



## Quelles réserves ? La situation des hydrocarbures

Roland Geoffrois

On m'a demandé de parler du pic pétrolier. Ce problème concerne en fait les réserves de pétrole et de gaz naturel, mais je vais centrer ma présentation sur le pétrole. Les problématiques sont similaires pour les deux. Mon exposé abordera la question au plan mondial, même si je parlerai de la France. Je précise qu'après avoir fait carrière chez Total, je fais partie de Total Professeurs associés, une association qui ne représente pas la société Total. Ce que je dirai donc n'engage que moi.

Ce sujet est très difficile parce qu'il repose sur de nombreuses confusions et que même les spécialistes ont parfois du mal à y voir clair. Déjà, les unités de mesure sont un problème. Dans le monde anglo-saxon, l'unité de compte principal est le baril, qui correspond à 160 litres, soit environ 80% des fûts d'huile qu'on voit dans les garages. En gros, on compte 7 barils à la tonne. Quand on parle de réserves pétrolières, on parle essentiellement en volume. L'ancienne URSS raisonnait en m<sup>3</sup>, mais le reste du monde raisonne en barils. En revanche, si on parle d'énergie et de contenu énergétique, on raisonne en tonnes équivalent pétrole (TEP). Dernière difficulté : le passage entre l'énergie sous forme fossile et l'électricité. 1 million de TEP fait à peu près 4 terawatts d'électricité.

### I. Évolution des réserves pétrolières et boom de la consommation au XX<sup>ème</sup> siècle

Si on regarde la consommation mondiale d'énergie primaire depuis 1800 et si on zoome sur la période 1930 – 2000 en regardant les consommations commerciales (charbon, pétrole et gaz, la consommation domestique de biomasse et de bois des pays en voie de développement n'étant pas commercialisée), on voit clairement l'accélération de l'après 2<sup>nde</sup> guerre mondiale et les chocs pétroliers qui ont cassé la cadence, même si la croissance a continué. Si on distingue énergie par énergie, on voit l'accélération phénoménale de la consommation de pétrole, l'augmentation forte du gaz, mais aussi celle du charbon. Parce que la France a fait le choix du nucléaire, nous avons tendance à penser que l'utilisation du charbon comme source d'énergie est minime. Mais, à l'échelle de la planète, la consommation de charbon reste très importante. En énergie globale, nous consommons chaque année 10 gigaTEP (10 milliards de TEP) sur la planète.

Depuis 1965, malgré les chocs pétroliers, la tendance à l'augmentation est inexorable. Toujours pour les énergies commerciales, on constate que près de 90% de l'énergie mondiale vient des fossiles. En ce qui concerne la fabrication d'électricité, l'importance du nucléaire en France nous fait oublier ce qui se fait dans le reste du monde : aujourd'hui, 2/3 de l'électricité mondiale vient d'énergies fossiles, dont 40% du charbon. Un membre de l'Agence internationale de l'énergie m'a récemment dit que la Chine inaugure une centrale électrique au charbon par semaine. La situation est complètement différente en France.

Je souhaite attirer votre attention sur un certain nombre de problèmes de lecture de tableaux dus aux définitions diverses entre énergies brutes, énergies nettes, énergies produites et énergies consommées. Le bilan énergétique français est, en gros, de 280 millions de TEP quand on calcule en ressources, et de 175 millions de TEP si on parle de consommation. La différence tient au rendement des centrales. Les rendements se sont améliorés, mais ils restent de l'ordre de 35% pour une centrale classique. Cela signifie que les 2/3 de ce qu'on met en énergie théorique partent en chaleur perdue et seulement 1/3 se transforme en kilowatts. En France, l'énergie nucléaire représente l'équivalent de 115 millions de TEP. Si la France n'avait aucun programme nucléaire, elle devrait importer 115 millions de TEP en plus par an pour couvrir sa consommation, ce qui est considérable. L'électricité globale française est d'origine nucléaire à 78%, celle d'EDF est nucléaire à 85% et hydraulique à 10%, ce qui signifie qu'EDF en France produit 95% de son électricité sans émissions de carbone.

