

Le point sur les énergies fossiles

Jean Luc Wingert, consultant indépendant

Intéressons-nous à la disponibilité future des énergies fossiles que sont le pétrole, le gaz naturel et le charbon en laissant de côté les effets induits par leur utilisation massive, le principal étant l'émission de CO², un gaz à effet de serre.

La part des énergies fossiles dans le bilan énergétique mondial est de l'ordre de 80 % de l'énergie primaire consommée. Cet ordre de grandeur varie sensiblement selon que l'on tient compte ou non dans le bilan mondial des énergies non-commerciales, comme le bois de chauffe et la tourbe, utilisées dans les pays en voie de développement.

Une comparaison des chiffres de production réelle récents montre une différence sensible en fonction du choix de la source de données. En 2003, selon l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie), la production de pétrole fut de 3 875,5 millions de tonnes contre 3 641,8 millions de tonnes selon la compagnie pétrolière BP qui publie également des statistiques énergétiques annuelles très complètes. La différence entre les chiffres de production est ici de 6 % et monte jusqu'à 15 % selon les sources de données choisies. Les écarts s'expliquent par un manque de cohérence entre les différentes définitions du pétrole considéré mais aussi par des erreurs lors de conversions pour homogénéiser des quantités parfois exprimées en volume (barils), parfois en masse (tonnes).

L'incertitude est un premier élément fondamental à prendre en compte dans l'explication de la situation actuelle sur les marchés des hydrocarbures, incertitude d'autant plus importante lorsqu'il s'agit de prospective. Nos sociétés technophiles et informatisées, habituées aux chiffres très précis, ont tendance à prendre moins au sérieux des données arrondies pouvant être perçues comme approximatives. Pourtant, les prévisions concernant les réserves et la production futures ne peuvent être données avec plus de 3 chiffres significatifs; toute certitude exprimée avec plus

de précision peut-être considérée comme suspecte. D'une manière générale, les acteurs des marchés financiers ont horreur de l'incertitude et savent mal l'appréhender. Si l'on y ajoute le fait que la composante psychologique est importante dans la fixation des prix, nous comprenons aisément que toute prévision sur les cours futurs est quasi impossible. Nous pouvons par contre donner une tendance de long terme à la hausse, à l'approche de la raréfaction des ressources d'hydrocarbures.

Le deuxième élément fondamental concernant les prévisions de la production future d'hydrocarbures est de tenir compte des contraintes liées à l'exploitation des ressources. En particulier, la notion fondamentale de pic de production est généralement mal connue, on lui préfère le ratio R/P (Réserves divisées par la Production actuelle) qui s'exprime en années. Selon cette méthode, il « reste » 40 ans de pétrole, 67 ans de gaz naturel et 164 ans de charbon (chiffres BP). Si cette représentation simple rencontre un succès médiatique, c'est probablement qu'elle permet d'éviter de donner trop de chiffres et unités de mesures. En effet, il faudrait dire que, toujours selon BP, les réserves de pétrole conventionnel sont de 1 188,6 milliards de barils, la consommation actuelle est de 29,47 milliards de barils par an, à ce rythme nous pourrions tenir 40,5 ans. D'un point de vue industriel, il est impossible de maintenir la production au niveau actuel pendant 40 ans. La production va suivre une courbe « en cloche », continuer à augmenter progressivement tant que cela est encore possible, c'est-à-dire pendant environ une décennie, puis redescendre progressivement une fois le pic de production atteint. La raison principale qui explique que la production suive une telle courbe est l'ordre de mise en exploitation des gisements : les plus grands et les plus faciles d'accès ont été mis en exploitation rapidement, les réserves actuelles sont essentiellement constituées de gisements de petite taille et diffi-

ciles d'accès. Il est fondamental d'avoir cette représentation à l'esprit aussi bien pour le pétrole, qui sera le premier à atteindre son pic de production, que pour le gaz naturel et le charbon qui vont subir le même phénomène. Ainsi, il est plus important de fixer son attention sur le débit de la production des hydrocarbures que sur le montant des réserves. Il faut également être attentif à la source des données fournies car ce sont bien souvent des désirs ou des visions politiques qui sont exprimés au lieu de faire part le plus rigoureusement possible des incertitudes et marges d'erreur.

