rapport à ce que cela aurait été sans cette révolution technologique des gaz et pétroles de roche-mère, on voit que la différence est pratiquement à trois millions de barils par jour.

En fait, c'est bien cela la contribution de ces nouveaux liquides et non pas ce que vous allez trouver en empilant statistiquement les différentes productions de pétrole de roche-mère où vous allez trouver 2,2 ou 2,3. C'est très important de bien comprendre toute la subtilité d'appréciation des productions.

Maintenant que nous avons insisté en introduction,

sur les problèmes de convention et les risques climatiques, voyons un peu ce que sont ces gaz et pétroles de roche-mère.

Si on fait un bilan schématique gazier mondial - on fera la même chose pour le pétrole - en 2012, on voit que le monde a produit 3 000 milliards de mètres cubes. J'aime beaucoup les chiffres arrondis puisque l'on sait que les définitions sont très discutables. Les chiffres détaillés ne veulent strictement rien dire.

Là-dessus, que voit-on ? Que les seuls États-Unis ont produit 300 gigas mètres cubes de gaz non conventionnel, soit 50 % de la production américaine. C'est énorme.

Là-dedans, il y a trois catégories : le gaz *Coal Bed Methane* – *CBM* - c'est-à-dire du méthane obtenu par désorption dans des veines de houille par forage. Un petit peu de gaz, dit de mine, sort également spontanément des mines, mais très peu est récupéré. Sur les 50 %, 49 % sont du vrai *Coal Bed Methane*. Du *Tight Gas* au sens propre, qu'est-ce ? C'est un gaz qui a migré, comme un gaz ordinaire, mais, dans le réservoir, qui est redevenu très compact du fait de sa cimentation progressive au cours des âges géologiques. Et puis, il y a le gaz qui est resté dans la roche-mère, le *Shale Gas* qui, à lui seul, a représenté l'an dernier, 150 gigamètres cubes, c'est-à-dire le quart de la production américaine.

Très souvent aujourd'hui, la littérature américaine mélange *Tight Gas* et *Shale Gas* pour une raison assez simple, c'est qu'on les produit par les mêmes techniques. Pour un géologue, ils sont complètement différents. Il y en a un qui est resté prisonnier de sa roche-mère et l'autre qui a migré, mais comme cela se produit par les mêmes technologies, les Américains aiment simplifier leurs statistiques et mélangent les deux.

Voilà ce que je voulais dire sur le bilan gazier mondial, sur le poids des non conventionnels, sur le poids du *Shale Gas*. On voit qu'à l'échelle mondiale, à peu près 15 % de la production, dès aujourd'hui, est non conventionnelle dont 10 % sont américains et 5 % viennent d'ailleurs. Ce sont des *Tight Gas*, il n'y a pas de *Shale Gas* produit ailleurs commercialement. Il y a un peu de *CBM* dans quelques pays, comme l'Australie.

(Réaction d'un membre)

Au Canada, il y a un peu de *Shale Gas*, il y a surtout du *Shale Oil* aujourd'hui. Un État comme le Québec, par exemple, commence à produire du *Shale Gas*. Il y a aussi du *Shale Gas* associé au *Shale Oil* dans le bassin de Williston - c'est-à-dire de l'autre côté de la frontière avec le Dakota du Nord - et cela se développe très rapidement.

Y a-t-il d'autres questions concernant le bilan gazier mondial ?

Je vais passer maintenant au bilan pétrolier mondial

schématique. On voit que les USA ont produit neuf millions de barils/jour dont à peu près trois millions - je vous l'ai montré sur le graphique - proviennent de ces réservoirs compacts. Que cela soit classifié dans les statistiques comme *Shale Oil* ou pas, c'est le vrai chiffre parce que l'on compte là-dedans les condensats *Shale Gas* qui vont rentrer dans le raffinage et qui vont se comporter comme une source de produits pétroliers.

Ces neuf millions de barils/jour aux USA sont à comparer à pratiquement six, il y a quatre, cinq ans. On voit cette remontée spectaculaire de près de 50 % de la production américaine ; ce n'est pas une petite chose.

Pour le reste du monde...

Mme Saenen (Ecolo). - Avec cette production, les États-Unis s'approchent-ils d'une indépendance énergétique ?

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - On parlera de cela après avec un tableau de chiffres. Mais ma réponse, c'est non. Contrairement à ce que disent un certain nombre de grandes administrations, de grands consultants, et cætera. On s'en expliquera, car c'est un point tout à fait sensible, qui est un point à la limite politique.

Le reste du monde produit environ 78 millions de barils/jour. Là-dedans, il n'y a pas de *Shale Oil* aujourd'hui, mais il y a à peu près un million de barils/jour de *Tight Oil*, c'est-à-dire d'huile produite par fracturation. Dans le monde entier, quand les pétroliers trouvent des réservoirs trop compacts, ils ont pratiqué depuis maintenant une quarantaine d'années la fracturation. Jusqu'ici, cela ne posait aucun problème.

Concernant le total monde, cela représente 87 millions barils/jours. Si vous voulez en total annuel - parce que l'on parlera un peu du total annuel tout à l'heure quand on parlera des résultats de l'exploration - cela fait un peu plus de 30 milliards de barils ou 4,5 milliards de tonnes.

Le bilan total d'énergie primaire commerciale est d'environ 12 milliards de tonnes, 12,5. Vous voyez 4,5, un gros tiers, c'est le pétrole. Cela reste l'énergie encore dominante pour l'instant.

Si l'on regarde au plan mondial, vous voyez qu'il y a à peu près 5 % de la production pétrolière mondiale qui est du non-conventionnel provenant de roches-mères ou de *Tight Oil*, c'est-à-dire provenant de la fracturation hydraulique. C'est beaucoup moins que pour le gaz où le chiffre serait environ 15 %

Les roches-mères sont des roches, des sédiments riches en matières organiques qui se sont déposées dans des conditions privilégiées où la matière organique n'a pas été totalement oxydée, donc en milieu anoxique et qui, une fois enfouis sous les autres couches de

sédiments, se sont progressivement transformés en pétrole, puis en gaz.

Tout le pétrole provient des roches-mères et probablement 80 % des gaz. Curieusement, une partie notable des gaz est biogénique, et ne provient pas du même processus. Par exemple, tous les gaz liés aux gisements houillers, même s'ils ont migré depuis là et se sont remis dans des gisements conventionnels, sont en fait biogéniques. Ce sont les signatures isotopiques qui permettent de donner l'origine d'un gaz. C'est intéressant parce qu'en cas d'accident, cela permet de savoir de quoi on parle, d'où cela vient.

Vous voyez que, sur les cartes, il y en a un peu partout. Vous voyez qu'en Europe, en France, aux Pays-Bas, en Belgique, il y en a.

Si on veut faire simple, partout où vous avez du gaz ou du pétrole conventionnel, vous avez des roches-mères. Forcément, il ne peut pas y en avoir s'il n'y a pas de roches-mères.

Vous prenez la carte des gisements mondiaux et, si vous l'entrouvrez, vous trouvez à peu près cela. Il n'y a pas besoin d'être un grand géologue pour faire une carte des roches-mères, vous prenez la carte des gisements et vous avez une estimation par défaut des roches-mères.

Les surfaces sont considérables. Je vais prendre la Belgique comme unité de mesure. Si vous prenez la plus grande roche-mère française, c'est le Lias, et plus précisément le Toarcien du bassin de Paris, cela fait environ 100 000 kilomètres carrés, cela représente trois Belgique. Mais, là-dedans, il n'y a à peu près que 10 %, c'est-à-dire, qu'on est plus à trois Belgique, mais à un tiers de la Belgique : 10 000 kilomètres carrés qui sont matures, dans lesquelles il y a eu génération d'hydrocarbures et, plus précisément, de pétrole. Tout le reste est resté à l'état de schistes bitumineux. Les hydrocarbures sont restés à l'état de proto-hydrocarbure, de kérogène et il faut l'extraire par mines et le « griller » si on veut en extraire le pétrole.

On oublie aujourd'hui que c'est au début du 20^e siècle que se situe la date où se sont croisés la courbe de production mondiale de pétrole à partir de schistes bitumineux et celle de la production de pétrole conventionnel, c'est-à-dire de pétrole ayant migré vers des pièges dits gisement de pétrole.

On s'est donc d'abord attaqué à ce que l'on redécouvre aujourd'hui les non-conventionnels et cela, c'est totalement oublié. Il y a eu des centaines d'exploitations, il y en avait en Europe. En Suisse vous aviez le Val-de-Travers, en France vous aviez les schistes d'Autun. Je vous ai apporté exprès une action d'une société des schistes de Franche-Comté datée de 1931. On a produit en Franche-Comté, mais ils n'ont jamais fait de bénéfices et donc, tous les coupons sont attachés. Les investisseurs n'ont jamais rien touché. Il y

a eu des centaines d'exploitations, cela est complètement sorti de la mémoire humaine. Quand on dit cela aux gens aujourd'hui, ils sont étonnés que l'on ait commencé par le pétrole non conventionnel. On a également commencé le gaz par le gaz non conventionnel. Le premier puits économique qui a donné naissance à une société, Frédonia, près de New York, en 1820 - on est au lendemain de la chute de Napoléon - c'était un gaz non conventionnel, c'était un gaz de roches-mères.

Tout cela - les feux éternels en France ou au Moyen-Orient, une partie, ce sont des gaz de roches-mères. J'ai dit que j'allais prendre comme unité la Belgique, vous avez vu le cas de la France. La roche-mère à huile la plus célèbre des USA pour l'instant, le Barnett, fait 30 000 kilomètres carrés, ce qui représente une Belgique.

Après, vous tombez dans les ordres de grandeur supérieurs avec l'Argentine où vous avez la *Vaca Muerta* qui est une très grande roche-mère qui fait 150 000 kilomètres carrés prospectifs - là, vous êtes à cinq Belgique.

Le champion toutes catégories, on ne le voit pas sur cette carte, c'est le Bazhenov en Russie qui va depuis le nord du Kazakhstan jusqu'à la Nouvelle-Zemble à l'Océan Arctique. Celui-là fait un million de kilomètres carrés, c'est-à-dire 30 Belgique.

Mme Saenen (Ecolo). - Les non matures, on peut aller les chercher. Je n'entends pas très bien la différence entre vos matures et les non matures, mais je ne suis pas chimiste ou géologue.

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Le non mature, si vous voulez, aujourd'hui, il est à 200, 300 dollars le baril, il n'y a pas d'exploitation.

C'est en place. Cela existe. Peut-être qu'un jour, l'humanité sera à court d'énergie au point de se réattaquer à cela. Il y a des projets tous les dix ans. Cela ressort comme un serpent de mer, à chaque crise pétrolière, il y a des crédits publics américains pour aller exploiter les schistes bitumineux.

Là aussi, le vocabulaire est horrible parce que *Oil Shale* et *Shale Oil*, il y en a un qui est mature que l'on produit classiquement et puis, pour l'autre, il faut aller faire des mines, les pétroliers n'ont pas l'art d'un vocabulaire clair.

Voilà pour ce qui concerne les roches-mères.

Voilà un tableau plus détaillé de la même administration, l'EIA américaine, sorti deux ans après. La carte a beaucoup changé. Si vous remettez une carte à côté de l'autre, vous voyez que cela a beaucoup changé.

C'est amusant. Par exemple, en France, à deux ans

d'intervalle, ils ont enlevé un tiers des réserves de gaz et il ne s'est rien passé entre-temps. Donc, il n'y a rien de nouveau. Il n'y a aucune information nouvelle.

Ce que je veux dire, c'est que donner quatre chiffres pour chaque région, alors que le premier chiffre est inexact, je trouve que c'est vraiment une preuve d'incompétence rampante dans une administration qui est probablement la plus compétente au monde, l'EIA, sur son domaine. Mais on fait des modèles. Ce que crachent les modèles, c'est une vérité et on les écrit. Les gens après, toute la communauté, les économistes, les politiciens vont travailler là-dessus, disent : « Il y en a beaucoup, pas beaucoup ». Cela ne veut rien dire. C'est de la modélisation de ce qui a été généré. Cela ne vous dit pas du tout si cela peut être économique. Si on est très loin du seuil économique, à ce moment-là, c'est zéro le vrai chiffre ; ou au contraire, s'il y a une partie importante potentiellement économique, il serait intéressant de le savoir.

Le seul intérêt, c'est de dire qu'il y en a partout et il peut y en avoir beaucoup.

Les chiffres régionalisés sont sans signification.

Maintenant que l'on a vu comment cela s'était formé, où c'était réparti, en quoi ces réservoirs sont-ils très différents des réservoirs traditionnels ?

Là, je vais passer peut-être un peu vite parce que ce sont vraiment des graphiques assez spécialisés.

On va du moins abondant et du plus concentré en hydrocarbures à ce qui est plus abondant ou potentiellement plus abondant.

Là, c'est sur les gaz. En rouge, ce qui a déjà été produit. En gris bleu, les réserves telles qu'elles sont comptabilisées aujourd'hui. Sur les deux côtés du gris bleu, les réserves que l'on pourra ajouter dans les 20-30 années qui viennent et puis après ce que l'on pourra ajouter à plus long terme.

Dans le gris, on a tout ce qui est du synthétique. Enfin, en blanc, j'ai marqué quelque chose sur laquelle les gens rêvent beaucoup aujourd'hui, pourquoi pas de l'hydrogène que l'on mélangerait au gaz, ou de l'hydrogène qui serviraient à faire du gaz.

Vous voyez que l'on est loin de tout cela. Aujourd'hui, on est sur le haut de la pyramide avec le rouge et le gris bleu. Je laisse cela plutôt pour les questions.

On peut faire la même pyramide sur le pétrole. C'est une publication de l'an dernier, avec M. Alain Perrodon, qui était mon professeur, qui a 92 ans. On a fait ensemble cette proposition qui, pour l'instant, est regardée avec quelque suspicion. Ce que cette proposition dit, c'est que, finalement, on n'a de contraintes quantitatives que sur ce qui est la partie

naturelle. Tout ce qui est en gris, les synthétiques, *Biomass To liquids*, les biocarburants, *Gas To Liquids – GTL* - le procédé *Fischer Tropsch* appliqué au gaz, *Coal To liquids, Fischer Tropsch*, appliqué au charbon, on n'a pratiquement que des limites économiques ou environnementales. Ce ne sont pas des limites physiques.