La consommation mondiale d'énergie est de 10 milliards de TEP chaque année. La production et la consommation de pétrole proprement dites sont de 4 milliards de TEP par an, soit environ 30 milliards de barils.

La question aujourd'hui est de savoir jusqu'où on peut aller comme cela. La courbe de la consommation mondiale depuis 1930 montre que, si les chocs pétroliers de 1973 et de 1979 ont ralenti la croissance pendant un moment, elle a ensuite repris à un rythme accru après 1985. La question est de savoir ce qu'on peut extrapoler à partir de cela et si la production va pouvoir suivre.

Première réponse, un peu caricaturale : on lit partout qu'il reste du pétrole pour 40 ans environ. Cela signifie que, si l'on prend aujourd'hui un certain chiffre de réserve et qu'on le divise par la production et la consommation de chaque année, on obtient 40 ans. Cela voudrait dire que dans les 40 ans à venir, on continuerait à consommer exactement comme on le fait aujourd'hui, et qu'au bout de 40 ans, il ne resterait plus rien. Il est évident que cela ne se passera pas ainsi, d'autant plus que la consommation va sans doute continuer à croître pendant un certain temps : en *business as usual*, les 40 ans deviennent vite 30 ans. Mais on ne passera pas du maximum à zéro du jour au lendemain. Ce qu'on appelle R/P (réserves divisées par la production) est simplement une commodité de langage, pas un scénario réalisable. En outre, si on connaît la production de l'année, le problème est de connaître les réserves.

Avec des variations selon les gisements, le pétrole brut se présente sous forme de minéraux imbibés de pétrole. Pour savoir ce que contient un gisement de pétrole, il faut savoir dans quelle couche géologique il se trouve, connaître la nature de la roche, ses propriétés, sa porosité. Une fois qu'on a déterminé quel est le volume de pétrole qui se trouve dans la roche, il faut évaluer le taux de récupération. On est aujourd'hui loin de savoir retirer tout le pétrole qui se trouve dans une roche. On fait donc des hypothèses et on travaille sur le taux de récupération. Le pétrole s'est créé sur 200 millions d'années et a été fabriqué au départ par des déchets d'organismes marins qui se sont déposés au fond des mers il y a des millions d'années et qui ont été cuits par la température. Ils ont ensuite lentement migré à travers des roches perméables. Quand il n'y a rien pour les piéger, ces sédiments peuvent affluer à la surface. Pour qu'il y ait un gisement, il faut qu'il y ait un piège dont l'importance dépend de la nature de la roche. On envoie donc des géologues étudier la roche pour connaître ses caractéristiques. Au Moyen-Orient, un certain nombre de gisements sont dans une roche que l'on retrouve en surface 500 ou 1000 km plus loin. Il y a 200 millions d'années, c'était la même couche et on peut l'étudier en surface pour connaître les caractéristiques du gisement de

pétrole qui se trouve plus loin. C'est ce qu'on appelle les « analogues » de terrain. Mais la roche d'un gisement n'est pas homogène, surtout sur de grandes distances. En surface horizontale, un gisement peut se mesurer en kilomètres et même en plusieurs dizaines de kilomètres. On doit donc se représenter les variations de perméabilité et de porosité de la roche, faire des distributions de probabilité sur ces paramètres et construire des modèles pour savoir combien de pétrole il y a dans un gisement. On aboutit à des chiffres répartis en trois classes de probabilité : P90 (90% de probabilité qu'il y ait effectivement ce volume dans le gisement : les « réserves prouvées »), P50 (probabilité intermédiaire : les « réserves probables ») et P10 (faible probabilité : les « réserves possibles »). C'est là que commence la confusion, car tout le monde ne désigne pas la même chose quand on présente les réserves. Aujourd'hui, la définition mondialement acceptée de la réserve, correspond à ce que l'on pense pouvoir produire sur un gisement aux conditions techniques et économiques du moment. L'huile en place, c'est ce que contient le gisement, et la réserve, c'est ce qu'on pense pouvoir en extraire. Entre les deux, le taux de récupération. Ce dernier dépend non seulement de la nature de la roche, mais aussi de la technique d'extraction utilisée et de l'argent investi pour le faire. Si on emploie beaucoup de technique et dépense beaucoup d'argent, on récupère plus. C'est donc une notion qui évolue. On ne connaît les réserves réelles qu'une fois qu'un gisement est épuisé. De ce fait, la connaissance des réserves est évolutive au sein d'une même compagnie sur un gisement donné. Il y a en outre des réévaluations des réserves pour raisons politiques.