Le pétrole proche de son pic de production

La notion de pic de production a été modélisée pour la première fois par M.K. Hubbert, un géologue américain. Il a prédit en 1956 que la production des États-Unis atteindrait son maximum en 1970 pour redescendre ensuite, et ce fut bien le cas. Pour établir cette prévision, il a observé attentivement la répartition des découvertes dans le temps. Cela lui a permis d'estimer et de tenir compte de la quantité de pétrole restant à découvrir. Sa méthode est toujours utilisée aujourd'hui sous une forme plus sophistiquée ; elle nécessite de connaître le montant des réserves mondiales.

Schématiquement, on trouve deux types de données sur les réserves pétrolières. Les données que l'on peut qualifier de « politiques » émanant d'une partie de l'industrie pétrolière et des gouvernements représentés par l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie), dépeignent un avenir généralement serein fait de croissance de la production pendant au moins trente ans. Les données techniques, quant à elles, sont censées être confidentielles et vendues très cher par des compagnies dites de « scouting » ou plus prosaïquement d'espionnage industriel. Elles ont été rendues partiellement publiques par des géologues à la retraite regroupés au sein d'une association dénommée ASPO (Association for the Study of Peak Oil and Gas).

L'AIE publie tous les deux ans un rapport intitulé World Energy Outlook. Dans son édition 2004, les réserves estimées sont de 2 626 milliards de barils et la prévision de production de 121,3 millions de barils par jour en 2030. Si cette prévision est mise en avant par l'AIE, les détails du rapport ne cachent pas les limites de l'exercice, reconnaissant qu'il existe plusieurs sources de données divergentes et qu'un manque de transparence existe, et mentionnant le besoin d'une réforme de la normalisation des réserves. Sans se lancer dans une logique de présentation de scénarios, une étude de l'impact de prix durablement élevés est proposée. Pour l'AIE, prix élevé signifie supérieur à... 35 \$ le baril. Dans ce cas, la diminution de la demande envisagée rabaisserait la

production de 15 % pour atteindre 102,5 Mb/j en 2030. Par ailleurs un pic de la production de pétrole conventionnel est envisagé autour de 2015, 2030 ou 2035 suivant le montant des réserves considérées, mais dans les 3 cas, la production de pétrole non conventionnel compenserait le déclin du conventionnel, permettant à la demande d'être miraculeusement satisfaite pendant 30 ans. Dans un rapport d'étape publié en 2005, il est précisé que le pic de production globale n'arrivera pas avant 2030 et qu'aucune contrainte de la demande n'est à attendre, sauf si le montant des investissements n'est pas au rendez-vous. L'AIE s'inscrit résolument dans une logique économique comme déterminant principal de la production future de pétrole où la demande tendancielle doit absolument être satisfaite. Notons que dans l'hypothèse où il n'y aurait aucune contrainte sur les investissements, la production pourrait probablement augmenter plus longtemps mais, la quantité de pétrole présente dans le sous-sol étant finie, cela signifie que la pente du déclin après le pic serait plus abrupte. Cela imposerait à l'humanité une adaptation plus rapide et par conséquent plus difficile, compte tenu de la grande inertie des systèmes énergétiques. Le rapport 2005 ramène discrètement les projections de la demande à 115,4 Mb/j en 2030.