Enfin, là aussi où on n'a pratiquement aucune limite quantitative, ce sont les *shale to liquids*. Il est évident que, si on trouvait un moyen d'aller chauffer et pyrolyser sous terre les schistes bitumineux, il n'y a aucune limite de volume. Il n'y a que des limites économiques. On est cependant complètement en dehors de l'épure, avec ce que l'on sait aujourd'hui techniquement.

Je vais passer rapidement là-dessus, c'est assez technique.

Là, c'est une action des « schistes et pétroles de Franche-Comté » que je vous montre pour illustrer qu'il y a longtemps que l'on s'attaque à ces types de ressources.

Historiquement, dès le début du 20^e siècle, de nombreuses fois, on a traversé des roches-mères, et même des roches-mères matures. À chaque fois, on avait de tout petits débits et les pétroliers se sont posé la question : « Comment augmenter les débits ? ». Très vite, ils sont arrivés à l'idée de fracturer. À l'époque, on n'avait que des forages verticaux. Même quand on fracturait, cela améliorait un peu ce qui était drainé, mais pas énormément.

Il y a, par exemple, un champ où 10 000 puits ont été stimulés à la nitroglycérine. On mettait quatre tonnes de nitroglycérine au fond, et l'explosion créait un peu de perméabilité locale.

On a fait 10 000 puits, cela arrivait à être économique. On était dans des conditions très favorables.

Sur le Bazhenov, les Russes se sont excités. Ils savaient qu'ils avaient là des volumes énormes d'hydrocarbures. Le régime soviétique est même allé à faire de la stimulation nucléaire ; trois bombes atomiques pour essayer de faire de la fracturation. Cela a beaucoup fracturé, mais il y a eu une vitrification de la chambre et rien n'est sorti.

Aujourd'hui, cela fait des zones condamnées parce que ce sont des zones radioactives et on ne peut même pas y travailler. Je vais passer là-dessus.

Je vous donne quelques exemples anciens.

Sur le gaz d'abord, le premier puits de gaz, c'est un gaz de roche-mère, en 1821.

Pourquoi cela a-t-il été économique ? À l'époque, les

premiers éclairages urbains, c'était à l'huile de baleine. Quand vous regardez en monnaie constante, les baleines commençaient à se raréfier, on les chassait beaucoup, cela s'est aggravé tout au long du 19^e siècle, cela valait à peu près 2 000 dollars le baril. À 2 000 dollars le baril, vous pouvez faire énormément de choses. Pratiquement tous les hydrocarbures exotiques dont j'ai parlé, vous pourriez les produire.

Après, vous avez, en 1926, cette expérience, dont je vous ai parlé, 10 000 puits fracturés à la nitroglycérine, dont le Dévonien de l'Ohio ; en 1978, dans le synclinal de l'Alberta.

On voit qu'il y a tout long un historique avant d'arriver à mettre au point, il y a dix ans, une technique un peu standard, maintenant on aura essayé beaucoup de choses.

Idem, maintenant, sur le pétrole de roche-mère.

Début des années 50, on a produit, dans l'ouest du Texas, des volumes pas énormes avec beaucoup de puits. On faisait des *spacings* très serrés, avec les mêmes problèmes d'environnement que les techniques actuelles, ou même pires vu le très grand nombre de puits verticaux qui étaient nécessaires.

Début des années 60, cela a été les essais russes dans le Bazhenov dont j'ai parlé.

Enfin, au début des années 80, on a vraiment « créé » les premières réserves par fracturation hydraulique.

J'emploie l'expression « créer des réserves » parce que vous avez une ressource qui ne peut pas sortir pratiquement, qui ne peut pas être produite, et vous la transformez en réserve, c'est-à-dire quelque chose de productible, économiquement, grâce à la fracturation.

C'est bien cela tout le but de la fracturation.

Vous voyez les géologues pétroliers et les économistes savaient qu'il y avait des gros volumes, on le savait depuis très longtemps, simplement, on ne savait pas les produire économiquement.

On va un peu passer sur la géologie comparée des gisements classiques où il y a eu migration et concentration des hydrocarbures dans des réservoirs par comparaison avec ce dont on parle aujourd'hui, les hydrocarbures, qui sont restés dans la roche-mère, celle qui a généré le pétrole et le gaz.

Je vous ai dit que le gaz était un peu différent du pétrole parce qu'il y a aussi des volumes importants de gaz biogénique. Jusqu'à il y a 20 ou 30 ans, on pensait que c'était le gaz des marais, le gaz qui sortait des rizières, et cætera. On se rend compte qu'il y a également des gisements importants qui sont biogéniques. Par exemple, les gros gisements qui ont été

trouvés en Israël ces quatre dernières années, Tamar et Léviathan, c'est du gaz biogénique. On s'attendait à tout, sauf à du gaz biogénique au fonds de la Méditerranéenne, sous le sel. Cela existe.

Si on trouve du gaz en Wallonie, neuf chances sur dix que ce soit du gaz de houille, neuf chances sur dix qu'il soit biogénique et non pas thermogénique.

Si on essaie de regarder maintenant au microscope, quelle est la différence entre un gisement conventionnel et un gisement non conventionnel ?

Vous voyez que la différence, c'est la taille des grains du réservoir et donc, la taille des pores puisque les pores et les grains sont liés. Dans un réservoir non conventionnel, c'est tout petit, c'est extrêmement fin comme granulométrie, et donc, les pores sont quasi invisibles au microscope. Il faut vraiment de très importants grossissements pour les voir. Ils sont très abondants, mais tout petits. Ce sont deux mondes différents et on va voir à quel point ils sont différents.

Si vous voulez résumer ce qu'est un gaz de schiste ou un gaz de roche-mère, c'est qu'il est à la fois, par rapport à la géologie classique, la source des hydrocarbures, le réservoir, le seau, ce qui l'empêche de migrer. C'est un système complet à l'intérieur d'une couche.

Cela, c'est le plus intéressant ! Vous avez là une échelle de perméabilités croissantes. Un darcy correspond à un milieu ultraporeux, comme des billes qui seraient mises les unes à côté des autres et vous voyez que les gaz conventionnels, cela va du darcy au millidarcy. En dessous du millidarcy, c'est la compacité d'une tuile ou d'une brique. Tout le monde sait que l'on peut mettre de l'eau dans un réservoir en terre cuite et qu'elle ne sort pas. Donc, c'est très imperméable. Les *Tight Gas*, c'est encore moins poreux, puis, les *Shale Gas* - gaz des roches-mères - c'est encore un facteur mille plus petit du point de vue de la perméabilité.

Ce sont deux mondes complètement différents : le monde du conventionnel et le monde du non conventionnel. Je pense qu'il faut bien avoir cela en tête. Après le *Shale gas*, vous tombez dans des choses totalement imperméables comme le sel gemme, pour trouver quelque chose d'encore moins perméable.

Cet autre graphique montre la même chose ; vous retrouvez vos darcy, millidarcy, nanodarcy, sur l'échelle de gauche ; à droite, vous avez quelques exemples pour comprendre à quoi cela correspond.

Vous avez d'abord, dans l'ordre du dixième de millimètre, la taille des grains de sable que l'on injecte - et on verra tout à l'heure qu'avec l'eau qui sert à faire les fractures, on injecte du sable comme soutènement des fractures, pour ne pas qu'elles se referment. C'est de l'ordre du dixième de millimètres, et donc, le mot fracture est absurde : ce ne sont pas de grosses choses,

ce sont des plans de circulation extrêmement fins, puisqu'ils sont étayés par des grains qui font un dixième de millimètre de diamètre. En dessous, vous avez un très bon réservoir et, si vous allez vers le bas, vous tombez en rose, en violacé, sur les réservoirs de roche-mère typiques. Là, on voit que l'on n'est plus qu'à un ordre de grandeur plus gros, du point de vue taille des pores, que la taille des molécules d'hydrocarbure. Il est évident que, la limite absolue, c'est quand vous avez des pores qui ne sont pas plus gros que les molécules : elles ne peuvent pas circuler. C'est aussi simple que cela.

Cette échelle est intéressante. Comme pour l'épaisseur des cheveux humains, selon qu'ils sont fins ou épais, cela dépend des individus, le sable d'injection a un diamètre de l'ordre d'un cheveu humain.

Un concept dans lequel je ne vais pas rentrer dans le détail, c'est le *hot shale*. Pour un géologue, que va-t-il chercher lorsqu'il veut faire l'exploration de roche-mère ? Il va chercher les zones les plus favorables et c'est ce qu'il appelle le *hot shale*. Plus favorable, cela veut dire deux choses. Un contenu en hydrocarbures favorable, cela veut dire un contenu total en matière organique, le TOC - *Total Organic Content* - suffisant, soit quelques pour cent. Il faut qu'il y ait une porosité suffisante pour que, justement, il puisse y avoir des hydrocarbures. Il faut qu'il n'y ait pas trop d'eau dans les pores et donc, il faut une saturation en eau pas trop grande. Il faut une perméabilité minimale pour que cela circule. Ce sont là les principaux facteurs qui vont conditionner la présence et la possibilité de circulation des hydrocarbures.

Puis, après cela, vous avez tous les facteurs physiques qui conditionneront la possibilité de fracturer la roche et qu'elle reste fracturée. Là, c'est une autre famille de paramètres, ce sont les paramètres, pour les gens qui sont physiciens, de la dureté, du coefficient de poisson, et d'autres coefficients de physiciens, qui traduiront la rigidité de la roche. Il faut qu'elle soit suffisamment rigide pour que les fractures puissent se créer et demeurer.

Ce qu'il y a d'intéressant, c'est que si on prend, par exemple, les plus grandes roches-mères américaines, les *hot shale*, ce ne sont pas toujours les mêmes combinaisons de ces paramètres. Chacune correspond à des combinaisons de paramètres différentes. J'en ai pris cinq assez connues. On voit qu'elles sont très différentes comme paramètres et donc, la notion de *hot shale*, ce n'est pas un concept simple, c'est une combinaison de paramètres qui permet d'espérer pouvoir produire.

Maintenant, on a dit : « Qui permet d'espérer pouvoir produire ». Mais comment produit-on ?

Je reviens sur cette notion de *hot shale* avec un exemple très simple. On va supposer qu'il y ait trois composants dans notre roche-mère, des argiles, on sait qu'elles ont une granulométrie très fine avec une teneur

en argile élevée, et d'ailleurs en général, teneur en argile élevé et teneur en matières organiques élevées sont liées dans la sédimentation, les deux autres composants étant la teneur en carbonates et la teneur en silicates. Toute la zone rouge, c'est une zone où vous ne pouvez pas fracturer parce que c'est trop mou, il y a trop d'argile. Si vous fracturez, cela se referme autour des grains de sable et donc, c'est comme si vous n'aviez pas fracturé, vous avez perdu votre temps.

Par contre, vous avez sur ce schéma deux grands *plays* américains complètement différents, un *play* à carbonates - l'Eagle Ford - et un *play* à silicates, c'est-à-dire à petits grains de silice, de sable, le Horn River. Vous voyez sur ce diagramme très simple qu'il peut exister des roches-mères productives, *hot shale*, très différentes comme minéralogie.

Si on était capable, depuis la surface, de prévoir la teneur en argile, on saurait déjà comment éviter les zones où on ne pourra pas produire. Aujourd'hui, on ne sait pas faire cela. C'est un des grands axes de recherche technologique. Si on arrivait à savoir faire cela, on changerait l'économie de ces projets.

Quand vous faites votre puits, dans tout puits pétrolier classique, vous enregistrez tous les paramètres physiques possibles et imaginables le long du puits, c'est ce que l'on appelle les *logs*. Le long de ces *logs*, vous allez repérer un certain nombre de paramètres dans la couche qui vous intéresse, dans la roche-mère, pour voir si effectivement elle contient des hydrocarbures et leur nature, la proportion d'eau qu'elle contient, sa minéralogie que vous arrivez indirectement à induire donc, sa capacité à être fracturée. Les *logs* constituent l'outil de base des pétroliers, aussi bien pour l'étude des réservoirs classiques que celle des réservoirs de roches-mères.

Voilà les questions que l'on se pose :

- où perforer ? ;
- quelle est la teneur totale en matières organiques ? ;
- comment les fractures se développeront-elles ? ;
- combien de gaz en place ? ;
- quelles porosités et de la perméabilité?

Vous voyez cet outil de base a été mis au point à la veille de la Deuxième Guerre mondiale, par les frères Schlumberger, et le plus gros groupe mondial, aujourd'hui, dans ce type d'analyse, c'est encore le groupe Schlumberger. Comme quoi, être le premier dans une technologie vous permet parfois de vous asseoir pour longtemps.

M. le Président. - Qu'appellez-vous le kérogène ?

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - C'est ce proto-hydrocarbure qui est dans les schistes

bitumineux, c'est toute la matière organique des schistes bitumineux. Vous pouvez artificiellement faire en quelques heures ce que la nature fait en des millions d'années. Vous prenez une roche qui contient du kérogène, vous la chauffez à 500 ou 600 degrés et elle va sortir du liquide. C'est la technique de production de pétrole à partir de schistes bitumeux.

Mme Saenen (Ecolo). - En fait, les géologues ne savent pas dire à l'avance où il y aura une forte proportion d'argile qui empêcherait... Ne sait-on pas le faire, avec toutes nos nouvelles technologies ?

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - On sait le faire, une fois que l'on a un puits, on mesure cela relativement bien. Par contre, tant que l'on n'a pas fait de puits, ce que l'on peut faire depuis la surface, c'est de la géophysique très fine, dont on va analyser les spectres de réflexion sur la roche-mère elle-même. On commence à pouvoir voir, dans des cas d'école, c'est vraiment la science de demain, des zones favorables à la création de réseaux de fractures, c'est-à-dire où il n'y a pas trop d'argile, par opposition aux zones de roches très ductiles, donc très riches en argile. Et puis, il y a des zones où il y a des fractures naturelles. On commence à voir cela depuis la surface dans quelques bons cas. Il est évident, si on arrive à généraliser cela, et c'est évidemment le Graal des gens qui s'occupent de roches-mères, on changera complètement l'économie. C'est-à-dire que l'on abaissera considérablement les coûts parce que l'on forera presque à coup sûr. Alors qu'aujourd'hui, vous le verrez tout à l'heure, presque 80 % des puits sont soit non économiques, soit subéconomiques. Donc, ce sont les 20 % de bons puits qui paient toute l'opération.

Voilà d'autres essais de géophysique en cours où on mesure directement la résistance à la traction, le coefficient de Poisson depuis la surface par de l'analyse spectrale. Vous voyez qu'une des disciplines royales sur l'avenir de ces affaires-là, c'est la géophysique. La géophysique sera l'outil numéro 1 du progrès technologique dans le domaine de l'étude des roches-mères.