La durée de vie d'un gisement dépend de sa taille. Elle est en moyenne de 30 à 40 ans. Les taux de récupération sont extrêmement variables. Quand j'ai débuté dans la profession il y a une trentaine d'années, ils étaient compris entre 10% et 20%. Aujourd'hui, au niveau mondial, on a à peu près 35% de récupération. Dans certains gisements, on peut aller jusqu'à 60 ou 70%, mais, en moyenne, on laisse toujours les 2/3 dans le gisement. L'industrie se focalise sur la façon d'améliorer ce taux de récupération.

Q : Est-ce qu'on peut revenir sur un gisement ?

Roland Geoffrois : Oui, c'est possible.

Dans notre jargon professionnel, nous appelons aussi le pétrole « huile ». Il y a différentes qualités d'huile. Certaines sont très peu visqueuses et faciles à transformer, par exemple en essence. Mais il y a des huiles lourdes, très visqueuses, relativement nouvelles sur la scène internationale. On en connaissait l'existence, mais on ne savait pas bien comment les exploiter économiquement. On commence à les exploiter, mais les taux de récupération restent inférieurs à 10%. Ce sont des huiles qui ont la consistance d'une confiture, voire d'un cirage.

Le même auditeur : Qu'en fait-on ?

Roland Geoffrois : On en fait du pétrole synthétique. On connaît deux régions du monde où il y a des méga gisements de ce genre de pétrole : la ceinture de l'Orénoque au Venezuela et la province d'Athabasca au Canada. Ces gisements sont considérables : on les évalue à plus de 1000 milliards de barils en Orénoque, ce qui correspond à ce que l'humanité a consommé en cumulé depuis qu'elle exploite le pétrole, et probablement autant de barils de pétrole au Canada. Mais cela ne veut pas dire qu'on va réussir à l'extraire. Au Venezuela, on arrive à en sortir moins de 10%. On le transforme

en l'allégeant et on en fait un produit parfaitement commercialisable sous l'appellation de brut synthétique.

Un autre exemple de confusion dans les chiffres de production vient du fait que la nature a créé les hydrocarbures dans une sorte de continuum chimique allant du gaz au liquide. Quand on retire du gaz naturel de terre dans des conditions normales, le méthane et l'éthane restent gazeux, mais le pentane est liquide à température normale. C'est ce qu'on appelle les condensats. Ils sont commercialisés séparément ou réinjectés dans le pétrole brut pour l'alléger, si bien que depuis quelques années, certains incluent les condensats dans les statistiques de production.

Le pétrole dit conventionnel est typiquement le pétrole d'Arabie saoudite, léger, peu visqueux, facile et pas cher à produire. Mais, de plus en plus, on va vers des sources beaucoup plus difficiles et chères à produire, comme le pétrole offshore par exemple. Quand j'ai commencé à travailler dans le pétrole en 1970, nous en étions au tout début de l'exploitation du pétrole offshore et nous exploitions des gisements qui étaient à quelques mètres ou tout au plus quelques dizaines de mètres de profondeur. A l'époque, c'était ce qu'on savait faire de mieux. On est rapidement passé à 100 mètres, puis 200 mètres de profondeur en Mer du Nord, ce qui est relativement facile techniquement même si c'est cher. Dans les dix à quinze dernières années, les progrès techniques se sont accélérés et on trouve des productions à des profondeurs de plus 2000 m, ce qui implique que tout soit robotisé. Au fur et à mesure qu'on sait faire des choses de plus en plus difficiles, on arrive à incorporer dans le conventionnel des réserves autrefois considérées comme non conventionnelles. On ne sait pas toujours faire la différence entre les chiffres sur ces deux types de pétrole.

