

Bulletin ASPO France n° 2 Avril-mai-juin 2007

EDITORIAL

Avec la prochaine stagnation puis le déclin de la production de pétrole par épuisement de cette ressource énergétique – la plus importante pour les activités industrielles et particulières – le problème de l’approvisionnement énergétique va sans doute dominer tous les autres problèmes. Cela tient d’une part à l’importance souvent insoupçonnée et oubliée de ces énergies dans l’économie de nos sociétés, mais aussi dans nos vies, sous forme de combustibles, chaleur, électricité et aussi matières synthétiques. Cela tient d’autre part à la négligence dans la gestion de ces ressources et à la croyance générale que l’abondance présente n’avait pas de fin. Dans les années 90, 1 litre de pétrole valait à peine 10 centimes d’euros, incitant peu à l’économiser.

Et les problèmes liés à l’environnement, me direz-vous ? En particulier les deux problèmes bien réels qui dominent actuellement l’actualité, le changement climatique et l’approvisionnement en eau potable. Il est intéressant de voir à quel point l’énergie est présente dans les préoccupations environnementales. D’abord du fait des rejets souvent inévitables lors de sa transformation : émission excessive de gaz carbonique CO₂ par la combustion d’hydrocarbures (émission très probablement responsable du réchauffement planétaire observé), émission de polluants au soufre, à l’azote..., risques radioactifs... Ces conséquences indésirables devraient rendre l’énergie encore plus précieuse. S’en prémunir coûtera aussi de l’énergie. Ensuite l’énergie est nécessaire au traitement des pollutions, des déchets ou des pénuries : dans le Golfe Persique du gaz naturel est brûlé pour dessaler l’eau de mer, dont les quantités sont plus vastes que celles de gaz naturel pour leur dessalement...

La réalité est que les inquiétudes d’approvisionnement énergétique l’emportent sur les préoccupations environnementales : des productions des principales énergies primaires celle du charbon connaît la plus grande croissance, plus de 5% par an depuis 2002, et cette croissance ne se limite pas à la Chine. Cette tendance risque de se poursuivre si on examine l’évolution du secteur brûlant plus des deux tiers du charbon, l’électricité. En 2003 les centrales électriques au charbon représentaient 1120 GW de capacité fournissant 40 % de l’électricité mondiale. En 2011, d’après les données de construction des nouvelles centrales (information de la compagnie étasunienne Mcilvaine), cette capacité devrait représenter 1700 GW soit un ajout de presque 600 GW dont au moins 300 GW pour la Chine. La durée de vie de ces centrales est de l’ordre de 60 ans. Bien sûr aucune n’est équipée de moyens pour piéger et transporter le CO₂.

X. Chavanne

Contenu du bulletin n°2

p.1 : éditorial par X. Chavanne.

p.3 : disponibilité fondamentale et observée des ressources énergétiques (partie 2) par X. Chavanne.

p.5 : revue de presse du trimestre par A. Perrodon.

p. 6 : réponse au petit exercice sur les modèles de déplétion des réserves pétrolières avec le cas de la Norvège par X. Chavanne.

DISPONIBILITÉ FONDAMENTALE ET OBSERVÉE DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES : LES COMBUSTIBLES FOSSILES (partie 2)

Par X. Chavanne

Suite de l'état des lieux sur les énergies primaires. Dans la première partie (bulletin 1 d'ASPO-F) il a été rappelé ce que désignaient les énergies primaires, comment elles sont mesurées, leur importance économique, l'explosion de leur consommation depuis plus de cinquante ans avec l'amélioration du niveau de vie et la croissance de la population. Il a été décrit les deux types d'énergies primaires, à réservoir ou à flux, qui se différencient par leur profil de production. Ces deux types doivent présenter un taux de dépenses énergétiques pour leur extraction et transformation inférieur à 1 afin de répondre aux contraintes des lois thermodynamiques.

Cette deuxième partie fait un état des lieux des trois combustibles fossiles, pétrole, gaz naturel et charbon, trois énergies primaires à réservoir ou de réserves finies. N'est donné dans le bulletin qu'un résumé des principaux points abordés dans un article plus long et disponible sur le site d'ASPO France à la rubrique *documents* (<http://aspofrance.org/texts/documents#xc>). L'article lui-même reste général sur beaucoup de points essayant de synthétiser les facteurs cruciaux pour prévoir la production de ces combustibles à moyen et long terme.