Comme s'y prend-on ? J'imagine que tout le monde l'a déjà vu. On fore verticalement jusqu'à la couche, horizontalement dans la couche sur 1 000 à 2 000 mètres, et là, on va successivement fracturer hydrauliquement, c'est-à-dire faire des coups de bélier hydrauliques. Ce ne sont pas d'ailleurs des pressions très fortes, c'est entre 1,3 et 1,5 fois la pression hydrostatique et avec des bouchons mobiles, vous en faites toute une suite, classiquement une dizaine, mais on peut aller jusqu'à une vingtaine.

Contrairement à tous les dessins que l'on trouve, y compris ceux que je vous montre, cela ne se présente pas tellement perpendiculairement au puits, l'essentiel du réseau est parallèle au puits et latéralement, c'est quelques dizaines de mètres. Par contre, parallèle au

puits, cela peut être quelques centaines de mètres. Or c'est important parce qu'une des questions qui se pose, est : cela peut-il communiquer avec les couches d'eau douce qui se trouvent dans les premières centaines de mètres, c'est-à-dire les nappes phréatiques. Il est évident qu'il y a très très peu de cas où vous êtes proche des niveaux d'eau douce. C'est à l'administration de s'assurer que l'on ne va pas laisser implanter des puits où les fracturations seraient trop près des niveaux d'eau douce.

Mme Saenen (Ecolo). - Donc, cet argument-là de pollution des nappes phréatiques n'est pas valable, en fait.

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Si on a un bon contrôle et que l'on ne laisse pas les gens forer où ils veulent, n'importe comment comme cela a été le cas dans certains États américains jusqu'à récemment, le risque n'existe pratiquement pas. Si vous laissez les gens faire n'importe quoi, le risque existe. On va y revenir lorsqu'on parlera d'écologie. La notion de contrôle est très importante.

Vous voyez ici que l'on grossit beaucoup les fractures qui sont en fait des minifissures, mais qui sont plutôt parallèles aux puits que perpendiculaires comme sur les dessins. Cela montre comment on fait les fracturations de façon successive et qui donne un peu les grands paramètres typiques.

Une des grandes questions, on va y revenir lorsque l'on parlera d'environnement, c'est l'eau. D'abord, pour faire l'opération, combien en utilise-t-on ? Typiquement, sur des puits standards actuels, c'est entre 10 000 et 20 000 m³ d'eau. C'est une à deux piscines olympiques que l'on injecte. Est-ce beaucoup ou pas ? Si vous êtes dans une zone semi-désertique c'est beaucoup, mais si dans cette zone semi-désertique, vous avez pris de l'eau non potable dans un aquifère salin, vous vous en moquez, parce que personne ne l'utilise. Tout dépend combien il y a d'eau dans la région, et quelle eau vous utilisez, on peut faire de la fracturation avec de l'eau de mer et des produits adaptés. Tout dépend après ce qui va remonter, typiquement 40 à 60 % selon les cas. Au début de la production du puits, une partie du liquide injecté remonte et là, concernant l'environnement, tout dépend comment vous allez traiter cet effluent, de quelles seront les réglementations et quelles seront les opérations de contrôle de l'administration là-dessus.

Ce que l'on retient, c'est qu'il faut beaucoup d'eau. Quand c'est un seul puits, la première implantation, en général vous n'avez pas l'eau sur place, vous l'amenez par camions. C'est un vrai problème en matière de nuisance immédiate. Dernière chose, savoir si c'est beaucoup ou pas beaucoup d'eau, je disais, tout dépend à quoi on se compare. Par exemple, jusqu'à il y a deux ou trois ans en France, les partis verts étaient pro biocarburants. Ils ont découvert depuis trois ans qu'il y avait une compétition entre les biocarburants et un

certain nombre de produits alimentaires, le maïs pour l'éthanol, les produits gras pour le biodiésel, ils sont devenus beaucoup moins chauds.

Puis, ils n'avaient pas du tout vu le problème de l'eau. Pour faire un litre de isopétrole biocarburant, il faut à peu près 100 fois plus d'eau que pour faire un litre équivalent à partir d'une roche-mère. Cela était passé à peu près inaperçu.

Je vous ai dit que l'on injecte de l'eau, l'eau représente 95 % de ce que l'on injecte, à peu près 3 %, ce sont les sables qui vont servir à soutenir les microfissures. Ces sables sont soit les sables naturels, sables de plages, de dunes, c'est de la silice pure, le sable, soit des microbilles artificielles de céramique, de bauxite, et cætera. De toute façon, c'est un produit neutre, vous pouvez en manger, ce n'est pas un problème. Le problème, ce sont les 2 % qui restent et, avant de venir à ces 2 %, on va regarder ce que l'on fait pendant l'opération.

Mme Saenen (Ecolo). - Si vous dites qu'ils sont neutres, bauxite et autres, mais cela demande une énergie pour les fabriquer ?

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Oui, cela dépend. Les sables naturels, non.

Mme Saenen (Ecolo). - Oui, mais les autres, il y a une question d'énergie nécessaire.

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Dans le bilan énergie du puits, cela va être très faible. On reviendra peut-être au bilan énergie. Les produits injectés représentent un élément très secondaire dans le bilan énergétique d'un puits. C'est beaucoup moins d'énergie que l'acier qu'il faut pour le puits. Si vous voulez, l'acier à lui seul, c'est 10 ou 20 fois plus d'énergie que ce qu'il vous faut pour le fluide injecté même si vous prenez un sable synthétique. L'acier, le ciment, plus ce qui est éventuellement perdu comme hydrocarbures. Ce sont là les grands postes des consommations d'énergie et nous y reviendrons.

Quand vous injectez, au moins sur un certain nombre de puits, vous cherchez à voir comment se développent les fractures. Pour cela, vous mettez des géophones, des enregistreurs de vibrations et, à chaque fois qu'une petite fissure se développe, elle émet des ondes et vous allez récupérer, par des capteurs, la réflexion de ces ondes. Cela va vous permettre de définir la géométrie précise des fracturations.

Vous voyez un puits, on a changé à chaque fois un petit peu le fluide de fracturation, on a mis des poudres de « perlimpinpin » un peu différentes et vous voyez des développements différents de longueur. Il est évident que pour le pétrolier, plus cela développe de longueurs de fissures et plus ces fissures sont parallèles aux puits,

mieux c'est.

C'est pour vous montrer que l'on est capables de monitorer les fracturations. Or comme cela coûte cher, on ne le fait pas sur la totalité des puits, on le fait sur quelques puits pour calibrer les opérations dans une zone.

Maintenant, je vais essayer de vous montrer à quel point on peut créer des débats passionnels par des images vraies.

Voilà une première image extraordinairement inquiétante. C'est une fracturation un peu lourde, 20 000 mètres cubes, entièrement faits à partir de camionnage, vous voyez les silos d'eau et de produits à droite, vous voyez tous ces gros camions. Vous avez les compresseurs que l'on a amenés qui sont les camions du centre, et cætera, c'est un véritable cirque et quand on pense qu'il a fallu à peu près 2 000 camions pour amener cela, vous vous rendez compte que pour les voisins, ce n'est pas extrêmement agréable.

Si on voulait faire une vision dramatique, mais vraie de ces technologies, cette photo-là est parfaite. Si vous voulez formater une réalité différente, vous montrez cette seconde image. Là, vous êtes parfaits. Vous n'avez plus de camions. En fait, vous êtes venu dix jours après, tout le cirque a disparu et vous êtes en opération, vous êtes encore en forage. Un mois après, vous arrivez et il n'y a plus que la tête de puits qui mesure deux mètres de haut. Ce n'est rien du tout. Vous la cachez avec quelques arbustes.

Méfiez-vous de toute documentation photographique, qu'elle soit pro ou anti. Vous pouvez faire dire aux photos et aux films ce que vous souhaitez.

Je vais vous montrer des exemples. Là, vous êtes dans des zones résidentiels. Il y a des maisons tout autour et il y a des États où l'on n'a pas réglementé. Vous pouvez vous mettre près des écoles, des hôpitaux, ou autres lieux collectifs.

Heureusement, il n'y a eu aucun accident grave. Maintenant, on commence à réglementer, mais on a implanté des puits un peu partout aux États-Unis, y compris en zones périurbaines. Coup de chance, on n'a jamais eu de problème majeur. Vous avez un cas assez célèbre et qui est encore plus extraordinaire, c'est à l'aéroport de Dallas. Je le remontrerai tout à l'heure sous une autre forme. L'aéroport de Dallas - communauté territoriale comme une autre - a vendu les droits sur son sous-sol à une société pétrolière, Chesapeake, gros indépendant et acteur majeur de l'exploitation des roches-mères aux USA. Il y a de nombreux puits sous l'aéroport. En Europe, cela serait impensable.

Et pourtant, le jour où un avion sort des pistes, il risque de défoncer quelques têtes de puits mais cela ne fera à peu près rien. Il y a des vannes automatiques de fond dans les puits. Si un avion s'écrase, il fera

beaucoup plus de dégâts avec son kérosène que par ce qui pourrait sortir du ou des puits. Cela ne s'est pas produit, mais je veux dire que l'acceptation d'une prise de risque peut être très différente selon la tradition locale.

Quel est le vrai problème de ces hydrocarbures ? Ce sont les faibles débits et les déclinés très rapides de ces débits. Là, vous avez une statistique sur plusieurs milliers de puits de tout le nord Dakota-Montana, et que l'on appelle le Bakken. Vous voyez que ce sont des puits à petite production moyenne - 250 barils au départ - et qui, au bout d'un an, sont tombés à 50 barils. C'est une zone où il faut forer comme des fous, en permanence. Vous pédalez à toute vitesse. Vous forez les puits les uns derrière les autres et pour cela vous alignez des dizaines d'appareils de forage qui, chaque mois, changent d'emplacement. Il faut être en zone peu habitée pour ce type de production. Il y a des zones où les productivités sont meilleures. On est en train d'améliorer les productivités par des progrès technologiques de différentes natures, mais il n'en reste pas moins que c'est une industrie, au moment où on fait les forages, très invasive dans le paysage et dans le voisinage.

C'est la même chose lorsqu'il s'agit de gaz. Vous avez exactement le même profil sauf que, là, il y a une toute petite montée en régime en début de production.

Si vous voulez, par rapport à de très bons puits de gaz comme les grands gisements de mer du Nord, vous récupérez presque 100 fois moins avec un puits de ce type. Pour récupérer autant qu'un puits classique, il faut donc 100 puits. Cela donne des ordres de grandeur.

Concernant l'environnement - on en a déjà longuement parlé - il y a deux problèmes essentiels. Tout d'abord, nous allons nous occuper de l'eau. Le puits, c'est un puits classique avec des tubages les uns dans les autres. Ils sont cimentés. Ceci dit, vous n'avez jamais une sécurité à 100 % que votre ciment est étanche et qu'il est bien posé. Si, dans un puits classique, on fait des *logs* spéciaux pour juger de la qualité du ciment... quand vous faites les puits les uns derrière les autres, parfois on ne le fait pas, car on suppose que la cimentation est bonne. Même dans des puits classiques, je prends le bassin parisien comme exemple, on a fait en cumul quelque 2 000 puits et il y en a eu, je crois, trois ou quatre pour lesquels il y a eu des petites fuites le long du ciment. Si vous faites dix fois plus de puits, vous en aurez 30 ou 40. Ce sont des fuites minimales et donc, sans conséquences environnementales sérieuses. Il n'y a jamais eu ni blessés, ni tués avec ces choses-là, mais cela peut exister. Si - pas de chance - votre fuite se fait au niveau d'une nappe phréatique - la probabilité est très faible, mais vous ne pouvez pas l'exclure - vous pouvez avoir une pollution de la nappe phréatique. Il semble qu'aux États-Unis, il y ait eu deux ou trois problèmes de ce type. On voit en particulier dans le film *Gasland*, il y a une discussion qui n'en finit pas à ce sujet, à savoir si les

flammes que l'on voit aux robinets sont réellement une pollution indirecte par des puits visant du gaz de roche-mère ou si c'est du gaz des marais qui s'est formé spontanément, ou une poche superficielle, ou un trucage.

Là-dessus, il y a un dossier énorme. Il y a neuf chances sur dix que cela n'a rien à voir avec la facturation hydraulique et la roche-mère, mais il y a une chance sur dix que cela puisse être le cas.

On va passer sur ce type de risques sur les puits car c'est un aspect minime des problèmes.

Ce qui est important, c'est finalement l'eau comme dans le pétrole classique. Dans le pétrole classique, vous produisez beaucoup d'eau. Actuellement, l'industrie pétrolière mondiale produit environ trois fois plus d'eau que de pétrole. Quand on produit du pétrole, il y a un certain contenu en eau, dès que le gisement vieillit.

Pour vous donner une idée, l'industrie pétrolière mondiale représente cette année 87 millions de barils par jour, c'est le débit de la Seine en pétrole. On fait trois fois le débit de la Seine en eau associée. Ce sont des eaux salines. Les eaux de gisement contiennent tout ce que vous voulez. Elles sont aussi peu sympathiques que les eaux que vous récupérez dans les puits fractures.

Ce qu'il faut, c'est que l'eau qui va vous servir à faire les opérations, la transporter, une fois prélevée, il va falloir la stocker, la traiter. Pour injecter, il faut par exemple que vous l'ayez neutralisée, car il peut y avoir une flore microbienne. Vous l'injectez, une partie ressort et après, en fonction de la qualité de l'eau qui ressort et surtout en fonction de ce que vous voulez en faire, il va falloir retraiter. La qualité de ce qui ressort, quelles impuretés contient-elle ? Que voulez-vous comme qualité finale en fonction de l'usage ? C'est bien à l'organe de supervision, à la puissance de fixer les règles. Ce n'est pas aux pétroliers. L'intérêt du pétrolier, c'est que cela coûte le moins cher possible. Si vous le laissez dans un environnement de *cow-boy*, où il peut remettre cela à la rivière ou dans les champs, vous avez des chances que c'est comme cela que ça termine.