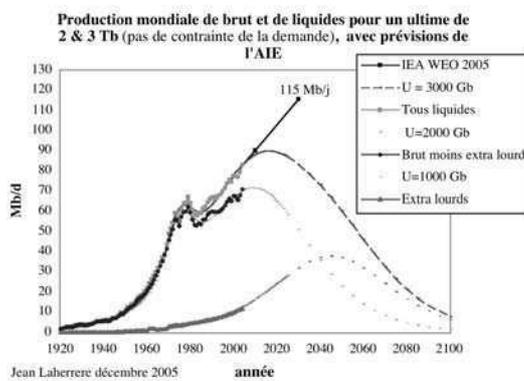
Les données techniques fournies par l'association ASPO donnent une vision nettement moins optimiste de l'avenir pétrolier. Colin Campbell, co-fondateur d'ASPO, situe le pic de production en 2010. Ce résultat est obtenu par une modélisation par pays consistant à estimer les dates de pic de productions nationales pour en faire la résultante mondiale. Notons que la Grande Bretagne a connu son pic en 1999 et la Norvège en 2001, ce qui signifie que la production européenne de pétrole décline inexorablement. L'importante marge d'erreur, intrinsèque aux données concernant les réserves et les ressources de pétrole, fait qu'il existe plusieurs visions du pic au sein d'ASPO. Jean Laherrère estime sa date vers 2015 plus ou moins 5 ans. Son approche, très rigoureuse, utilise une méthode d'estimation par gisement et non par pays qui a l'avantage d'être plus fine mais demande une analyse beaucoup plus détaillée des données. La modélisation est basée sur une somme de courbes « en cloche ». La production de pétrole non conventionnel est traitée séparément car elle ne pourra se faire qu'à un rythme relativement lent ne permettant pas de compenser la chute de production des pétroles conventionnels. En effet, les huiles extra-lourdes que l'on trouve au Canada et au Venezuela ou les sables asphaltiques en Russie et au Canada nécessitent des techniques de production très spécifiques utilisant des procédés industriels lourds tel que par exemple l'injection de vapeur in-situ ou la mine de surface.

Les réserves ultimes de pétrole selon Jean Laherrère (ASPO)

Liquides ultimes 3000 Gb dont :

- 2000 Gb de brut hors extra-lourd (dont 150 Gb restant à découvrir)
- 500 Gb de brut extra-lourd
- 250 Gb de liquides de gaz
- 250 Gb de pétrole synthétique et gains de raffinerie

Si l'on décompose la production en deux ensembles dont le rythme de production sera différent, 2000 Gb de brut hors extra-lourd d'un côté, et les 1000 Gb restant de l'autre on obtient un pic de production en 2015 (plus ou moins 5 ans).



Les prévisions de l'AIE sont de plus en plus critiquées, les 115 Mb/j ne seront certainement jamais atteints.

L'IFP (Institut Français du Pétrole) estime que les progrès technologiques pourront permettre de repousser le pic de quelques années. S'il est naturel qu'un institut de recherche technologique ait foi en la technique, notons que son estimation basse est 2018 pour le pic de production (avec une production d'environ 93 Mb/j) et son estimation haute 2028 (avec une production d'environ 107 Mb/j), ce qui reste en deçà des estimations de l'AIE. La compagnie pétrolière Total a estimé la date du pic entre 2020 et 2030 en supposant une croissance de la demande lente, se permettant même de mettre ouvertement en doute la possibilité d'atteindre les niveaux de production annoncés par l'AIE. Les estimations réalisées avec rigueur situent toute la date du pic entre 2010 et 2025.

Le gaz naturel organisé en marchés continentaux

Par rapport au pétrole, le gaz naturel présente une particularité induite par la forme gazeuse de ce combustible fossile. En effet, son stockage et par conséquent son transport est plus difficile et coûte de 7 à 10 fois plus cher que celui du pétrole. Par conséquent,

