

EDITORIAL

ASPO France est une association loi 1901 (publié au J.O. du 29 juillet 2006 avec l'intitulé approuvé lors de la réunion du 15 février 2006, à savoir *ASPO France a pour but l'étude de l'évolution des ressources et des productions d'énergies fossiles de toutes natures ainsi que les conséquences du déclin des productions d'hydrocarbures liquides et gazeux, et en particulier la possibilité d'y substituer d'autres énergies*) reconnue par ASPO International, réunissant majoritairement des professionnels de l'industrie pétrolière et des experts en matière de l'énergie.

Bien au fait de la complexité et de la richesse des processus géologiques et géochimiques à l'origine des accumulations d'hydrocarbures, des arcanes de l'industrie pétrolier, et des questions énergétiques en général, les membres d'ASPO France :

-ont pleinement conscience des limites actuelles des pratiques de l'exploration et de la production pétrolière,

-sont convaincus des progrès actuels et futurs des connaissances et des techniques, et de leur impact sur de nouvelles découvertes et amélioration des récupérations,

-sont persuadés des possibilités de nouvelles provinces, notamment en mer profonde et en zones arctiques, ainsi que du potentiel des importantes accumulations d'huiles extra lourdes et des bitumes,

-mais sont également conscients des conséquences des particularités de certains produits sur les coûts et les rythmes de leur exploitation, ainsi que du rendement énergétique de certaines opérations. Ils constatent depuis plusieurs années une baisse du nombre et de la taille des découvertes et d'une façon générale du rendement de l'exploration, en dépit de quelques récentes découvertes majeures, qui traduit un épuisement inéluctable des richesses énergétiques de la planète,

-et sont convaincus d'un plafonnement plus ou moins proche de la production pétrolière, modulée par l'allongement des délais de mise en production de nombreuses découvertes, notamment en zone arctique ou par les faibles flux d'exploitation de certains pétroles non conventionnels.

Dans ce contexte particulièrement complexe, les membres d'ASPO France, par delà certaines divergences mineures tenant à leur formation ou à leur approche, estiment que la production pétrolière mondiale est appelée à plafonner selon un plateau irrégulier, au plus à une centaine de millions de barils par jour, quelque 5 Gt/an, au cours des années 2010, avant de décliner suivant un profil dont la pente peut être atténuée par la mise en œuvre de nouvelles techniques.

Ils attirent tout particulièrement l'attention, devant la croissance continue de la demande pétrolière, sur un risque de déficit de l'offre qui pourrait avoir des conséquences incalculables. Pour autant, ils ne se considèrent pas comme des pessimistes, mais simplement comme des réalistes.

Alain Perrodon.

Les membres d'ASPO-France au 15 mars 2007 sont :

P. Alba, M. Allègre, S. Amant, P.-R. Bauquis, J.-M. Bourdaire, X. Chavanne, C. Cramez, J.-M. Jancovici, J. Laherrère, A. Nicolas, A. Perrodon, B. Rogeaux, J. Varet, J.-L. Wingert.

Une courte biographie de chacun se trouve sur le site de l'association (<http://aspofrance.viabloga.com/texts/qui-sommes-nous-->).

Le bulletin d'ASPO France est un des outils pour répondre aux objectifs de l'association en diffusant les données scientifiques et techniques concernant l'état des ressources en hydrocarbures fossiles et l'évolution de leur production, ainsi que d'autres formes d'énergie pouvant les y substituer. Les articles se voudront à la fois rigoureux et clairs sans être polémique de manière à progresser dans les débats concernant l'avenir des énergies. Ils seront écrits majoritairement en langue française, afin d'informer la communauté francophone. Les auteurs seront les membres de l'association mais également des experts extérieurs. Les membres d'ASPO France formeront le comité de lecture. Le bulletin se présentera pour l'instant sous forme de fichiers informatiques disponibles sur le site Internet de l'association. Sa parution sera trimestrielle, avec une date située à la fin du trimestre couvert.

Le bulletin pourra contenir des annonces d'évènements à venir (conférences...), des comptes rendus d'évènements récents, de livres ou rapports ayant trait à l'objet d'étude de l'association. Toute contribution, remarque, même critique, sont les bienvenues (envoi à xavier.chavanne@freesurf.fr).

Contenu du bulletin 1

p.1 : éditorial par A. Perrodon.

p.3 : disponibilité fondamentale et observée des ressources énergétiques (partie 1) par X. Chavanne.

p. 13 : petit exercice sur les modèles de déplétion des réserves pétrolières avec le cas de la Norvège par X. Chavanne.

p. 13 : rapport et débats sur l'énergie au sénat par X. Chavanne.