Si, par contre, vous voulez que cette eau redevienne de l'eau douce, c'est faisable, mais cela a un coût élevé et il faut voir si c'est supportable économiquement. Si vous dites que vous la voulez comme eau industrielle, le coût sera moindre. Si vous dites que vous la voulez simplement pour l'irrigation, c'est encore dix fois moins cher. Si vous dites que vous n'en voulez pas du tout en surface et que vous soulevez la réinjecter, il y a un coût de réinjection. Dans les productions classiques, on réinjecte souvent les eaux de gisement ou les boues de forage. D'ailleurs, pour faciliter ces réinjections, on fracture très souvent dans un autre horizon d'eau saline qui ne sera jamais utilisée par les hommes puisque l'on prend une eau plus salée que l'eau de mer, et on réinjecte tous les

fluides dont on veut se débarrasser dedans.

Quand j'étais responsable de la mer du Nord, pour nos puits, on réinjecte ce qui remonte comme eaux de productions ou boues de forage dans des horizons qui étaient fracturés et aucune administration n'y a jamais vu d'objection.

Je vous ai dit qu'il y avait 99 % - 95 % pour l'eau et 4 % pour le sable - et il reste 1 % ou 2 % pour les additifs. Pour les additifs, il y a une liste plus ou moins longue. C'est eux qui sont au cœur des polémiques, car si vous ne regardez pas les teneurs et si vous regardez simplement les noms, il y en a des cancérigènes. Énormément de choses sont cancérigènes. Tout est une question de dosage. Si vous voulez donner une vision contraire, rassurante, vous dites que, tous ces produits-là, on les trouve dans des produits communs, dans des produits ménagers, dans les produits cosmétiques, ou les antigels pour voitures.

Je dirais que l'Europe est nettement mieux organisée que les États-Unis grâce au système REACH où vous êtes obligé de déclarer les produits que vous utilisez. Vous avez des seuils, produit par produit, acceptables ou pas.

En Europe, nous avons le cadre qui permet d'obliger les sociétés à dire ce qu'elles injectent, à analyser ce qui ressort et puis à dire que les teneurs limites, en fonction de l'usage, c'est ceci ou cela.

Nous avons l'avantage d'avoir un cadre unifié en Europe. Ce que n'ont pas les États-Unis qui ont un cadre État par État. Dans les États où les pétroliers sont très puissants parce que ces États vivent du pétrole et du gaz, le cadre est généralement moins contraignant.

Un autre reproche qui a été fait à la fracturation, surtout au début, c'est une sismicité induite puisque vous créez un coup de bélier, donc une onde de choc qui monte en surface. Ce qu'il faut savoir, c'est que 999 fois sur 1000, ce qui remonte en surface est très faible, en général, vous êtes en dessous de trois à l'échelle de Richter. On sait que cette échelle est une échelle logarithmique avec un pas de 30, chaque degré étant 30 fois plus fort que le degré précédent. Trois, c'est ce que vous avez dans les avenues à Paris qui sont bâties sur les lignes de métro. Donc, si cela n'est pas acceptable dans le Larzac, il faut raser Paris... soyons raisonnables. À moins d'avoir implanté un puits tout près d'une faille, c'est arrivé une fois ou deux non pas en faisant de la fracturation hydraulique, mais en faisant la réinjection d'eau polluée. À ce moment-là, vous pouvez avoir en surface, un secours de degré quatre ou cinq. C'est ce que l'on risque d'avoir quand on fait de la fracturation pour de la géothermie en roche sèche. En France, en Alsace, à Soultz, ils ont eu l'expérience en face de Bâle - ils ont même été jusqu'à six et, donc, les Suisses ont arrêté la géothermie en roche sèche à cause du risque de sismicité.

Ce que je veux dire, c'est que la sismicité pour la géothermie en roche sèche - qui n'est pas celle de la Wallonie, on est encore dans un cas particulier – c'est un risque 100 fois plus important ce que celui de la fracturation des roches-mères. C'est un problème tout à fait mineur, il faut simplement qu'il y ait des documents d'implantation bien faits, que l'on ne se mette pas près d'une faille qui pourrait rejouer.

Malgré ces paramètres qui montrent qu'au fond les dangers sont très limités, on est obligés de constater que la réaction du public n'est pas du tout en accord avec cela. En France, vous avez une levée de boucliers absolument majeure et qui a mené - j'ai pris les Bauges, car mon nom Bauquis est originaire des Bauges – où tout le monde est contre. Les gens ne savent pas ce que c'est, mais tout le monde est contre parce que l'on en a donné une image extrêmement négative : le film *Gasland* a eu un effet dévastateur. En France, personne ne s'est posé la question de savoir si c'était sérieux, si c'étaient de vrais risques. À l'évidence, c'est un document de propagande adverse, pourquoi pas, mais scientifiquement c'est plus que faible. L'écho était tellement fort en France que dans un contexte électoral tendu, on a passé une loi d'interdiction de la fracturation, sans se poser de questions, sans débat public préalable, en ignorant totalement les problèmes.

Au lieu d'avoir fait ce qui aurait été logique, un moratoire, et puis de dire : quels sont vraiment les problèmes ? Les vrais problèmes, pour moi, c'est : l'occupation du sol, le camionnage, les effluents en surface, l'impact visuel éventuel pendant la phase forage : l'étude des vrais problèmes a été complètement éliminée au profit de l'interdiction.

La plupart des problèmes de risques ou de nuisances, se résument à une question d'acceptabilité par les populations. Le problème est très différent entre les États-Unis où il y a un intérêt économique des propriétaires du sol qui sont propriétaires du sous-sol, et les collectivités locales en profitent immédiatement et indirectement. En Europe, on n'a pas cela, ni dans tout le reste du monde. Dans tout le reste du monde, ce sont les états qui sont propriétaires des droits miniers. Les États-Unis sont donc un cas très favorable au développement de ce type d'hydrocarbures. Partout ailleurs, on est dans des circonstances, au point de vue de l'acceptabilité, très différentes.

Peut-être qu'en Wallonie les débats sont plus sérieux, mais, en France, il n'y a pas eu moyen d'avoir des débats sérieux avant d'avoir légiféré.

Maintenant : l'économie. C'est le cœur de tout : les hydrocarbures de roches-mères, cela se développera si c'est économique et là où c'est économique. Tout le reste, c'est un peu de la littérature. Je crois que la modélisation économique de ces nouveaux hydrocarbures est encore balbutiante et que l'économie est et restera très différente de celle des pétroles et gaz

conventionnels et est même à l'opposé de celle des autres non conventionnels, les ultras lourds. C'est peut-être le message principal et nous y reviendrons.

Je passe sur les taux de récupération. Quand on a dit : « Il y a tant en place », ne sera fracturable qu'un certain pourcentage de ces zones et dans ces zones fracturables, on a les taux de récupération très faibles. Les gens qui vous donnent des volumes gigantesques oublient de déduire ce qui est non fracturable et de dire que la récupération est de l'ordre de 5 % dans les zones productibles. Ils multiplient souvent par un facteur 10, 100, ou 1 000 le potentiel économique.

La modélisation, elle-même, est terriblement complexe, et comme il y a un tas de paramètres là-dedans qui sont inconnus, vous les remplissez par des estimations et ce qui sort des modèles n'a qu'une valeur limitée.

Ce qui est intéressant, c'est que quand vous voyez des résultats *ex post* dans une région, là c'est aux États-Unis, on avait mis des cercles d'autant plus grands que les puits avaient un débit cumulé d'autant plus fort. Le débit cumulé, c'est ce qui, finalement, conditionne l'économie. C'est le débit cumulé par le prix qui vous donne la recette, et vous regardez la recette par rapport au coût du puits, si la recette ne fait pas au moins deux fois le coût du puits, cela ne vaut pas la peine.

Ce que l'on voit, c'est que la distribution a quelque chose d'assez aléatoire, ce n'est pas du tout comme une distribution régulière sur des gisements classiques. On va pouvoir représenter une zone de roches-mères que l'on vise à exploiter - par un schéma de ce type - des zones qui sont carrément *tight*, avec trop peu de porosité, et de perméabilité pour espérer sortir quoi que ce soit. Vous avez une zone en bleu gris et vous avez une zone B en jaune qui sont des puits productifs marginaux, c'est-à-dire qu'une fois que vous les avez forés, la dépense est faite, vous les produisez même si vous ne récupérez pas la mise. Enfin, vous avez la zone réellement intéressante : ce sont les puits dans la zone A qui représentent une petite surface par rapport au total. Si vous étiez capable de déterminer a priori par la sismique ces zones-là, vous bouleverseriez l'économie de ces nouveaux gaz et pétroles.

Voilà une représentation schématique de la façon dont se présente le problème. Vous voyez que si sur 100 kilomètres carrés, on quadrillait de façon systématique, vous auriez à peu près 20 kilomètres carrés qui vous donneraient 60 % des productions cumulées, donc 20 % des puits qui font 60 % de la recette.

Tout l'effort des années qui viennent, des dix ans qui viennent, s'adressera à la question de savoir comment améliorer ce ratio.

Si on arrive à l'améliorer beaucoup, cela permettra

de contrebalancer les handicaps des pays hors États-Unis par rapport aux avantages des États-Unis. Si on n'y arrive pas, les handicaps des pays hors États-Unis seront tels qu'il y ait peu ou pas de production hors États-Unis. C'est un message clé.

J'ai dit que, dans les non conventionnels, il y avait pour le pétrole deux familles à comportements opposés. Celle qui vient d'émerger ces dix dernières années - surtout ces cinq dernières années - qui sont les pétroles de roches-mères, en bas. Celle qui a émergé depuis 20 ans, c'est celle des ultras lourds, c'est-à-dire les sables bitumineux de l'Athabaska canadienne ou de l'Orénoque vénézuélienne, qui, eux, sont déjà en production relativement importante.

Ce qu'il faut bien voir, c'est qu'en s'attaquant à ces deux familles de non conventionnels connus depuis plus de 50 ans, les industries pétrolière et gazière élargissent la base des ressources auxquelles elles s'attaquent, en mettant en production des ressources de seconde qualité par rapport aux gisements conventionnels. L'une est de seconde qualité parce que le brut y est de seconde qualité - même si les réservoirs sont bon, ce sont les bruts ultras lourds et les bitumes. L'autre, c'est l'inverse, les hydrocarbures sont de bonne qualité, mais dans des réservoirs de qualité affreusement médiocre, ce sont les pétrole de roches-mères. Ces deux familles de pétroles non conventionnels ont des points communes : ils ont une empreinte sur l'environnement et des consommations en énergie plus fortes que la production des pétroles conventionnels.

Ces deux familles de pétroles ont par contre des caractéristiques économiques opposées. L'une a une structure économique qui est comparable à celle d'une centrale nucléaire ou d'un barrage hydro-électrique, c'est-à-dire des coûts en capitaux très dominants, un investissement initial très important, mais une fois que vous l'avez réalisé des coûts d'exploitation faibles. Cela, ce sont les ultralourds.

Vous avez les roches-mères. C'est exactement l'inverse. Il n'y a presque pas de mise en capital initial importante. Vous mobilisez 2, 3, 4 X *rigs* de forage selon les endroits. Vous pouvez les arrêter pratiquement du jour au lendemain. Par contre, vous « pédalez » sans arrêt, c'est l'économie d'une chaîne de montage automobile.

Quand vous regardez la structure des coûts, vous avez la même structure des coûts dans une chaîne de montage de voiture, quelle que soit la marque, que dans du gaz ou du pétrole de roche-mère. C'est exactement à l'opposé du barrage ou de la centrale nucléaire, c'est-à-dire que vous avez d'un côté 80 % de coûts fixes qui sont des coûts de financement, 20 % de coûts variables, et, de l'autre côté, vous avez l'inverse, 20 % de coûts fixes et 80 % de coûts variables.

Je crois que cela est un message, à mon avis, capital.

Pour les pétroliers, c'est une nouvelle culture. Ils connaissent tous les structures de coûts sur les gisements conventionnels. Très peu sont familiers avec ces nouvelles structures de coûts qui demandent des stratégies nouvelles.

Je voudrais maintenant terminer pour que l'on puisse avoir quelques questions.

Aux États-Unis, je vous ai dit qu'il y a beaucoup de roches-mères. Il y a des spécificités avec le droit du sol et du sous-sol qui est favorable. On voit les augmentations des productions en gaz qui ont été très fortes et ralentissent depuis 2012. On verra pourquoi. En pétrole, c'est l'inverse, avec une croissance très forte qui continue. Les gens, qui disent que c'est une bulle, ne regardent pas ces courbes.

Cette image, c'est pour montrer que non seulement on peut forer en zone très urbanisée, ce sont des puits sous une petite ville, mais vous voyez sur cette autre image tous les puits sous les pistes de l'aéroport de Dallas dont je vous avais parlé. Vous voyez, sous les pistes, perpendiculairement aux pistes, des dizaines de puits. Cela ne gêne personne. Je crois que le risque est effectivement faible.

Voilà une vision de la production américaine.

Vous voyez qu'aujourd'hui, je vous l'ai dit, vous avez en 2012, 50 % de la production de gaz aux États-Unis qui est du non-conventionnel, on va vers 75 % de non conventionnel dans 20 ans.

C'est majeur. L'avenir gazier des Américains, ce sont les gaz non conventionnels.

Regardez maintenant comment vous obtenez un profil de production. Chaque petite couleur, c'est un puits.

Vous voyez, c'est la somme de toutes petites productions unitaires d'une multiplicité puits que vous arrivez à lisser pour faire une courbe de production régulière.

Il vous faut effectivement une courbe de production stabilisée pour que, derrière, vous ayez des facilités, pipelines d'évacuation, centres de traitement pour ajuster la qualité, la tension vapeur, et cætera qui soient correctement dimensionnées.

Vous voyez la complexité du phénomène quand on le regarde de près.

Là, c'est pour répondre à la question : les États-Unis vont-ils devenir exportateurs de pétrole ?

Je vous donne une estimation qui est une réponse négative. Ils ont fortement amélioré leur taux de dépendance. Ils importaient, il y a quatre ou cinq ans, 65 % de leurs besoins en pétrole. Cette année 2013, cela

va être proche de 50%. Si l'on regarde à 20 ans, au mieux cela va tomber à 25 %, mais cela peut se redégrader et remonter à 50. On ne peut pas répondre aujourd'hui à la question pétrole alors que l'on peut répondre à la question gaz.

Sur le gaz, on est certains qu'il s'agit d'une révolution durable. Sur le pétrole, cela peut en être une, mais cela ne sera pas l'indépendance. Cela paraît hors d'atteinte ou alors il faudrait des progrès technologiques encore beaucoup plus rapide que ce que l'on peut imaginer aujourd'hui. Par contre, cela améliore énormément le facteur d'indépendance. Rien que cela change les priorités stratégiques des États-Unis. Une partie du désengagement progressif du Moyen-Orient s'explique ainsi.