Autre exemple de progrès technologique : l'huile lourde du Venezuela coule assez mal toute seule et jusqu'à une date assez récente, l'exploitation se faisait essentiellement avec des puits verticaux. On a réussi à faire des puits déviés qui accroissent la surface d'exploitation et qui rendent l'extraction économiquement viable. On fait de mieux en mieux techniquement et on peut toucher des cibles en profondeur jusqu'à 10 kilomètres. Depuis une date récente, on arrive aussi à faire du pilotage de forage à l'horizontal en faisant des drains horizontaux à partir du puits vertical. On a donc considérablement accru la surface de contact entre le forage et le gisement. C'est avec ce genre de techniques qu'on a rendu les huiles lourdes exploitables économiquement, y compris en envoyant du solvant dans les puits pour récupérer plus facilement les huiles. Les huiles sont ensuite séparées du solvant, traitées et vendues sous forme de pétrole synthétique. En 20 ans, on est passé d'un pétrole lourd qui, parce qu'il était trop difficile à exploiter, était considéré comme une réserve zéro, à un pétrole dont une partie peut être comptée comme réserve.

Il faut donc retenir que quand on parle de réserves pétrolières, il y a une multiplicité de vocabulaires et ce que recouvrent les chiffres est très divers. Même les chiffres de production ne sont pas fiables. Quand on regarde les productions de certains pays du Golfe, les chiffres diffèrent selon les sources. En tenant compte de ces variations, au niveau des réserves dites « prouvées », on peut considérer qu'il y a entre 1100 et 1200 milliards de barils. Quand on essaie d'évaluer les années de production restantes, les optimistes disent que cela montre que tout va bien, puisque cela fait 20 ans qu'il y a toujours 40 ans de réserves.

Mais cela ne correspond pas à la réalité, surtout quand on considère que l'évaluation des réserves obéit aussi à des raisons politiques. Par exemple, après les chocs pétroliers, quand l'Opep a voulu

mettre en place une politique de quotas de production reposant sur les réserves de chaque pays, certains pays ont indiqué que leurs réserves étaient beaucoup plus importantes que ce qu'ils pensaient et les ont doublées du jour au lendemain. Les autres pays ont suivi. Ce qui est donc présenté comme une augmentation des réserves mondiales, notamment dans le Golfe, ne correspond à aucune découverte de gisement ou amélioration technique de l'extraction. Ce sont des chiffres strictement politiques. Les compagnies pétrolières internationales privées, qui sont cotées en bourse, font la même chose car elles ont des obligations de publication de résultats qui obéissent aux règles de la *Stock Exchange Commission* de New York, qui définissent de manière extrêmement précises ce qu'on peut présenter comme des réserves. Or comme toutes les autres entreprises, les compagnies pétrolières ont besoin de pouvoir annoncer qu'elles sont en croissance. Aussi, quand on découvre un nouveau gisement dont les géologues pensent que les réserves probables sont de 100 millions de barils, la compagnie pétrolière n'indique pas tout de suite ce chiffre. Si, par exemple, les réserves prouvées sont de 50 millions de barils, les réserves probables de 100 millions de barils et les réserves possibles de 150 millions de barils, la compagnie n'indique dans les chiffres publiés pour la valeur en bourse que 50 millions de barils de réserve. Cela permet, dans les années suivantes, de reprendre des valeurs de barils qui étaient dans la marge d'incertitude et de les reverser dans les réserves prouvées, puisqu'au fur et à mesure qu'on connaît le gisement, on peut valablement dire qu'on est plus sûr de ce qu'il contient vraiment. Ce n'est pas exactement une manipulation des chiffres, puisque c'est dû au fait que la SEC exige que l'on ne déclare comme réserves prouvées que les barils dont on est sûr qu'on peut les extraire au prix économique du moment.