Le pétrole est scindé en différentes catégories d'hydrocarbures liquides suivant leur composition chimique, les procédés pour les extraire et les traiter et suivant le taux de déplétion de leurs gisements. Les organismes collecteurs de données distinguent ainsi les hydrocarbures extraits du gaz naturel et mis sous pression (LdeGN, 0,27 Gtep extrait en 2005), le pétrole brut y compris les condensats (3,55 Gtep) et les pétroles très bitumineux (0,1 Gtep). Du fait qu'ils peuvent se substituer au pétrole brut et ses dérivées, sont souvent ajoutés des hydrocarbures obtenus par transformation d'autres énergies primaires - kérogène, gaz, charbon, biomasse - (0,035 Gtep en 2005). D'après les taux actuels de croissance, le potentiel des réserves et les contraintes physiques dont le coût énergétique, la production de tous ces hydrocarbures excepté le pétrole brut s'élèverait à environ 0,7 Gtep en 2015. La production de pétrole resterait donc dominée par celle de pétrole brut. Or cette contribution semble proche de son maximum, peut-être même l'avoir atteint, suivant qu'on examine les données de production de ces dernières années - dans un contexte de forte demande -, qu'on applique la méthodologie de M. K. Hubbert comme l'a fait J. Laherrère, ou qu'on fasse un bilan de production annuelle entre nouvelles capacités pétrolières et déclin des anciennes, comme l'a fait C. Skrebowski pour les années entre 2005 et 2012. Cette dernière étude, si menée rigoureusement, doit permettre d'indiquer plus précisément la survenue du maximum et son évolution à moyen terme, i.e. sur 10 ans, car elle s'affranchit des valeurs de réserve et de leurs incertitudes. Elle tient compte implicitement de toutes les contraintes dont politiques et économiques. C. Skrebowski prévoit un maximum pour 2011 (en incluant les LdeGN et les bitumineux) suivi rapidement d'un déclin faute de nouvelles capacités. Son modèle pourrait sous estimer le taux de déclin au vu de certaines données.

La production de gaz naturel (2,5 Gtep en 2005) présente un taux de croissance de l'ordre de 2,5 % par an et qui devrait se poursuivre à environ 2 % par an. Suivant les caractéristiques des gisements (en particulier leurs perméabilités) et par voie de

conséquence les taux de récupération et la logistique nécessaire à mettre en œuvre, on peut distinguer une production classique (2,3 Gtep en 2005 avec un taux de récupération de plus de 60 %) et une production non classique (moins de 0,2 Gtep à partir du gaz adsorbé sur du charbon ou des roches argileuses, et du gaz contenu dans des roches compactes). Pour la première J. Laherrère prévoit, à partir de ses estimations de réserves, un maximum vers 2030. Certaines régions, dont la déplétion est plus avancée à la suite d'une production intense et plus ancienne, ont pratiquement atteint ce maximum (Amérique du Nord et Europe de l'Ouest). Les gisements non classiques, bien que contenant une ressource en place abondante, présentent de faibles débits et taux de récupération à cause des contraintes physiques. De ce fait les réserves sont difficiles à estimer, même aux Etats-Unis, pays pionnier dans cette exploitation. L'évolution de la production dans ce pays permettra d'avoir une idée du potentiel de cette ressource à l'échelle du globe. Mais il est probable que son développement se fera quand la production classique aura passé son maximum. Au mieux il pourra maintenir la production totale un temps, comme observé aux Etats Unis.

Le charbon a été l'énergie primaire qui a permis le démarrage et le développement de la révolution industrielle. Après avoir été un peu délaissé au profit du pétrole et du gaz, sa production connaît un taux de croissance de plus de 5% par an depuis 2002, avec 3,0 Gtep en 2006. Ce taux a des chances de se maintenir vu l'important développement de centrales au charbon et les menaces de pénuries sur les autres combustibles fossiles carbonés. Par rapport à eux le charbon présente des ressources d'au moins un ordre de grandeur plus élevé, ce qui se comprend géologiquement. Les quantités réellement extraites sont très difficiles à estimer du fait de la méconnaissance de facteurs importants (incertitudes sur les caractéristiques des gisements, contraintes environnementales...). En se limitant aux contraintes physiques et techniques les quantités à extraire seront probablement plus élevées que les valeurs de réserves officielles, i.e. supérieures à 400 Gtep. Grâce à des procédés thermo-chimiques de transformation en hydrocarbures liquides le charbon pourrait suppléer au manque de pétrole et répondre à la croissance de la consommation. Du fait de sa concentration en carbone et surtout du fait de coûts énergétiques de conversion plus importants, la quantité de CO₂ produite sera plus élevée que pour le pétrole à même quantité de carburant fournie. Un scénario répondant à la demande prévue et où le charbon supplée le manque de pétrole avec l'utilisation d'un procédé actuel permettant de piéger le CO₂, montre que plus de 750 Gtep de charbon devraient être extraits d'ici 2050, contre 120 Gtep jusqu'à présent.