Ce qui est intéressant, c'est de voir l'effet sur les produits, sur le raffinage américain parce que cela va nous toucher de près en Europe. On voit que les États-Unis étaient des importateurs de produits, c'est la courbe violette en bas. Depuis 2010, ils sont des exportateurs de produits. C'est un changement considérable pour le raffinage européen parce que les trois quarts des importations américaines de produits raffinés se faisaient à partir de l'Europe. C'étaient des excédents d'essence européenne qui étaient vendus aux Américains. Ils n'en ont plus besoin.

Voyons rapidement aussi sur l'Amérique, ce jeu extraordinaire d'œuf et de poule, entre le nombre d'appareils de forage qui forment des objectifs gaziers et le prix du gaz à la tête de puits. Vous voyez la corrélation parfaite des deux courbes. En clair, plus les prix sont élevés, plus vous forez. Plus vous forez, plus vous créez des surproductions et plus les prix s'écroulent et alors vous diminuez le nombre de forages à objectifs gaz. On voit ces deux facteurs s'autoréguler de façon fine.

(Réaction de M. le Président)

En résumé, sur 2002-2012, on voit en rouge les appareils qui foraient pour du liquide, pour du pétrole, en bleu ceux qui foraient au gaz. On voit qu'à la veille de la crise de 2008, on avait à peu près 1 200 appareils qui devaient forer au gaz et puis quatre fois moins qui foraient au pétrole. Aujourd'hui, en 2012-2013, les pourcentages se sont inversés.

Actuellement, le prix du gaz s'étant écroulé, les quatre cinquièmes des appareils forment pour du liquide et un cinquième fore pour du gaz.

Vous voyez l'extraordinaire souplesse du système américain. On est très loin de l'Europe. Vous avez 1 800 rigs au travail. Sur l'ensemble de l'Europe, on a une centaine de rigs. On est dans deux mondes complètement différents.

Si, en Europe, il y avait de bonnes roches-mères, on construirait des rigs ou on importerait des rigs

américains, on verrait ce qu'il y a de moins cher. De toute façon, on ne pourra jamais en aligner un millier. Il faut les alimenter derrière en puits, les uns derrière les autres. Il faut que vous ayez des permissions presque un an à l'avance puisqu'en un mois vous forez un puits donc une dizaine de puits par appareil et par an.

Vous voyez les administrations européennes, la tension, compte tenu de la complexité des dossiers, pour alimenter en papier, en dossier, en permis de forer plusieurs centaines d'appareils? Cela semble impossible.

Voyons la question majeure des prix du gaz. Nous allons considérer simplement la vision sur la période récente. On avait des prix pas très différents entre l'Asie, l'Europe, les États-Unis jusqu'en 2008. Depuis 2008, les prix ont complètement divergé. Voilà un grossissement jusqu'à cette année. Vous voyez que les prix du gaz américain ne sont plus que le tiers du prix du gaz européen et le cinquième du prix du gaz en Asie. Cela, c'est une révolution, en partie durable, c'est-à-dire qu'aux États-Unis, cela remontera peut-être à cinq. Cela sera encore nettement en dessous de la moitié du prix européen. Les États-Unis vont devenir exportateurs de gaz, mais surtout on va passer maintenant sur l'Europe. Je vais simplement insister sur le fait qu'en Europe, les coûts de production sont probablement de l'ordre du double de ce qu'ils sont aux US en passant à grande échelle, pas pour des puits expérimentaux, pour des puits industriels. J'ai demandé à un contracteur de forage de faire une étude détaillée : celle-ci montre qu'en gros, les mêmes puits, à même profondeur, exactement les mêmes, coûteront deux fois plus chers dans le bassin parisien qu'aux États-Unis.

Le *break even*, le prix du gaz qui permettra à un projet d'être économique sera en gros double de ce qui serait nécessaires aux États-Unis. Comme les prix effectivement en Europe seront au moins le double des prix américains sur les 15 ans qui viennent, ce n'est pas impossible. Ce n'est pas un jeu perdu d'avance.

Je vais vous donner finalement peut-être la courbe la plus intéressante pour vous qui résulte de tout cela, c'est une vision mondiale de la production de pétrole jusqu'en 2030-2050.

L'ASPO France a fait un Delphi qui a été élargi à d'autres personnes extérieures. C'est une procédure d'interrogation, sur combien on va produire de conventionnels dans les années qui viennent jusqu'à 2050, combien on va produire de non conventionnels ultralourds, ceux dont l'économie - je vous ai dit - est comparable au nucléaire et combien on va produire de bruts légers à partir des roches-mères.

Vous voyez que le pic prévu pour 2020, grâce au non conventionnel, se transforme en une espèce de plateau qui va durer 10 à 20 ans, 2020-2030 ou peut-être 2040, mais au même niveau. Cela ne change pratiquement pas le niveau du pic, c'est-à-dire qu'au lieu d'être à 95

millions de barils par jour, il sera peut-être à 100. On est très près aujourd'hui avec 87 du niveau maximum durant 10 ou 20 années, cela donne un certain répit devant nous.

Voici peut-être la diapositive la plus importante. C'est ma vision, ce n'est pas le résultat moyen de l'enquête, c'est ma réponse à cette enquête qui date d'octobre 2013, c'est-à-dire hier.

Cet autre transparent montre la structure des coûts pour l'industrie « lambda » aux États-Unis : la part de l'énergie y est très inférieure à celle de toutes les autres zones. Cela montre une amélioration de la compétitivité américaine - je suis désolé, mais on passe rapidement sur ce qui peut-être pour vous est le plus intéressant, je n'en sais rien - mais là, ce ne sont plus gaz et pétrole de schiste et leurs conséquences sur l'économie européenne, je crois que le message le plus important est que ces nouveaux gaz et nouveaux pétroles amènent comme coproduits, aussi bien sur les gisements de pétrole que sur les gisements de gaz, la matière première de la pétrochimie américaine, qui est l'éthane et cela l'amène à un prix qui rejoint, c'est le graphique de droite, le prix du gaz. Avant, on avait une corrélation du prix de l'éthane avec le prix du brut. En Europe, on utilise le naphta, et donc, c'est corrélé totalement au prix du brut. Le prix du naphta, c'est le prix du brut et, aux États-Unis, on va se retrouver avec une matière première, l'éthane qui coûtera trois ou quatre fois moins cher qu'en Europe.

Et cela, quelle que soit notre politique en Europe, c'est-à-dire que même si on se met à dire demain que l'on fore pour trouver du gaz et du pétrole de schiste dans tous les pays d'Europe, cela ne changera pas ; on ne produira jamais assez en Europe pour être autosuffisants et on aura notre gaz et notre pétrole au prix international et on ne bénéficiera jamais d'un effet « prix » de ce type. Il faut bien voir que la conséquence de la révolution américaine, on l'aura quelle que soit notre politique en matière de gaz et pétrole de schiste. Là, je m'inscris en opposition à beaucoup de défenseurs du gaz de schiste qui disent : « Faisons comme les Américains, cela nous donnera les mêmes avantages ». C'est un raisonnement qui, à mon avis, est erroné.

Pour le raffinage, même chose. Les Américains deviennent autosuffisants, n'ont plus besoin de nos importations de produits raffinés. Ils vont exporter ; ils ont commencé à exporter. Nous allons nous retrouver en surcapacité de raffinage en Europe, alors que l'on a déjà fermé une partie importante des raffineries européennes les vingt dernières années. Regardez également la structure des prix de revient pour la pétrochimie de base, par exemple celle avec le polyéthylène, entre le Moyen-Orient, les États-Unis, qui sont maintenant à peine au-dessus du Moyen-Orient en matière de coûts, et l'Europe, qui est à peu près au double, des États-Unis tout compris.

Pour des pays comme la France ou la Belgique, où le raffinage et la pétrochimie sont des industries très importantes, on a un problème absolument majeur devant nous. Conclusion, si la croissance de production de brut et de NGL de roches-mères aux États-Unis se confirme, ce seront deux changements très négatifs pour le raffinage européen, l'arrêt d'importation des produits européens, mais c'est déjà pratiquement fait, un courant net d'importations, et donc une surcapacité de 10 à 20 % dès l'horizon 2020. Cette surcapacité, vous savez que cela tue économiquement le raffinage et que, la seule façon d'en sortir, c'est de fermer à nouveau des raffineries.

Il y a donc des négociations difficiles dans tous les pays à l'horizon. Pour la pétrochimie, mêmes conclusions avec restructurations inévitables parce que l'on va avoir une surcapacité là aussi de 15 à 20 % dès 2020, et nos capacités seront de toute façon très peu compétitives donc, elles ne dégageront plus de marge, ou presque plus de marge.

Voilà les grandes conclusions pour l'Europe. Les conclusions au plan mondial sont que les pétroles de roches-mères n'empêcheront pas la venue prochaine d'un maximum de la production, le fameux « pic de pétrole ». Ces nouveaux pétroles vont seulement permettre de le remonter un tout petit peu, de cinq pour cent. Cela le lisse, cela l'étend et puis, on aura un déclin qu'il faudra bien gérer. Cela assurera un prix durablement élevé, qui pourrait naturellement baisser temporairement si on a une crise économique grave, si on a un scénario 2008bis ou pire, mais les tendances de fond sont à la hausse.

Il nous reste un chemin étroit à parcourir, entre la protection de l'environnement, la montée des peurs, en grande partie irrationnelles sur les roches-mères et sur le nucléaire, un avenir sans énergies fossile ni nucléaire au cours de ce siècle semble à peu près exclu. Le seul joker qui pourrait avoir un grand développement, c'est le solaire. Il n'y a aucune autre énergie renouvelable qui pourrait devenir une énergie de masse.

Il va falloir s'adapter à tout cela !

Si on ne veut pas s'adapter, si on n'a pas d'hydrocarbures, pas de nucléaire, des législations *shadoks*, cela vise le Gouvernement français, c'est le Grenelle de l'environnement, cela vise la présidence précédente, on n'aura pas beaucoup le choix.

(Applaudissements)

Excusez-moi, j'ai été nettement plus long que prévu.

M. le Président. - Ne vous excusez pas, Monsieur Bauquis, certainement pas. Merci pour ce très intéressant exposé et ne vous excusez surtout pas d'avoir prolongé quelque peu l'horaire. Au contraire, je crois que vous avez vu l'intérêt que nous avons manifesté à votre exposé.

Maintenant nous aurons sans doute des questions.

Échange de vues

M. le Président. - Nous allons procéder à un échange de vues.

La parole est à Mme Saenen.

Mme Saenen (Ecolo). - Merci, Monsieur le Président. Merci, Monsieur Bauquis, pour cet exposé qui m'a appris énormément sur tout ce qui est gaz et pétrole de roches-mères.

Ce qui me tracasse le plus dans tout cela, j'ai bien entendu tout votre exposé sur les impacts environnementaux directs, sur place, au niveau de la production et de l'extraction, et cætera, mais il y a aussi des risques environnementaux indirects sur le long terme.

D'après votre tableau, votre graphique, jusqu'en 2050, on va continuer à produire autant de pétrole ou de gaz, de ces produits pétroliers, et si on les consomme, où en sera-t-on au niveau des changements climatiques et finalement, cela ne va rien résoudre à ce niveau-là. Je crois qu'au début, lorsque vous avez parlé de montants des énergies mondiales carbonées ou non, le rapport reste le même. En effet, on augmente notre production de renouvelable, mais on augmente globalement la consommation globale d'énergie, ce qui fait que le pourcentage reste toujours le même. Je crois que le problème est là. En dehors de sortir un chameau et une roulotte, je crois que c'est là qu'il faut travailler, c'est comment diminuer notre dépendance aux énergies fossiles et à l'énergie en général.

Je me suis sentie un peu en décalage ici. Vous avez expliqué tout sur les gaz et pétroles de roches-mères, et j'entends bien, mais le problème, pour moi, est beaucoup plus large et plus fondamental sur l'avenir énergétique et l'avenir de notre planète en général. Que deviendront les États-Unis si c'est chez eux que se passe le plus gros des problèmes de réchauffement climatique et de tempêtes et autres, conséquences de ces changements climatiques ? Cela me fait d'autant plus peur que pour avoir un tiers de ma famille qui est américaine, ils sont sauvés maintenant. Ils se disent qu'ils peuvent consommer tant et plus, on a tout ce qu'il nous faut dans ces nouvelles technologies et ces nouvelles sources d'énergie. Ma question est plutôt fondamentale sur cet aspect ; je ne vais pas aller dans de petites questions précises, mais là est vraiment ma question, mon problème.

M. le Président. - La parole est à M. Bauquis.

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Je crois que la question que vous posez est LA question.

Je l'ai dit dans mon introduction. On est sur une trajectoire d'émissions de gaz à effet de serre que je considère comme quasi suicidaire. Donc, la première chose à faire serait de mettre de l'ordre dans les idées ; je ne sais absolument pas quelles sont les positions des Verts en Wallonie, mais je les connais en France. On devrait avoir pour priorité la diminution du contenu carbone du mix énergétique et non la diminution des consommations d'énergie sans regarder leurs contenus en carbone.

Or, ce n'est pas le cas. En France, les scénarios défendus par les Verts ne sont pas d'une minimisation des émissions de carbone, ce sont des minimisations de consommation d'énergie quitte à augmenter les consommations de carbone. Je considère comme de l'inconscience totale.

En clair, les scénarii de base présentés aux commissions parlementaires par les Verts, c'est le scénario non pas négative, mais négaWatt. On a une législation maintenant dans le logement où on a, cette année, 75 % des nouveaux logements dans lesquels le chauffage électrique est remplacé par le chauffage au gaz. Tout le monde s'en félicite. *Le Monde* a fait une page entière pour se féliciter de cela alors que c'est proprement criminel.

En clair, c'est le résultat du Grenelle de l'Environnement de Mme Kosciusko-Morizet, piloté par M. Sarkozy. C'est la non-compréhension du danger du changement climatique par les Verts qui fait que l'on devrait pousser à fond le nucléaire et les renouvelables, parce que ce sont les deux seuls outils que l'on ait aujourd'hui ; n n'en a pas d'autres.

Deuxièmement, comme outil à l'intérieur des énergies carbonées pour réduire le plus possible les plus nuisibles, cela s'appelle le coût d'émissions du CO₂. Aujourd'hui, on a des objectifs beaucoup trop timorés, l'objectif actuel de 20 dollars la tonne pour un prix de marché de cinq ou six pour le moment, est un dixième de ce qu'il faudrait si on veut se mettre sur une orbite correcte. Si on veut se remettre sur une orbite correcte, il faudrait un coût d'émission de 200 dollars la tonne de CO₂. L'Europe ne peut pas faire cela isolément sinon elle perdrait toute compétitivité et ce serait suicidaire.