Lors des négociations de quotas avec l'OPEP vers 1985, les réserves de l'Arabie Saoudite sont magiquement passées de 170 milliards à 260 milliards de barils. Même à supposer que cela correspondait à la réalité, l'Arabie Saoudite a depuis cette date continué à produire et à vendre d'énormes quantités de pétrole chaque année. À la fin d'une année, les réserves sont logiquement celles que l'on avait au début de l'année moins la production de pétrole pendant cette année. Si on veut publier un chiffre qui est le même que l'année précédente, il faut avoir des raisons d'avoir des réserves supplémentaires, ce qui suppose soit des découvertes de nouveaux gisements, soit de nouvelles techniques d'extraction. Mais depuis 1987, l'Arabie Saoudite publie les mêmes chiffres de réserves sans que rien le justifie, en prenant des barils probables ou possibles et en les reversant dans la catégories des réserves prouvées.

On peut aussi compter un gisement plusieurs fois. Le Qatar a le plus gros gisement de gaz naturel au monde. Ce gisement se trouve essentiellement au Qatar, mais on en trouve une petite partie de l'autre côté du Golfe persique en Iran, puisqu'il passe sous la mer. Une compagnie qui l'exploite des deux côtés peut publier des chiffres de réserve qui sont les mêmes pour le centre d'exploitation en Iran et pour le Qatar, alors qu'il s'agit d'un seul gisement.

Pour pouvoir raisonner sur l'avenir, le seul concept vraiment opérationnel est la notion de réserves ultimes : ce qu'on peut imaginer avoir produit pendant toute la durée d'exploitation des gisements en utilisant toutes les techniques possibles. C'est en gros le total de tout le pétrole qu'on aura produit quand il n'y en aura plus. Depuis les années 60, les gens qui ont fait l'évaluation de ces réserves ultimes sont tous tombés dans la même fourchette. Il n'y a pas de réévaluation des réserves mondiales et quand on parle en réserves ultimes, on a un message complètement différent de celui des réserves prouvées, où on en rajoute un peu tous les ans. Pour les plus pessimistes, il y aurait au total 2 000 milliards de barils en réserves ultimes et pour les plus pessimistes, 4 000 milliards. Il y a

un semi-consensus sur une moyenne de 3 000 milliards, mais avec de tels intervalles, on constate que la marge d'incertitude est phénoménale. Puisque nous avons déjà consommé 1 000 milliards de barils à ce jour, il en resterait entre 1 000 milliards et 3 000 milliards dans le meilleur des cas. En ce qui concerne les deux énormes gisements d'huiles non conventionnelles dont j'ai parlé, autant on pense pouvoir améliorer le taux de récupération au Venezuela, autant ce sera trop difficile et coûteux au Canada : le pétrole étant beaucoup plus froid dans le Nord du Canada, il est quasi solide et le seul moyen de le produire serait de chauffer le gisement, ce qui consommerait beaucoup d'énergie et serait absurde.

## II. La perspective de l'épuisement des ressources

A quoi peut ressembler l'avenir ? Pour le savoir, il faut modéliser la demande et la production. Pour la demande, il faut prendre les projections de population mondiale (9 milliards d'habitants en 2050) et les consommations régionales spécifiques. La moyenne de consommation *per capita* montre qu'en Amérique du Nord, la moyenne est de 8 TEP par habitant, et de 4 TEP par habitant en Europe. La Chine et l'Inde restent encore à un niveau bas et le reste du monde est à 1,5 TEP par habitant environ.

Il faut ensuite faire des projections de consommation qui tiennent compte de l'évolution prévisible de la Chine et de l'Inde. Jusqu'en 1995 environ, la Chine vivait sur son propre pétrole et n'en importait pas. Depuis quelques années, la demande chinoise a explosé et la Chine est présente dans de nombreux pays producteurs, notamment en Afrique. Elle peut en outre offrir des conditions d'exploitation très peu chères et donc attractives pour les gouvernements africains, puisqu'elle paie peu sa main d'œuvre chinoise. En ce qui concerne l'offre, les gisements ne sont pas éternels et la production, le traitement et le transport du pétrole impliquent des investissements importants. Il arrive un moment où il n'y a plus assez de pétrole pour que l'exploitation soit rentable et il faut donc fermer le gisement. Le plus grand gisement de gaz de la Mer du Nord a commencé à produire en 1977 et a été fermé en 2004. On essaie donc de faire des modélisations de la production de pétrole pour les gisements. La courbe de Hubert, du nom d'un géologue de la Shell qui a été le premier à théoriser le déclin de la production de pétrole, représente cette évolution. Hubert a constaté deux choses simples : 1) Le pétrole est une ressource épuisable et on ne peut pas produire le pétrole qu'on n'a pas découvert ; 2) La courbe de production suit la courbe de découverte de nouveaux gisements avec un décalage dans le temps. Si on voit la courbe de découverte décliner, cela annonce le déclin de la courbe de production. Cela s'est déjà vérifié dans le cadre des États-Unis. On peut constater la même chose au niveau mondial. Depuis les années 80, on produit nettement plus que ce qu'on découvre.