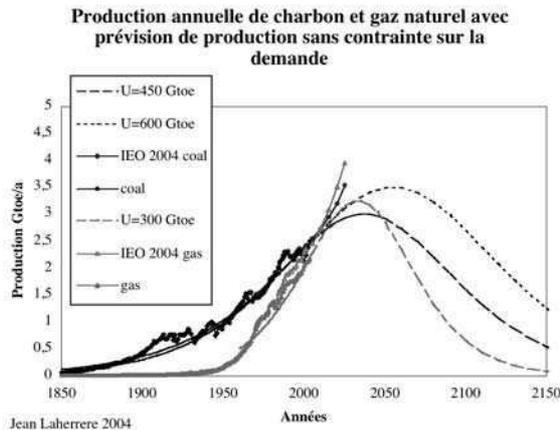
s'il existe un seul marché mondial du pétrole, il existe trois marchés régionaux du gaz naturel : Europe, Amérique du Nord et Asie. Un quatrième marché émerge en Amérique du Sud. Cette difficulté de transport explique que, dans les années 1970, le gaz naturel était détruit sur place, brûlé dans des torchères (pratique encore parfois employée aujourd'hui). Ensuite, il a été transporté par gazoduc pour un marché local et utilisé comme combustible directement sur les installations pétrolières. Le transport par gazoduc crée un lien fixe entre site de production et de consommation et nécessite des infrastructures coûteuses. C'est une des raisons pour lesquelles les contrats commerciaux gaziers se négocient généralement à long terme. Par ailleurs environ 8 % du gaz naturel produit est perdu à cause d'incidents et de fuites qu'il n'est pas toujours aisé de détecter le long d'un gazoduc. Le gaz naturel se transporte aujourd'hui essentiellement par gazoduc (80 %). Le transport par bateau (méthaniers) est maîtrisé depuis les années 1960 mais on utilise de plus en plus le GNL (Gaz Naturel Liquéfié) consistant à refroidir le gaz à -165°C ce qui permet d'occuper un volume 587 fois moindre et d'accroître les quantités transportées. Il faut cependant une usine de liquéfaction sur le lieu de départ et une de regazéification sur le lieu d'arrivée, installations coûteuses et longue à mettre en œuvre.

Les réserves ultimes de gaz naturel s'élèvent à 12000 Tcf (Tera cubic feet) en incluant le gaz non conventionnel (dont 10000 Tcf de gaz conventionnel) selon Jean Laherrère, une des sources d'information les plus fiables. Cette estimation conduit à un pic gazier mondial en 2030. Tout comme pour le pic de production de pétrole, il s'agit d'une estimation sans contrainte sur la demande. Par conséquent, si le pic de production de pétrole entraîne un choc pétrolier majeur et une récession économique mondiale longue, la date du pic de production de gaz naturel sera repoussée. Si la réaction au pic de production de pétrole consiste à se reporter massivement sur le gaz naturel, la date de son pic sera avancée.

La production de gaz naturel Nord Américaine a été la première à entrer en déclin puisque le pic aurait eu lieu en 2004. Information à garder au conditionnel car nous manquons quelque peu de recul pour pouvoir juger du fait qu'il s'agit bien du pic de l'Amérique du Nord. Le plus remarquable est que ce pic de production n'a absolument pas été anticipé mais constaté au moment où il s'est produit, entraînant une forte demande de terminaux de gazéification GNL afin d'importer du gaz naturel. Les tensions sont actuellement fortes sur ce marché et certains modèles prévoient une chute brutale de la production aux États-Unis d'ici quelques années.

La production de gaz naturel en Europe (hors ex-Urss) va probablement atteindre son pic en 2010 tandis que la production de l'ex-Urss devrait atteindre

son pic vers 2020, les réserves étant moins abondantes que celles officiellement déclarées. La compétition entre États-Unis et Europe pour le GNL en provenance du Moyen-Orient qui détient encore des réserves importantes, va s'intensifier à partir de 2010. Notons sur le graphique ci-dessous que les prévisions de l'AIE semblent encore une fois très optimistes au regard des données techniques.



Le charbon encore abondant

Le charbon va lui aussi connaître un pic de production. Certains pays comme la Grande-Bretagne ayant historiquement bénéficié de gisements faciles d'accès ont aujourd'hui quasiment épuisé leurs réserves.