Mais si grande conférence il y a, on ferait bien de mettre en ordre nos idées pour le dire à nos amis chinois, indiens et autres, qui sont d'ailleurs parfaitement conscients du danger climatique... Quand vous parlez avec des universitaires chinois de haut niveau - je fais parfois des conférences avec des Chinois - ils sont parfaitement au courant qu'ils sont en train de prendre un risque majeur. Je pense qu'il peut y avoir un terrain d'entente, mais il faudrait déjà que chez nous on ait dit que la priorité des priorités doit être le recul du charbon. La production de charbon a monté de 6,5 % par an ces sept dernières années, ce qui est de la folie furieuse. La première des choses est de remplacer le

charbon par du gaz. Cela diminue déjà de moitié les émissions pour chaque Tep remplacée.

Il faut d'abord, en ce qui concerne les énergies carbonées, les faire passer des 87 % actuels à 75 % en 2030 - c'est possible. Et à l'intérieur de ces énergies, que presque toute la réduction se fasse pratiquement sur le charbon. La priorité, c'est de sortir le charbon totalement du bilan énergétique avant la fin du siècle. Dites cela aux Allemands ou aux Polonais, rien qu'à l'intérieur de l'Union européenne, et vous passez par la fenêtre ! C'est-à-dire que les gens ne veulent pas poser le vrai diagnostic du vrai danger. Le vrai danger, c'est d'abord le charbon. Après, débarrassons-nous progressivement du pétrole et du gaz. Gardons le pétrole pour là où il est à peu près indispensable. La mobilité aérienne, où il serait difficile de s'en passer - on peut faire de l'acrobatie, mais ce n'est pas raisonnable pour ce siècle - et puis la matière première de la pétrochimie, même si on peut faire de la chimie avec de la biomasse. Là aussi, ayons les bonnes priorités, gardons le pétrole et les coupes pétrolières pour la chimie et la partie de la mobilité pour laquelle il restera indispensable.

On peut assurer une grosse partie de la mobilité par l'électricité avec les hybrides rechargeables, les voitures électriques en ville. À Paris, Autolib4, cela marche bien. Si on a des objectifs clairs, ce que l'on veut ce n'est pas de diminuer l'électricité, mais c'est diminuer le carbone. Faisons de l'électricité massivement non carbonée, cela peut se faire, 95 % de l'électricité française est non carbonée : 80 % de nucléaire et 15 % d'hydraulique ; 95 %, c'est l'objectif que l'on devrait tous avoir. On sait qu'il y a une prise de risque, on sait que le nucléaire présente des risques, mais ces risques sont à peu près 100 fois, 1 000 fois plus faibles en matière de morts potentiels que les solutions alternatives.

Il y a eu un séminaire de l'Académie de Médecine, en France, où on avait comparé le nombre de morts par unité d'énergie, par comparaison avec le charbon. Le charbon, c'est à peu près 40 000 morts par an, en direct. Je ne parle pas des morts indirects par silicose, des mineurs, ou par pollution de l'air en Chine, là, on parle en millions.

Même si vous intégrez tous les morts de Tchernobyl, directs et indirects, et les morts à venir de Fukushima qui ne seront pas très nombreux, qui seront moins d'une vingtaine, c'est un pour le nucléaire par rapport à 100 pour le charbon, même en intégrant les grands accidents nucléaires.

Le fait que l'on ait une énergie 100 fois moins dommageable pour la santé - c'est M. Tubiana, qui vient de décéder, ancien président de la cancérologie européenne, qui a donné ces chiffres, ce n'est pas M. Tartempion - reste largement ignoré ; on devrait le savoir. Les hydrocarbures se situent à peu près à 10. Vous avez 100, 10, et il y a une telle phobie du nucléaire que l'on ne veut pas voir qu'il est 100 fois moins

dangereux que le charbon, indépendamment du climat. Je parle de la santé, concernant le climat, cela n'a rien à voir : le nucléaire est non carboné et le charbon, c'est essentiellement du carbone.

Pour moi, je dirais que si les écologistes étaient logiques, ils devraient être pronucléaires. Vous avez l'ancien fondateur de Greenpeace - Patrick Moore - et également le fondateur de l'écologie en Grande-Bretagne - James Lovelock - qui sont passés pronucléaires. Ce n'est pas rien, mais c'est une toute petite élite de penseurs. Vous avez 99 % des Verts - excusez-moi, Madame, puisque vous en êtes - qui sont antinucléaires, ce qui est parfaitement paradoxal.

M. le Président. - Merci, Monsieur Bauquis. Voilà des propos qui ne manqueront pas de faire réagir. Je le vois déjà chez nos collègues.

M. Jamar (MR). - Comment M. le Professeur a-t-il remarqué que Mme était Vert ?

M. le Président. - Vous l'avez dit au point de départ.

(Rires)

M. Jamar (MR). - Merci, Monsieur le Professeur. Je crois retenir, d'abord philosophiquement de votre exposé que vous ne vous posiez pas en défenseur de ceci ou contre cela. C'est cela qui m'a bien plu dans votre exposé. Quand on annonce la venue d'un professeur qui a fait toute sa carrière chez Total, on peut se douter de ce qu'il va défendre. Mais moi je n'ai pas perçu - je vous félicite pour votre objectivité - une défense de ceci contre cela. Je crois que c'est important à signaler aussi.

Je fais un peu la transition parce que par rapport aux quelques derniers graphiques qui nous intéressent plus particulièrement, au lissage dans le temps de ce que pourraient nous apporter ces nouvelles potentialités qui nous amèneraient à 2040, 2050 - mais après, point d'interrogation - il sera peut-être trop tard si on ne prend pas rapidement des positions.

Ce qui me paraît important, dans la foulée de ce que vous venez de dire par rapport au nucléaire ou à d'autres choses, c'est de savoir individuellement, dans chaque pays, dans chaque région - et on est ici en Wallonie - quelle est notre pierre à l'édifice à potentiellement apporter. J'ai vu une carte mondiale, mais je ne sais pas s'il y en a par sous-régions ; la Wallonie, par exemple, je ne sais pas si elle existe. Il y a maintenant une carte éolienne, en Wallonie, mais je ne sais pas si la carte en question peut exister. Si elle existe, si elle est exploitable en termes ne fut-ce que de réflexion pour le futur, en Belgique, au Benelux ou dans le nord de la France - je pense qu'il ne faut pas s'arrêter à nos frontières parfois ridicules - peut-on savoir si on peut agir. Quand j'entends tout cela, j'ai l'impression que si on avait découvert tout cela il y a 30 ou 40 ans, on ne se serait pas posé beaucoup de questions, on aurait foncé assez rapidement avec beaucoup moins de réactions par

rapport aux problèmes environnementaux ou par rapport au phénomène Nimby qui existe aussi parfois. On a vu des choses aberrantes, comme vous l'avez montré avec des photos d'écoles, avec ces camions concentrés, comme on a vu des photos plutôt trop rassurantes avec quelques mètres de petites ferrailles qui ne semblent pas poser difficulté.

À mon avis, comme vous l'avez fort bien exposé, la vérité se situe entre les deux. Il faut essayer de dédramatiser aussi, mais s'il y a un phénomène de lissage potentiel parce que, étant Président de la Commission de l'énergie, des questions parlementaires ici se posent. Vous avez le ministre de l'Énergie qui répond comme il doit répondre, c'est-à-dire qu'il relate les chiffres mondiaux, les chiffres potentiels, « il est possible que..., mais les dangers sont que... », en gros, c'est cela. Nous sommes devant une inconnue. Je crois que votre exposé a le mérite de clarifier tout cela.

Mais revenant ici à notre région, au sens large du terme, pas strictement la Wallonie, peut-on en tirer quelque chose, potentiellement, pour autant que l'on en prenne la décision politique ?

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Par coïncidence, j'ai été invité hier soir à un débat universitaire à Namur et j'y suis allé par curiosité. Un professeur de géologie a un peu touché à cette question, et j'étais assez d'accord avec ce qu'il disait, sauf sur un point. Il a dit : « En Wallonie, on a deux objectifs possibles. On a une source de géothermie de bonne qualité qui ne pose pas les problèmes de la géothermie en roches sèches, qui est de l'eau à 57 degrés et avec de gros débits et à température constante ». Si c'est vrai, cela me paraît effectivement une chose sur laquelle un développement serait intéressant.

Cela ne résout pas tout, mais c'est une source d'énergie locale qui semble ne pas poser de problème d'environnement.

Par contre, il a dit : « On a peut-être des roches-mères à gaz dans le Namurien et le Wesphalien, pour ceux qui sont géologues, -310 et -320 millions d'années. Il dit que cela lui semble difficile de faire les deux à la fois. Je dirais que cela demanderait une étude ou un rapport, à moins que ce ne soit très proche des objectifs et qu'il y ait vraiment une interférence des deux. Il est peut-être possible que vous puissiez faire, au contraire, les deux ensemble. Débroussailler ce problème de savoir si vous ne pouvez pas avoir à la fois, un programme gaz et un programme géothermie ; cela ne paraît pas être une mauvaise idée.

Concernant les programmes biomasse, j'y étais opposé en France, il y a dix ans et maintenant, les Verts se retournent et disent que c'étaient de mauvais programmes ; ce qui, à mon avis, était tout à fait prévisible il y a longtemps déjà.

La dernière chose - mais là, c'est très difficile, c'est déjà très difficile à l'échelle de la France et ce le serait sans doute encore plus à l'échelle de la Belgique - c'est se positionner sur le solaire qui, pour moi, est l'autre grande source d'avenir.

L'éolien restera une énergie chère et à débits très irréguliers et on ne saura pas stocker correctement l'électricité, ni dans dix ans, ni dans 20 ans. Cela restera très cher. Nous ferons quelques progrès, mais on en a fait tellement peu au cours des 50 dernières années que c'est du rêve absolu de penser que l'on fera de gros progrès. Les gens qui dépensent de l'argent pour stocker, sous forme d'hydrogène, de l'électricité de pointe, cela n'a aucun sens. Si on veut perdre l'argent public - et en France, on y met beaucoup d'argent - c'est vraiment une stupidité totale. Je pense qu'un bouquet dans lequel vous auriez deux choses locales, la géothermie et, éventuellement, des études préliminaires sur le gaz, peut-être sur fonds publics, par des instituts de recherche, voire des universités, mais ce n'est pas bon marché. Un simple puits représente entre 10 et 20 millions d'euros et ce ne sera qu'un puits expérimental ; pour savoir si une région est bonne, il en faut une dizaine.

Comme *outsider*, essayez de regarder si quelque part, vous pouvez vous rebrancher sur le solaire où le progrès est constant. Même si c'est encore cher aujourd'hui, il y a de plus en plus d'endroits où cela deviendra compétitif.

Comme c'est de plus en plus du très *high-tech*, c'est une industrie d'avenir où il n'y a presque pas de main-d'œuvre. Le handicap du coût de main-d'œuvre n'existe presque pas, car ce sont des unités pratiquement totalement automatisées. Il faut beaucoup d'argent pour se mettre maintenant dans cette industrie. Je ne parle pas de l'installation, mais des gens qui créent les composants, les panneaux, et autres équipements liés.

M. le Président. - La parole est à M. Onkelinx.

M. Onkelinx (PS). - Tout d'abord, je vous remercie pour l'exposé très intéressant, même si quelquefois, pour le biophysicien que je suis, c'est un peu technique. On a compris la substance du message.

On a parlé énormément des États-Unis et du coût de leur gaz dont la chute des prix aura un impact sur les produits qu'ils produisent, car le coût des produits est énormément impacté par le coût des énergies et de plus en plus.

On parle beaucoup de main-d'œuvre, mais je pense que le coût des énergies impacte beaucoup plus le coût de production d'un produit que la main-d'œuvre.

Par contre, aux États-Unis, à partir du moment où ils produisent du gaz à si bas prix, il y a un impact énorme sur la compétitivité entre l'Europe et les États-Unis.

Ce différentiel de coût de production va-t-il s'accroître si on reste aussi constant ?

La deuxième chose que je souhaitais vous demander - parce que je regardais sur le site de Total qui a, entre autres, des partenariats pour l'extraction de gaz de schiste avec la Chine. J'ai vu qu'en Chine, par exemple, ils produisaient pratiquement la moitié de leur production de gaz en gaz de schiste, maintenant. Je ne sais pas si...

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Pas tout à fait. Ce ne sont pas des vrais gaz de schiste.

M. Onkelinx (PS). - Je vois qu'à Sulige...

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Oui, Sulige, c'est un Tight Gas. C'est un réservoir classique, mais très *tight*. Ils apprennent la fracturation à l'étranger puisqu'en France, ils ne peuvent pas. Je tiens tout d'abord à dire que ma présentation ne reflète pas les points de vue de Total. Il y a 12 ans que je suis indépendant et... - je pense que sur 100 projections, il n'y a que deux diapositives qui viennent de Total, que je leur ai pris dans des conférences publiques et je ne leur ai pas soumis ce que je vous raconte. Sur la compétitivité, j'ai insisté sur les deux secteurs où le problème sera le plus immédiat - la pétrochimie européenne et le raffinage européen - mais il est bien évident que ce regain de compétitivité de l'économie américaine impactera toutes les industries - la sidérurgie et ses produits en aval, l'automobile : même pour fabriquer les composants pour les avions modernes, ce sont des composants qui intègrent beaucoup d'énergie. Quand on fait de la fibre de carbone, cela consomme beaucoup d'énergie.

Quel est l'écart aujourd'hui ? Qu'est-ce que pourrait être un écart durable entre 2020 et 2030 ? Aujourd'hui, en gros, ce sont 3,5 dollars par million de BTU à quatre aux États-Unis, contre à peu près 12 en Europe.

Le gaz est donc au moins trois fois plus chers en Europe qu'aux États-Unis.

Ensuite, en Extrême-Orient, c'est à peu près 16 dollars par MBTU. Eux, c'est pire : le gaz y est quatre fois plus cher qu'en Amérique.