Quant à savoir si le pic pétrole va exister, l'agence internationale de l'énergie (AIE), qui est optimiste sur ce point, fait des scénarii basés sur le *business as usual* et, surtout, elle n'extrapole pas plus loin que 2030. Son modèle n'est plus fiable en 2050. Tous les gens sérieux qui se penchent sur la question ont beau empiler les différentes sources de pétrole (conventionnel et non conventionnel), ils voient tous arriver un pic de production assez rapidement. La production mondiale est actuellement de 80 à 85 millions de barils par jour. Les plus pessimistes voient arriver le pic en 2012 à un niveau de 90 millions de barils par jour. AIE et une compagnie comme Exxon disent qu'il n'y aura pas de problème,

même si ses géologues ne sont pas forcément d'accord. En revanche, Shell et Total voient arriver un plateau de production.

J'ai dit que les réserves pétrolières actuelles sont évaluées dans une très vaste fourchette entre les plus pessimistes (2 000 milliards de barils) et les plus optimistes (4 000 milliards). Quand on modélise ces chiffres sur une courbe de Hubert, cela ne modifie pas énormément les échéances : avec ces chiffres, le pic devrait arriver entre 2010 et 2030. Il faut préciser que le pic de Hubert n'est pas réaliste en ce sens qu'on ne peut imaginer que l'industrie et le monde investissent dans des capacités de production qui ne serviraient que dans une durée très limitée. L'effet du prix excessif de certains investissements par rapport aux capacités de production va conduire à un aplatissement, comme on l'a vu après les chocs pétroliers. On aura donc un plateau plutôt qu'un pic. Plus ce plateau sera bas, plus il y en aura pour longtemps. En ce qui concerne les prix, ils étaient très bas jusqu'aux premiers chocs pétroliers. Mais les chocs de 1973 et de 1979 étaient des chocs purement politiques, non liés à un manque de pétrole. Aujourd'hui, pour la première fois, nous allons vers des chocs dont la raison profonde sera la baisse des réserves. Les prix vont augmenter, mais de façon chaotique. Il sera donc difficile de prédire le coût du baril.

Au final, il faut s'attendre à un plateau de la production de pétrole entre 2010 et 2030, à un niveau de production compris entre 100 et 120 millions de barils par jour. Après, la demande énergétique mondiale va continuer à augmenter et l'approvisionnement pétrolier va diminuer. Cette donnée va radicalement changer le contexte puisque depuis 1945, le développement mondial s'est construit sur le pétrole abondant et bon marché. Elle aura des conséquences importantes sur le mix énergétique. Si on fait des projections à 2050 et 2100, en tenant compte de l'augmentation prévue de la population mondiale, on en arrive à une consommation qui passera de 10 milliards de TEP aujourd'hui, toutes énergies confondues, à 20 milliards de TEP en 2100. Mais cela se produira après le pic pétrolier et le pétrole et le gaz restants ne couvriront même pas la moitié de la demande énergétique mondiale. Il faudra donc développer d'autres sources d'énergie pour faire le bouclage. Certains misent sur les énergies renouvelables comme la biomasse ou l'énergie éolienne, mais on ne peut pas couvrir la planète de betteraves ou d'éoliennes. La seule énergie aujourd'hui disponible qui pourrait faire le bouclage est le nucléaire, que cela plaise ou non.

Pierre Veltz : Le bouclage ne pourrait-il pas être fait par le charbon ?