AU FIL DES REVUES DU TRIMESTRE

par A. Perrodon

Les revues spécialisées de ce trimestre nous offrent leur lot d'informations et de réflexions qui viennent enrichir le dossier du "peak oil" et portant sur l'évolution des stratégies des grandes compagnies. Ont été passées en revue : la Revue de l'Energie, The American Oil & Gas Reporter, Petroleum Review, Petroleum Economist, Oil & Gas Journal, World Oil, la Revue du Palais de la Découverte...

Cette lecture montre qu'implicitement ou explicitement le « peak » est de plus en plus présent dans les esprits. Les auteurs diffèrent cependant quant à son imminence et les raisons de sa survenue.

La revue montre aussi les difficultés des compagnies multinationales (comme ExxonMobil, Total...) face aux compagnies nationales (contrôlées par leur gouvernement, comme Aramco Saudi...).

Plus de détails sur le site d'ASPO France à la rubrique *documents* (<http://aspofrance.org/texts/documents#ap>).

Réponse à l'exercice

Déplétion des réserves pétrolières de la Norvège

D'après l'agence gouvernementale norvégienne en charge des ressources pétrolières la Norvège a extrait en 1995 un volume de $P(1995) = 0,16 \text{ G.m}^3$ de pétrole (brut + condensat). Fin 1995 sa production cumulée ΣP_{1995} est de $1,33 \text{ G.m}^3$. Les réserves restantes en 1995, connues avec une probabilité médiane, représentent $3,2 \text{ G.m}^3$ (d'après la société pétroconsultants).

- 1- Que représente une réserve ? Qu'elle est la définition rigoureuse de Q, réserve initiale d'une région ? Peut-on connaître celle de la Norvège à partir des informations ci-dessus ?

Quantité de pétrole réellement extractible. Q représente la production cumulée totale sur la région après épuisement. $Q = Ra + \Sigma Pa + FDa$. Il manque FDa, la quantité de pétrole à découvrir à partir de l'année a.

Le volume de pétrole contenu dans les champs découverts annuellement diminue d'une année sur l'autre malgré une activité prospective à peu près constante. En extrapolant cette tendance les Norvégiens peuvent espérer découvrir encore presque $0,5 \text{ G.m}^3$ après 1995.

- 2- Déterminer la valeur de Q pour la Norvège.

$Q = 1,33 + 3,2 + 0,5 = 5,0 \text{ G.m}^3$ (arrondir)

- 3- En supposant que la production reste constante après 1995, pendant encore combien d'années la Norvège peut-elle espérer exploiter ses réserves ?

Modèle R/P avec $R = 3,7 \text{ G.m}^3$ rigoureusement. $3,7/0,16 = 23$ années après 1995, ou 2018.

En réalité depuis 1971, début de la production de pétrole, celle-ci a connu une forte croissance annuelle de presque $\alpha = 15\%$ par an. P ne reste donc pas constant. Le géologue M. K. Hubbert a développé un modèle de déplétion où P présente un profil en forme de cloche. Le début du profil présente une croissance exponentielle de taux α . Dans ce modèle au maximum, en l'année a_{max} , P vaut $\alpha Q/4$ et $\Sigma P_{a_{max}} = Q/2$.

- 4- Déterminer $P(a_{max})$. En prenant une valeur approximative pour P entre 1995 et a_{max} donner une valeur pour l'année du maximum a_{max} .

$P(a_{max}) = 0,15.5/4 = 0,19 \text{ G.m}^3/a$. Entre 1995 et a_{max} on prend en moyenne pour P à peu près $0,18 \text{ G.m}^3/a$ (plus près du max à cause de la croissance en 1995). $\Sigma P_{a_{max}} = \Sigma P_{1995} + 0,18.(a_{max} - 1995)$. D'après modèle $\Sigma P_{a_{max}} = Q/2 = 2,5$. D'où a_{max} entre 2001 et 2002.

D'après les données de production depuis (accessible sur le site de l'agence, Norwegian Petroleum Directorate/english/fact pages) P de la Norvège a atteint un maximum entre 2000 et 2001 avec $0,19 \text{ G.m}^3/a$. La production est en déclin depuis avec $0,155 \text{ G.m}^3/a$ en 2005. Le modèle de Hubbert marche bien dans le cas de la Norvège mais ailleurs ce n'est pas toujours le cas (ne marche pas au Moyen Orient à cause des embargos et des quotas). Celui R/P ne marche jamais mais c'est pourtant celui qui est le plus utilisé, sans doute à cause de sa simplicité.