Qu'est-ce que pourrait être un écart durable ? Je dis qu'au mieux, si l'on arrive à renégocier tous nos contrats long terme avec les Russes et les autres grands fournisseurs, si on arrive à faire bouger le prix de 12 à 10, c'est un maximum, car à 10, les producteurs sibériens, les Qataris algériens ou nigériens n'auraient plus de marges suffisantes. On ne peut pas ruiner nos fournisseurs. Ce serait une vision court terme et je pense que dans les négociations, même en étant extrêmement durs, en ayant nous-mêmes quelques petites sources en Europe, ici et là, de gaz de roche-mère, la pression

maximum que nous pouvons exercer nous ramènera peut-être à 10 dollars par MBTU. C'est une vision assez optimiste.

Les États-Unis seront obligés, s'ils veulent que leur industrie gazière soit pérenne, de monter à environ cinq. On garderait donc un rapport d'un à deux, qui lui est un rapport qui peut durer 20 ans. Pendant 20 ans, nous serions le dos au mur, face à une Amérique qui aura une énergie à moitié moins chère que nous. Il faut l'avoir en tête. Dans les accords de libre-échange en discussion entre l'Europe et les États-Unis, il vaudrait mieux que nos négociateurs aient en tête que l'on est avec une position qui a changé radicalement dans la structure des coûts de production entre les Européens et les Américains. Il faut être vraiment certain que l'on a quelque chose à vendre, avec peu d'énergie incorporée, car eux vont nous renvoyer des produits que l'on n'a plus vus depuis très longtemps en Europe - des voitures faites en Amérique, des avions faits en Amérique, de l'acier fait en Amérique, toutes choses dans lesquelles ils n'étaient plus compétitifs. Ils avaient été sortis de la compétition internationale, mais ils vont y revenir. Cela commencera par la pétrochimie et le raffinage. On verra arriver le polyéthylène américain qui obligera à fermer les unités de polyéthylènes européennes puis les engrais et les autres produits suivront.

M. Onkelinx (PS). - C'est une question très intéressante, Monsieur le Président.

C'est un élément à mettre en exergue.

M. le Président. - J'aurai deux éléments et puis on fera un tour de table.

Premièrement, si nous comparons l'Europe aux États-Unis, on voit que la concentration de la population est beaucoup plus importante chez nous qu'aux États-Unis. Forcément, le phénomène Nimby joue davantage chez nous qu'il ne jouera aux États-Unis, même si aux États-Unis, vous avez montré des exemples particulièrement probants de ce que l'on peut effectuer ce type de forage dans des agglomérations. Il n'empêche qu'au niveau de l'Europe, cela reste un des éléments qui empêche d'avancer vers ce type de technologie.

Deuxièmement, je suis frappé par l'épuisement rapide du puits par rapport au coût de ce puits. Certains prétendent - c'était l'article dans *Le Monde* auquel je faisais allusion tout à l'heure - que l'on est en train de créer une sorte de bulle avec des investissements extrêmement importants pour une rentabilité qui, aujourd'hui, avec un gaz à trois dollars - vous avez dit que le seuil de rentabilité est à cinq, mais il a baissé -... Croyez-vous à ce danger de bulle ?

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Monsieur le Président, comme dans tout secteur économique en développement rapide, il y a des aspects

de bulles. Le premier et le plus spectaculaire, c'est qu'au départ, seuls de petits pétroliers indépendants ont cru à cette affaire-là et en ont été les pères avec l'aide de l'administration américaine. On oublie toujours que l'administration américaine, depuis 15 ans, a aidé, a mis de l'argent pour que ces techniques débouchent. On parle toujours des petits héros, des petits pétroliers américains, ils ont fortement été aidés par l'État. Ce qu'il y a de vrai, c'est que les grands pétroliers, les majors - ExxonMobil, ConocoPhillips, Chevron, Shell, BP, Total - n'y ont pas cru. Ils connaissaient le problème et se sont dit qu'ils avaient fait le tour du problème, ils ont eu tort.

Comme ils ont des moyens financiers importants, ils se sont mis - essentiellement en 2011, puis début 2012 - à acheter massivement des droits et ont investi une quinzaine de milliards de dollars pour acheter des droits à des indépendants américains qui ont joué le rôle de promoteurs, qui se sont transformés en promoteurs et qui ont presque fait le coup des *subprimes*, c'est-à-dire que l'on met un puits par-ci, un puits par-là, et après on vend le terrain. Résultat : entre le deuxième semestre 2012 et le premier semestre 2013, les majors, sur les 15 milliards de dollars d'investissement qu'ils ont fait dans ce secteur, ont passé à peu près de 7 milliards de *write-off*, de provisions pour perte. Ils ont considéré qu'ils ont payé deux fois trop cher parce que les débits étaient moins importants que prévu et les prix de vente du gaz étaient plus bas que prévu.

Quand vous achetez pour 15 milliards et qu'un an après, vous avez perdu la moitié de votre mise, c'est une bulle.

Par contre, si on regarde les productions globales de l'industrie - avec tous les petits indépendants, et cætera - on a vu des courbes de croissance forte et donc, globalement, cette industrie n'est pas une bulle. Mais qu'à l'intérieur, il y ait eu des jeux de promoteurs qui ont ruiné des gros, quelque part, c'est assez amusant de voir cela quand on a travaillé pour un gros, de savoir qu'ils ont pu « se faire avoir comme des gamins dans la cour de l'école », c'est tout à fait étonnant. Ils sont en train d'apprendre, tous les grands pétroliers ont maintenant des départements importants sur ce sujet et s'il y a un nouveau saut technologique, il viendra probablement des gros acteurs parce que ce seront des sauts technologiques beaucoup plus sophistiqués encore - j'ai parlé de la géophysique, il y a peut-être des sauts sur la fracturation elle-même qui sont possibles - qui viendront probablement des majors.

C'est un peu ce que nous amèneront ces progrès technologiques dans les dix ans qui viennent, entre 2015 et 2025, qui diront si l'on en a pour 50 ans de cette affaire-là ou si cela commencera à décliner dans 20 ans. Mais cela ne va pas décliner demain, même si ce sont des théories que l'on voit souvent être exprimées. Malheureusement, ce sont souvent des théories par des gens qui sont dans l'ASPO. Étant un des membres fondateurs de l'ASPO, cela me gêne beaucoup de voir

qu'un certain nombre de mes collègues de l'*Association for the Study of Peak Oil & Gas* croient que c'est une bulle physique. Non, c'étaient des bulles business et pas une bulle physique.

M. le Président. - La parole est à M. Brocorens

M. Brocorens, Président d'ASPO Belgique. - J'ai deux choses à ajouter. Tout d'abord, concernant la production des huiles de roches-mères aux États-Unis. Tu mentionnes une production en croissance - à ton avis, on ne sait pas exactement combien de temps - qui dépendrait d'un certain nombre d'améliorations technologiques à venir. Or, ici, on voit que la production est essentiellement centrée sur le Dakota du Nord et sur le Texas. Selon toi, ces améliorations sont-elles susceptibles d'arriver suffisamment tôt que pour empêcher, pour surmonter le déclin de ces deux régions qui ne serait pas si éloigné que cela dans le temps.

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Je crois que oui, je crois que les nouveaux *plays* auxquels l'industrie s'attaque et qui sont entrés en production dans certains centres de production et les progrès technologiques - on a des puits, ces trois derniers mois, avec des résultats très supérieurs à ce que l'on a vu avant - c'est intéressant de regarder des revues de presse journalières. Je pense que les États-Unis sont presque sûrs de pouvoir monter à cinq millions de barils/jour dans cinq ou sept ans.

La question est la suivante. Déclineront-ils fortement ensuite parce qu'ils auront tiré à fond les possibilités des meilleurs coins avec les meilleures techniques ? Ou peuvent-ils consolider et rester à ce niveau-là pendant 20 ans ? Je n'en sais rien. Je pense que, maintenant, ils sont presque sûrs de pouvoir monter sur les trois années à venir.

Sur la base de trois Mb/j cette année - ils n'ont pas des statistiques de 2,5 - en utilisant les mêmes façons de comptabiliser, on va pouvoir monter de 3 à 5, ce qui veut dire de 2,5 à 4 avec la comptabilisation des statistiques *bottom up*.

Voilà ce que je peux dire pour le pétrole.

Pour le gaz, il suffira qu'ils remettent sur cet objectif un nombre suffisant d'appareils de forage et ils mettront ces appareils quand la rentabilité des puits gaz redeviendra correcte, c'est-à-dire quand le gaz sera à 5 dollars ; à 3,5 dollars, on arrête tout ce que l'on peut arrêter.

M. Brocorens, Président d'ASPO Belgique. - La deuxième question concerne le plateau de production de pétrole au niveau mondial. Je trouve que c'est intéressant de dire que c'est un phénomène qui s'étale dans la durée, alors que nous sommes dans des sociétés qui vivent essentiellement sur le court terme.

Or, si on regarde - je vais parler à partir de ta projection de « tous liquides au niveau mondial » - on a une relativement faible croissance, un plateau, un phénomène qui s'étale sur 10 ou 20 ans à peu près. C'est important de se rendre compte qu'on ne sera pas directement dans une phase de déclin, mais qu'il y aura ce contexte de pic pétrolier qui restera avec nous pendant un certain nombre d'années, avec les conséquences qui en découlent. Une croissance extrêmement faible de la production, ou même une production qui n'augmente plus pendant 20 ans, c'est en soi déjà un problème. On a aussi observé une montée du prix du pétrole depuis 2004 à peu près, entre 2004 et 2008, on peut dire que c'est le moment pré-pic pétrolier mondial - je pense que l'on peut appeler ça comme cela - et c'est grâce au pétrole à 100 dollars que l'on a pu sortir de ce plateau temporaire dans lequel on était resté pendant quatre ans.

J'ai deux questions à ce sujet. Pour la suite, la poursuite du plateau, quel prix du pétrole faut-il avoir pour que l'on puisse maintenir cette production pendant un certain nombre d'années ? On a dû passer de 20 à 100 dollars le baril pour repartir en termes d'investissements, de déblocage des ressources qui, auparavant, n'étaient pas rentables. Quel prix du pétrole pourrait-on avoir pour maintenir ce plateau de façon assez longue ? Comment se jouera la répartition du pétrole entre les acteurs sur le marché mondial ? Parce qu'une production qui augmente très faiblement, alors qu'on a une consommation en hausse dans les pays producteurs de pétrole eux-mêmes, et leur économie est dopée par le pétrole cher qu'ils consomment de plus en plus, cela entraîne un potentiel de réduction des exportations. De plus, on a la Chine, l'Inde qui supportent mieux les prix élevés du pétrole, en tout cas, mieux que l'Europe.

Comment cela peut-il jouer à ce niveau-là, au niveau mondial, la répartition de cette très faible croissance de la production pétrolière, entre les différents acteurs ?

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Les deux questions sont liées.

La question du prix que l'on peut attendre pendant cette période 2015-2030 et quelle répartition d'une ressource contrainte ?

Sur les prix, ce qui est très vrai et merci de l'avoir rappelé, c'est que l'on est passé entre 2003 et 2008 de 20 à 100 dollars le baril. J'arrondis tous les chiffres. On peut mettre 25 à 120, cela n'a aucune importance. On a quintuplé le prix pour obtenir une augmentation de production mondiale d'à peu près cinq millions de barils par jour. On a gagné chaque année péniblement un million de barils par jour, c'est-à-dire 1 % à peu près.

Qu'a-t-on vu ?

Premièrement, que ce gain a permis l'émergence de ces nouveaux pétroles et a permis de renforcer la compétitivité des ultralourds canadiens. Si rien ne s'est passé au Venezuela, c'est à cause de raisons politiques. Techniquement, on pourrait aujourd'hui fortement augmenter la production au Venezuela s'il y avait un gouvernement ayant un comportement rationnel.

Il est certain que de passer de 20 dollars le baril à 100 dollars le baril, cela a desserré un peu la contrainte et cela a permis d'aller puiser dans ces stocks de pétroles chers dits non conventionnels.

Cependant, il y a eu une autre corde de rappel concernant les prix du pétrole qui est l'économie mondiale. Cela a été un des facteurs majeurs de déstabilisation au plan macroéconomique, cette hausse de prix. En clair, beaucoup de pays ont vu leur balance des paiements se dégrader fortement du fait du coût des importations pétrolières ou gazières, mais surtout pétrolières. C'est vrai pour beaucoup de pays européens. Peu de pays européens sont arrivés à compenser cela. L'Allemagne a compensé cela, ainsi que les Pays-Bas, mais ce sont à peu près les seuls. Tous les autres, cela a fait plonger leurs balances des paiements.

Le fait que tous les pays étaient obligés, à 100 dollars le baril, d'augmenter leurs dettes et leurs dettes cumulées, cela crée une limite macroéconomique à l'augmentation du prix.

En clair, une nouvelle augmentation, par exemple de passer de 100-110 comme aujourd'hui à 150, nous lancerait dans un surendettement encore plus fort du Japon, de l'Europe pour la plupart des pays et serait intenable, c'est-à-dire que le système financier mondial, très probablement, ne supporterait pas ces tensions et nos économies ne le supporteraient pas. Je crois que l'on ne peut pas raisonner uniquement aux bornes du système pétrolier. Le système macroéconomique, lui-même, est impacté par les niveaux de prix actuels.

Cela ne veut pas dire qu'il ne reste pas du tout de possibilité de hausse, mais elle ne peut pas être très importante en monnaie constante. Tout cela est raisonné en monnaie constante. Si l'inflation se déclençait, on peut avoir n'importe quoi.

Cela, c'est la première question, les prix sur la période 2015-2020, je ne les vois pas en moyenne dépasser 150 dollars le baril. Je pense que c'est un maximum de ce qui est supportable.

Temporairement, crise de la demande s'il y a crise économique, les prix peuvent replonger à 80 ou 70 dollars. De même très temporairement - si un gros producteur sort de la carte du jour au lendemain pour des raisons d'accident politique, le Venezuela, l'Iran, le Nigeria, ou l'Arabie Saoudite, si un de ceux-là fait défaut pendant trois mois, cela suffit à passer très temporairement à 200, 250, mais cela ne veut rien dire.

Ce n'est pas tenable. Ce sont des choses très transitoires.

Deuxième question, cette production contrainte, à peu près 95-100 millions de barils par jour, comment cela peut-il répartir, sans que cela crée des tensions qui soient éventuellement gravissimes ? Qui dit tension, à une époque, cela voulait dire des guerres au Moyen-Orient.