RG : Il est vrai que les réserves de charbon sont très importantes et qu'il contribuera davantage à la consommation mondiale. Mais à l'horizon 2050-2100, il n'y en aura probablement pas assez pour couvrir le gap, parce qu'il y aura beaucoup moins de pétrole et de gaz. Le bouclage se fera donc avec une combinaison de charbon et de nucléaire. Qu'on le veuille ou non, la part du nucléaire augmentera de manière significative, tout comme celle du charbon. Les Chinois ont déjà clairement fait le choix du charbon comme source d'énergie. En tant que Français, c'est bien de faire des efforts, mais on n'empêchera pas les Chinois d'acheter des voitures et d'augmenter leur consommation d'énergie. Les énergies renouvelables peuvent être une bonne chose, mais elles ne suffiront pas à couvrir les besoins. En plus de l'utilisation du nucléaire et du charbon pour faire le bouclage, la meilleure solution est d'économiser l'énergie, comme l'a montré en détail Dominique Dron ce matin. On peut aussi améliorer l'efficacité de certaines filières. J'ai dit tout à l'heure qu'il serait difficile d'extraire l'huile lourde du Canada parce qu'il faudrait le chauffer. Or, une centrale nucléaire produit 1/3 d'électricité et 2/3 de chaleur perdue. On pourrait imaginer de faire des centrales nucléaires sur

les sites canadiens, et, au lieu de refroidir la centrale par l'air ou l'eau, d'injecter cette chaleur dans les gisements, ce qui rendrait l'extraction possible. Cela peut paraître bizarre, mais ce pourrait être une bonne idée. Enfin, il faudra garder le pétrole pour les usages les moins remplaçables. Il faudra toujours du kérosène pour les avions, mais même s'il n'y a plus de pétrole, on sait depuis longtemps transformer du charbon en carburant adapté à tous les moteurs.

Q : Qu'est ce qu'on sait faire en matière de séquestration de CO2 ?

RG : Sur ce point, je ne partage pas tout à fait l'avis exprimé par Dominique Dron. Le stockage proprement dit n'est pas trop un problème, on sait comment le faire à des coûts relativement corrects. Le plus dur est la capture de CO2. Si tout le monde roulait en voiture électrique, il faudrait fabriquer l'électricité pour alimenter ce parc électrique. Cette électricité serait fabriquée dans des centrales. Si elles sont alimentées par une énergie fossile, cela permettra de concentrer la production de CO2 et de mieux le capturer.

Dominique Dron : Il est très clair que, pour l'instant, on ne sait capturer le CO2 que sur des émetteurs très concentrés. Quand je disais que la capture ne posait pas de problème, je pensais uniquement à cette situation.

RG : En plus, c'est techniquement difficile et très cher.

Dominique Dron : Tout à fait. C'est pour cela que j'ai placé le stockage de CO2 dans les solutions envisageables à 10 à 20 ans. L'autre problème est celui des fuites. On sait que le CO2 ronge le ciment des puits, par exemple.

RG : Ce sont des problèmes qu'on sait traiter.

Geneviève Lecamp : Puisque vous estimez que la part des énergies renouvelables restera minoritaire, que pensez-vous de l'initiative de la Suède qui vient d'annoncer qu'elle n'importerait plus de pétrole d'ici 2020 ? Je sais que c'est un petit pays, mais c'est un exemple de politique de l'après pétrole. Savez-vous si d'autres pays l'ont fait et que pensez-vous de cette initiative ?

RG : Je n'ai pas entendu dire que d'autres pays aient prévu la même politique. Vous avez donné un élément de réponse : la Suède est quand même un petit pays. Même avec la vertu des Suédois ou des Norvégiens, c'est impossible dans un grand pays. La Chine a 1,3 milliard d'habitants, avec une marge d'erreur de l'ordre de 200 millions, ce qui signifie que sa population est probablement comprise entre 1,3 et 1,5 milliard d'habitants. La marge d'erreur chinoise correspond à la moitié de la population de l'Europe. C'est là que se posent les problèmes et pas en Suède ou en Norvège.