DISPONIBILITÉ FONDAMENTALE ET OBSERVÉE DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES (partie 1)

Par X. Chavanne

1. INTRODUCTION

Ce premier bulletin d'ASPO France et les suivants font un état des lieux des ressources énergétiques extractibles de la nature – ou énergies primaires E_p : combustibles chimiques*, chaleur géothermique, nucléaire et solaire, rayonnement solaire, énergie cinétique de l'eau et de l'air... –, qui après transformation et transport fourniront les formes d'énergie indispensables à l'activité et au bien-être de l'homme, ainsi que de leur potentiel de production, en s'appuyant sur les contraintes fondamentales, comparées avec celles observées. Le présent bulletin traite des généralités sur les E_p . Le second concernera les combustibles fossiles, le troisième l'énergie nucléaire, le quatrième les énergies durables – ou renouvelables – et le cinquième fera une synthèse de cet travail.

Un ami, très documenté sur les inventions passées, m'a donné un article intitulé "De quelles sources d'énergie disposera t-on en l'an 2000 ?", paru dans la gazette Dunlop n° 192 d'Août 1936, et où l'auteur – Henri PETIT – passe en revue les différentes énergies primaires. A part l'énergie nucléaire – et encore évoque-t-il la possibilité incertaine de tirer de l'énergie de radiations – toutes les énergies primaires que nous connaissons sont évoquées, avec une description plus détaillée, mais restant qualitative, des énergies renouvelables et de techniques pour les récupérer (solaire, éolien, hydraulique, vagues, biomasse dont biocarburants, chaleur océanique, géothermie, marées). L'auteur note avec une certaine prescience que même si le charbon et le pétrole sont abondants en 1936 – les découvertes d'importants gisements de pétrole faites un peu auparavant ont dissipé les craintes de pénurie un temps exprimées – ils ne dureront pas toujours.

M. K. Hubbert – le géologue du pic de pétrole –, dans l'article de Am. J. Phys. 49 (11), Nov. 1981 p.1007, a aussi passé en revue les différentes ressources énergétiques. Il y décrit également ses méthodes pour prévoir l'évolution de la production de pétrole brut aux EUd'A et dans le monde. Ses différentes estimations pour les quantités initialement récupérables – Q – d'hydrocarbures fossiles sur Terre sont proches de celles qui sont proposées actuellement par des géologues comme C. Campbell et J. Laherrère, après un examen détaillé de leur part des réserves par pays et souvent par champ. Notons que M. K. Hubbert prévoyait des quantités récupérables pour les dépôts de bitumes en Alberta et Venezuela ainsi que pour les dépôts riches en kérogène situés au centre ouest des EUd'A.

* Les combustibles chimiques regroupent le pétrole, le gaz naturel, le charbon et la biomasse. Pour respecter les usages nous appellerons combustibles fossiles les trois premiers et hydrocarbures les deux premiers, même si *stricto sensu* le charbon est un hydrocarbure.

Ce document examine à son tour le potentiel physique des différentes ressources en comparaison avec les données actuelles. Il s'appuie sur des résultats physiques connus depuis longtemps mais dont l'importance dans le domaine de l'énergie industrielle n'est pas assez prise en compte. Il utilise les valeurs de production de différentes agences internationales et nationales chargées de collecter les données d'énergie (Agence Internationale de l'Énergie AIE, Conseil Mondial de l'Énergie, ministère de l'industrie français, services statistiques du ministère de l'énergie étasunien - useia - ...) ainsi que des organismes privés. Par souci de simplification cette revue ne tient pas compte des facteurs économiques, politiques et sociaux. Ils sont supposés ne pas imposer de limites, ou plus exactement peuvent être pris en compte par un taux de croissance lors de l'exploitation commerciale d'une énergie (à la manière du géologue M. K. Hubbert). Les contraintes environnementales seront peu abordées dans cette étude. L'ampleur de ces contraintes et les moyens pour en tenir compte nécessitent des études plus spécifiques, en particulier celles concernant les limitations de émissions de CO₂ ou de prélèvements d'eau potable. Nous supposons que les techniques pour les traiter, qui existent au moins au niveau du laboratoire ou de prototypes, sont implémentées. Elles se traduisent par un surenchérissement du coût énergétique des procédés de production, un des critères examinés ici. L'étude examine les évolutions à une échelle de temps supérieure à 5 ans du fait de toutes ces simplifications.