Je crois que l'on est en train d'aller dans la bonne direction, c'est-à-dire que l'Europe, essentiellement via le secteur automobile, est en train de réduire ses besoins assez considérablement et rapidement. On est passé en 15 ans - je parle pour les voitures moyennes - d'à peu près huit litres aux cent à environ six. On va passer de six à trois en 20 ans. Cela, c'est considérable. Cela donnera de la marge. Ce que l'on fera en Europe, on le fera à une moindre échelle aux États-Unis. On le fait au Japon à la même vitesse qu'en Europe. On le fait en Corée. Si vous voulez, les pays OCDE sont en train de réduire la consommation automobile très fortement. Cela laissera de la place à l'Inde, à la Chine pour s'équiper en véhicules d'abord classiques, puis en véhicules économiques parce que les Chinois ont un programme de R & D en particulier sur les voitures sobres encore plus important que n'importe qui en Europe.

J'ai été complètement estomaqué de voir à Shanghai l'Institut automobile chinois, les moyens dont il dispose, le niveau des cours. Ils seront en tête technologiquement sur l'automobile basse consommation dans dix ans. Il faut avoir cela en tête.

Je crois que la contrainte de la demande se desserrera progressivement chez nous d'abord, puis dix ans après dans les économies émergentes.

M. le Président. - Exceptionnellement, je vais donner la parole à une personne du public, ce n'est pas l'habitude dans les commissions parlementaires, ici, nous sommes dans un comité. Ensuite, je donnerai la parole à Mme Saenen pour clôturer.

Mme Warnant, chargée de mission Energie à la Fédération Inter-Environnement Wallonie (IEW). - Je suis Gaëlle Warnant et je suis chargée de mission Énergie à la Fédération Inter-Environnement Wallonie.

Je voulais remercier le comité pour nous permettre d'assister à l'audition, et aussi de pouvoir poser des questions et remercier M. Bauquis pour son exposé.

Je voudrais préciser que, justement hier soir, Inter-Environnement Wallonie organisait une conférence sur le sujet des gaz de schiste, que des informations seront disponibles sur notre site Internet et que, la semaine prochaine, on organise une conférence sur le charbon à Liège. Vous êtes cordialement invités.

J'ai une question concernant quelque chose dont on n'a pas parlé : les taux de fuite de méthane au niveau de

la production des gaz non conventionnels. Je sais qu'il y a beaucoup d'études avec des chiffres assez différents, mais assez significatifs au niveau des taux de fuite. Cela va de 4 % à parfois même, selon certaines études, 11 %. Or, une étude justement montre qu'à partir d'un taux de fuite de 3,2 %, le bénéfice de substituer le charbon par le gaz, au niveau climatique, pourrait être annihilé, vu le pouvoir de réchauffement global du méthane qui est de 20 à 22 fois supérieur à celui du CO₂.

Ma deuxième question, c'est par rapport aux fluides de fracturation qui sont remontés vers la surface. Vous avez parlé de différents types d'utilisation. Finalement, j'ai cru comprendre que l'on ne pouvait pas les traiter, on ne pouvait pas revenir à un niveau acceptable, ces eaux restaient contaminées. Aux États-Unis, que font-ils avec ces eaux qui sont fortement contaminées et qui ne peuvent pas être renvoyées en station d'épuration ?

M. le Président. - La parole est à M. Bauquis.

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - D'abord, sur les taux de fuite, effectivement, la littérature donne des chiffres très hétérogènes, même des études universitaires. Il en sort une tous les six mois et l'on voit des chiffres assez différents.

Je dirais que, là aussi, s'il y a une administration un peu compétente et des textes qui obligent dès que du gaz remonte à le diriger vers une torche, à installer une torche, vous devriez avoir très peu de méthane émis, vous auriez moins de 1 % de la production cumulée des puits. Une fois que la torche fonctionne, il y a 0 % de méthane, c'est du CO₂ que vous émettez. C'est du chiffre d'affaires que vous perdez.

Aujourd'hui, les volumes non pas de méthane émis, mais de torchage sont importants non pas tellement dans les zones des puits producteurs de gaz, mais dans les zones des puits producteurs à huile. Ce sont bien les puits à huile qui posent un problème. Leur effluent contient toujours un certain pourcentage de gaz dit de gaz associé. Comme il est en petite quantité et que sa production va changer de place, lorsqu'on va forer de nouveaux puits, il n'est pas récupéré, il est brûlé. Vous avez des études satellitaires qui vous mesurent cela et qui calculent les volumes brûlés à la torche à partir de la luminosité la nuit sur des provinces où l'on sait qu'il n'y a pas d'industrie. Vous avez des photos la nuit du Dakota du Nord, par exemple, et vous pouvez calculer à partir de ces photos la quantité brûlée. Vous voyez que ce n'est pas négligeable du tout puisque c'est de l'ordre d'une dizaine de pour cent du contenu énergétique total récupéré par les puits. C'est considérable ! On ne parle plus de 1 % de méthane, on parle de 10 % du contenu du puits qui est brûlé parce qu'il n'y a aucun moyen économique de le récupérer. Il n'y en a pas aujourd'hui, mais il n'y en aura pas demain. Vous ne pouvez pas récupérer ce pourcentage de gaz sur un puits à huile dont l'essentiel de la production se fait en quelques

mois. Vous ne pouvez généralement pas le brancher à une installation pérenne puisque cela va durer quelques mois, et puis après, il n'y en a presque plus.

La question est de se dire : « Perdre 10 % du contenu du puits, c'est grave, oui ou non ? ».

On va d'abord voir avec 1 % de méthane et puis après les 10 % sous forme de CO₂. À mon avis, pour le méthane, il faut le comparer aux pertes des réseaux urbains. Les réseaux urbains transportent leur méthane sous pression et vous voyez que vous avez beaucoup d'anciens réseaux sur la planète, avec des taux de pertes de l'ordre de 10 %. Vous perdez beaucoup plus de méthane à la distribution qu'à la production. Et malheureusement, le seul remède est de progressivement changer les réseaux, doubler les tubes en fonte par des tubes en plastique, et cætera. On le fait dans les pays riches et les grandes villes, mais il y a beaucoup d'endroits où ce n'est pas encore fait, y compris en Grande-Bretagne où je vis la moitié du temps. Vous avez une partie du réseau de Londres qui perd plus de 10 %. Cela ne se voit pas, c'est très diffus, cela se trouve à deux mètres sous terre et finit dans l'atmosphère.

Donc, l'urgence des urgences, ce sont les réseaux urbains.

Maintenant, en ce qui concerne l'autoconsommation par torchage, sous forme de CO₂, il faut la comparer à d'autres utilisations énergétiques voraces du gaz. Je vais en prendre deux. La première, les chaînes de gaz naturel liquéfié. Quand vous liquéfiez du gaz naturel, pour l'exporter par exemple à Zeebruges depuis le Moyen-Orient ou l'Afrique, ou l'Algérie, vous le portez à moins 160 degrés, ce qui demande des puissances de compression considérables qui consomment, à peu près 10 % du gaz. Et puis, vous en perdez parce qu'il faut maintenir votre liquide à moins 160 degrés, il y a toute une chaîne de pertes. Finalement, la perte totale jusqu'à la regazéification à Zeebruges est de l'ordre de 13 à 15 %.

Vous voyez que même si, au Dakota du Nord, vous brûlez 10 % de la marchandise, ce n'est pas énorme par rapport à ce que vous perdez dans une chaîne GNL. Quand vous transportez de l'électricité, dès que vous avez dépassé mille kilomètres, vous perdez aussi 10 %. Si vous avez généré avec du fossile en amont l'électricité, c'est comme si vous aviez mis dans l'atmosphère 10 % de votre charbon ou de votre gaz. Il faut toujours comparer des choses comparables.

Enfin, j'en viens maintenant au *gas to liquids* - GTL. Des sociétés se glorifient aujourd'hui des premières grandes usines de conversion de gaz en liquide. À ce niveau-là, vous remettez 50 % à l'atmosphère. Le rendement industriel réel de ces chaînes complexes, Fisher-Tropsch, est de 50 % sur les deux belles nouvelles usines Qatar. De Sasol et de Shell. Là, vous

mettez dans l'atmosphère 50 % du gaz utilisé sous forme de CO₂, et personne ne proteste ! Je n'ai pas vu un article des Verts disant que ces activités sont criminelles ! Je vous assure que si je prenais la tête d'un mouvement Vert, je commencerais à dire que, ce qui est inacceptable, c'est de faire des liquides de synthèses types *gas to liquids* ou *coal to liquids*. Après, mon message serait qu'il faudra en priorité se débarrasser du charbon. Après, ce sera au tour du gaz de schiste qui permet en attendant de faire régresser les productions de charbon.

J'espère que j'ai répondu.

M. le Président. - La parole est à Mme Saenen. Nous allons clôturer d'ici quelques minutes.

Mme Saenen (Ecolo). - En fait, je revenais précédemment à la problématique de compétitivité par rapport aux États-Unis. Il est clair qu'en Europe, nous avons des règlements sociaux et environnementaux qui sont plus importants et contraignants qu'aux États-Unis. Il ne faudrait pas revenir en arrière sous prétexte que les États-Unis sont plus compétitifs. Ce n'est pas vraiment une question, mais plutôt une remarque en fait. Nous avons eu dans le cadre de la Commission énergie, ici au Parlement wallon, des auditions afin d'écouter les auteurs d'une étude sur 100 % d'énergie renouvelable en Belgique en 2050. Il s'agit d'une étude universitaire réalisée par trois universités du pays. Elle donnait la possibilité, tout en sortant du nucléaire d'être 100 % renouvelables, mais moyennant, bien sûr, une isolation des maisons, une diminution de la consommation, des changements de comportement, du travail sur la cogénération, sur les renouvelables et sur la mobilité. Il y avait toute une série de contraintes, mais c'était théoriquement possible d'avoir en Belgique 100 % de renouvelable en 2050. Je constate qu'il est intéressant de faire le lien entre cette audition et celle d'aujourd'hui.

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - En France, il y a un groupe que vous connaissez forcément bien, qui a les mêmes idées, et M. Benjamin Dessus en est le penseur principal. C'est quelqu'un de compétent. Il a été au CNRS pendant des années. Mais c'est totalement irréaliste du point de vue économique, c'est-à-dire que pour le coût d'un système énergie renouvelable sur les bases actuelles, dans lequel l'éolien et la biomasse jouent une très grande part, vous êtes à des coûts réels qui sont quadruples du nucléaire même au prix actuel de l'EPR.

Par exemple, pour de l'éolien off shore, les contrats d'aujourd'hui se passent à 210 ou 220 euros le MWh ; c'est le prix que paie le Gouvernement français, ce doit être le prix que doit payer le Gouvernement belge et le Gouvernement allemand. Pour ce prix, vous avez une énergie interruptible. Il vous faut derrière des réseaux très renforcés et un *back up* au cas où le vent ne souffle pas. En fait, vos 220 deviennent 400 ; et 400, c'est

quatre fois le coût de l'électricité garantie EPR, garantie constante sur 30 ans. Du point de vue de la compétitivité, dans un rapport d'un à quatre, vous êtes mort.

Faites bien attention aux centres d'information français sur le sujet. J'imagine qu'ils ont dû influencer leurs collègues, c'est totalement biaisé.

Mme Saenen (Ecolo). - C'est une étude universitaire, ce n'était pas une étude du parti Vert.

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Ils sont alimentés probablement par d'autres universitaires, mais méfiez-vous des gens qui sont trop loin de l'industrie sur les coûts. Les coûts sont le nerf de la guerre.

M. le Président. - Je vous remercie, Monsieur Bauquis, pour cette audition très intéressante, ces réponses aux questions. Vos conclusions ont certainement interpellé parce que vous êtes à la fois économiste, très versé dans l'industrie pétrolière, vous nous avez ouvert les yeux sur les éléments gaz de schiste, et vous nous avez interpellés aussi sur ce fameux mix énergétique qui pose des questions quand on voit l'importance encore du charbon en la matière.

À notre niveau, il est intéressant de transmettre le contenu de votre conférence aux divers ministres en charge de l'Énergie, à la fois ministre wallon, mais aussi les ministres du Parlement flamand, de Bruxelles et aux ministres fédéraux en charge de l'Énergie, et de l'Économie. Il me semble que votre participation a le mérite d'ouvrir les yeux sur une série de réalités dont nous devons tenir compte. À ce niveau-là, nous aurons joué notre rôle d'écoute pour permettre un éclairage tout à fait particulier sur le sujet.

Encore une fois, je vous remercie et votre participation au Parlement wallon a été largement appréciée.

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Je vous remercie d'autant plus que, côté Parlement français, les choses ne sont pas du tout organisées comme chez vous. J'ai été convié par le groupe parlementaire Énergie. Personne n'a pris de note. Cela n'a pas été enregistré. Les questions montraient une inquiétante absence de compétences, alors que les questions ici montraient au contraire un grand sérieux. Je vous remercie donc doublement, mais j'ai presque honte d'être citoyen français en ce moment, parce que nous sommes incapables de faire des auditions correctes. Il ne reste plus que l'Office Parlementaire d'Évaluation des Choix Scientifiques et Techniques – l'OPECST - qui lui, continue de faire un travail professionnel, mais le parlement, en tant que groupe énergie du parlement, c'est peu sérieux.

M. le Président. - Nous recevons donc quatre exemplaires....

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - Mme est prioritaire...

M. le Président. - Bien sûr. Nous reproduirons ces éléments.

M. Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France. - J'imagine que vous le mettrez sur le site ? Donc ce, sera en accès libre.

M. le Président. - Oui, tout à fait.

Ceci clôture nos travaux.

La séance est levée.

- La séance est levée à 12 heures 40 minutes.

LISTE DES INTERVENANTS

M. Pierre-René Bauquis, Professeur auprès de l'Association Total Professeurs Associés et membre d'ASPO France
M. Patrick Brocorens, Président d'ASPO Belgique
M. Hervé Jamar, MR
M. Michel Lebrun, Président
M. Alain Onkelinx, PS
Mme Marianne Saenen, Ecolo
Mme Gaëlle Warnant, chargée de mission Energie à la Fédération Inter-Environnement Wallonie (IEW)

ABRÉVIATIONS COURANTES

AIE	Agence internationale de l'énergie
ASPO	Association for the Study of Peak Oil and Gaz
BTU	British Thermal Unit
CBM	coal bed methane
CO ₂	dioxyde de carbone
DOE	Departement of Energy
EIA	Energy Information Administration
ENR	Énergies renouvelables
EPR	European Pressurized Reactor
GNL	gaz naturel liquéfié
GTL	gas to liquids
Mb/j	million de barils par jour
NIMBY	Not In My BackYard
OPCEST	Office Parlementaire d'Évaluation des Choix Scientifiques et Techniques
USA	United States of America