Dominique Dron : L'idée de la Suède est à la fois pas mal, parce que la Suède ne se limite pas au sans pétrole et développe d'autres solutions avec son savoir-faire, et un peu courte. En effet, elle résout une partie de son problème en important massivement de l'agricarburant brésilien, qui contribue à la déforestation de l'Amazonie. Pour cela, on ne peut pas imaginer un monde à la suédoise. Mais l'efficacité énergétique n'a pas dit son dernier mot.

Q : J'ai été frappé par la différence entre les réserves des compagnies nationales des pays producteurs et celles des compagnies internationales privées. Quels sont les atouts des compagnies

internationales, par exemple en termes de technologie, face à ces compagnies nationales qui ont la capacité de dicter les prix et de définir la politique énergétique dans les années à venir ?

RG : Comme vous l'avez dit, leur atout est bien la maîtrise technologique, en tout cas aujourd'hui. Je vous ai expliqué comment la R&D de ces compagnies a permis d'exploiter des réserves auparavant inexploitable. Tout cela demande des savoir-faire technologiques très complexes. Pour exploiter du pétrole à 1 500 mètres de profondeur sous la mer, il a fallu des développements technologiques qui ont une complexité équivalente à ceux de la NASA. Seules les très grandes compagnies occidentales savent le faire aujourd'hui.

Q : Que pensez-vous du plan biocarburant lancé par le gouvernement français ?

RG : Je ne suis pas compétent dans ce domaine. C'est *a priori* sympathique. J'en connais un peu plus sur l'éolien. Quand on regarde la densité d'éoliennes qu'on peut mettre sur un territoire donné, la capacité maximale est de 10 mégawatts par km<sup>2</sup>, alors qu'une centrale nucléaire produit 1000 mégawatts par km<sup>2</sup>. En outre, l'énergie éolienne est intermittente. Cela ne peut donc pas suffire.

Dominique Dron : On voit que si on prolonge nos tendances de consommation actuelle avec les technologies actuelles, il faudra trouver cette énergie quelque part, ce qui aboutit à des consommations de fossiles incompatibles avec le scénario à + 2°C. Comment peut-on faire ?

RG : Avec ou sans réchauffement climatique, le pétrole s'épuisera de toute façon.

Henri de Navacelle : Cette présentation donne l'impression que tous les gisements existants sont connus et qu'il n'y a pas d'espoir de trouver des gisements ailleurs.

RG : Ce n'est pas le cas. Je n'ai pas abordé cette question compte tenu du temps imparti. Un des documents récents qui fait autorité en la matière est l'étude USGS 2000 publiée par le *Geological Survey* des États-Unis sur la base des chiffres connus à la fin 1995. Ce document fait une étude exhaustive de tous les gisements connus et de tout ce qu'ils appellent le « *yet to find* », ce qu'il reste encore à trouver. Mais dès qu'on parle de gisements à découvrir, on entre dans un scénario à la Jules Verne. Ce document fait ce qu'on appelle des « *educated guess* ». On peut regarder les méthodes utilisées, leur donner plus ou moins de crédit. Cette étude évalue les réserves à 3 000 milliards de barils, dont nous avons déjà consommé 1 000 milliards. Cette estimation correspond à une probabilité de 50%. En réserves prouvées, l'étude évalue les réserves à 2 000 milliards de baril, dont nous avons consommé la moitié, ce qui veut dire qu'on est en train de passer le pic maintenant. Mais le fait est que les rythmes de découverte ne suivent pas. Ces dernières années, il y a eu l'effondrement de l'URSS, ce qui veut dire qu'un grand territoire fermé hier à la technologie occidentale s'ouvre progressivement. C'est aussi le cas de la Chine. Il y a un certain nombre d'endroits où on sait qu'il y a des réserves potentielles, comme par exemple le Sud Soudan. Mais la guerre civile et le fait que la région soit truffée de mines empêchent la prospection.

Olivier Coussi : C'est peut-être organisé. Si on ne résout pas les problèmes de ces pays, c'est peut-être parce qu'on est intéressés par leurs ressources.

RG : Je ne vois pas ce que vous voulez dire. Je ne pense pas que les compagnies pétrolières posent des mines au Soudan pour empêcher qu'on y aille.