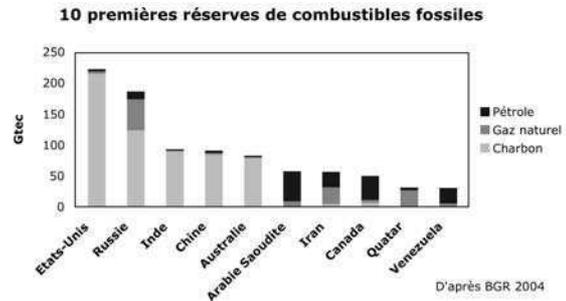
En termes d'usage, 73 % du charbon sert à la production d'électricité. Le marché du charbon est en pleine expansion et des taux de croissance annuelle de l'ordre de 5 à 8 % sont constatés, avec une croissance plus importante en Asie. Le goulet d'étranglement est actuellement constitué par les capacités d'accueil des ports et le dimensionnement des infrastructures de transport.

L'inventaire des ressources et réserves de charbon est moins organisé que pour le pétrole ou le gaz naturel. Le Conseil Mondial de l'Énergie et le BGR (l'Institut Fédéral des Géosciences Allemand) publient des chiffres consolidés.

Jean Laherrère a effectué une simulation de pic de production avec deux hypothèses sur les montants des réserves ultimes (450 ou 600 milliards de tep). Si le charbon reste l'énergie fossile la plus abondante, les dates du pic sont beaucoup plus proches que les 164 ans de charbon donnés par le ratio R/P. Ainsi, sans contrainte sur la demande le pic aurait lieu en 2035 dans l'hypothèse basse et 2055 dans l'hypothèse haute. Compte tenu de la forte incertitude, situer le pic de production de charbon autour de 2050 paraît donc une option raisonnable.

Les réserves de charbon sont beaucoup mieux réparties dans le monde que celles de pétrole ou de gaz naturel. Initialement, l'Europe comptait d'importants

gisements mais ne détient plus que 5 % des réserves mondiales dont 1,5 % en Pologne.



Le BGR a réalisé un classement des pays en fonction de leurs réserves en énergies fossiles. Ce sont les pays détenteurs des premières réserves charbonnières qui occupent les premières places, reléguant l'Arabie Saoudite à la 6^e place. Les États-Unis arrivent en tête avec les premières réserves mondiales de charbon, probablement une raison importante dans leur refus de ratifier le protocole de Kyoto.

Éléments de conclusion

Le pétrole sera la première énergie à atteindre son pic de production global, probablement vers 2015. Nous sommes déjà entrés dans la zone de turbulence qui précède ce pic de production : une hausse des prix du baril trop brutale pour l'économie mondiale est de nature à entraîner une récession qui reste le moyen le plus rapide de diminuer notre consommation de pétrole, provoquant à son tour une baisse des cours du baril. Il faut donc s'attendre à une courbe de production en « plateau ondulé » plutôt qu'à un pic de production régulier comme pourraient le laisser supposer les modèles de simulation, forcément simplifiés. Compte tenu de l'organisation régionale de sa distribution, des perturbations localisées dans l'approvisionnement du gaz naturel avant même le pic de production de pétrole sont possibles. Les premiers pays touchés pourraient être les États-Unis ou bien la Nouvelle-Zélande, isolée dans l'océan Pacifique.

L'adaptation des systèmes énergétiques de nos sociétés s'inscrit forcément dans le temps long. Encore faut-il disposer de la bonne information et mettre en œuvre des actions et politiques allant dans le bon sens, c'est-à-dire celui d'une meilleure efficacité énergétique. Or il est frappant de voir qu'en France en ce début 2006, les hommes politiques de gouvernement aussi bien de gauche que de droite traitent la crise actuelle comme si elle devait être de courte durée. Pourtant, nous sommes bien entrés dans une nouvelle phase de l'histoire, celle d'une énergie plus rare. ■