La dernière énergie primaire découverte et exploitée par l'homme est celle libérée du noyau de quelques atomes que ce soit par fission de noyaux lourds à l'aide de neutrons ou par fusion entre noyaux légers. Cette énergie est connue depuis plus de 60 ans même si la mise en œuvre de son exploitation a pris et prend encore du temps. Au vu des connaissances actuelles de la matière, particulièrement de l'infiniment petit, et des difficultés à utiliser industriellement toutes les possibilités révélées il y a plus de 60 ans dans le domaine de la physique nucléaire, il est peu probable d'exploiter d'autres formes d'énergies primaires avant la fin de ce siècle. Il faudra faire avec celles dont nous disposons avec leurs limites fondamentales et le lent développement des techniques pour les exploiter.

L'unité employée pour quantifier le contenu calorifique des différents Ep par les organismes nationaux ou internationaux comme l'Agence Internationale de l'Énergie - AIE - est la tep, tonne équivalent pétrole. Elle correspond au pouvoir calorifique inférieur – PCI – d'un pétrole étalon de densité 0,857 (ou 7,33 baril par tonne, 1 baril = 0,159 m³) seulement composé de carbone C et d'hydrogène H, et est fixée à 41,868 GJ, arrondie à 42 GJ (J, joule unité dérivé du Système International d'unités). PCI est la chaleur dégagée lors de la combustion complète du pétrole aux conditions ambiantes (15°C, 1013 hPa ou 1 atm dites standard (s)), l'eau produite étant sous forme de vapeur. PC supérieur – PCS – inclut la chaleur dégagée lors de la condensation de l'eau, ou chaleur latente. Utiliser la tep revient à comparer toutes les énergies à l'aune du pétrole, ce qui n'est pas inapproprié vu son importance et la nécessité de le remplacer. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une unité du SI, nous allons exprimer quantités et flux avec cette grandeur pour justement faire cette comparaison. Les multiples utilisés seront : k = 10³, M = 10⁶, G = 10⁹, T = 10¹², P = 10¹⁵. Les éléments chimiques seront souvent représentés par leur symbole en usage dans les sciences physiques. Pour une croissance exponentielle de la production d'une énergie avec un taux annuel de x (ou 100.x %), la production cumulée sur N années représentera la quantité $P_0 \cdot [(1+x)^N - 1] / x$ avec P₀ la production de la première année.

2. LES ÉNERGIES PRIMAIRES Ep ET LEURS MESURES

Les quantités extraites ne sont jamais mesurées en tep mais dans les unités les plus adaptées à leur forme extraite (masse, volume...). Il existe alors deux types de difficultés, et donc deux sources d'incertitude, pour obtenir les quantités énergétiques d'Ep :

- connaître les quantités extraites des différents gisements, exprimées dans les unités d'origine, et qui seront réellement vendues ou utilisées comme énergie,
- connaître le coefficient de conversion en énergie, coefficient qui varie souvent d'un gisement à l'autre pour une même Ep.

La réf. "Energy statistics manual" co-édité par l'AIE et Eurostat détaille les difficultés et les règles pour compter les Ep. D'un pays à l'autre, les règles peuvent différer rendant les comparaisons des données finales délicates. Cependant les standards de l'AIE s'imposent un peu partout. Même s'ils ne sont pas parfaits, mais aucun système de comptage n'est parfait, leur emploi systématique réduit les erreurs. Une autre source de confusion (mais pas à priori d'incertitude) est l'emploi d'autres systèmes d'unités que le SI comme celui imposé par les Etats Unis dans le domaine pétrolier. Pour sa cohérence physique, et donc son efficacité, le système SI ainsi que ses conventions de mesures devraient être privilégiés. Devant la masse de données en unités anglo-saxonnes, j'ai renoncé à faire systématiquement les conversions. Que le lecteur veuille bien me pardonner.

Du fait de ces incertitudes sur les mesures, il n'est pas possible d'espérer une erreur sur les valeurs de production inférieure à quelques pourcents de ces valeurs (ne parlons pas des chiffres de réserves dont les incertitudes sont encore bien plus élevées).

2.1 Les combustibles chimiques

Ils sont mesurés soit en volume – pétrole, gaz – soit en masse – charbon. La biomasse est mesurée dans l'une ou l'autre. Pour chacun, du fait d'une composition chimique qui diffère d'un gisement à l'autre – différentes molécules d'hydrocarbures HC, présence de corps ou éléments pas ou peu énergétiques – les PC par unité de masse et de volume peuvent être très variables. En pratique quantités et PC sont déterminés après prétraitement près des gisements et avant leur commercialisation – enlèvement d'une grande partie des impuretés et séparation partielle des fractions d'hydrocarbures –. Dans le détail, les unités utilisées sont :

Pétrole : mesuré en baril b ($1b = 0,159 \text{ m}^3$), parfois en m^3 ou en tonne. Les conventions de l'AIE considèrent le PCI du pétrole. Pour un pétrole de densité 0,857 ou 7,33 b/t, le PCI d'un baril est de 5,7 GJ/b ou 0,135 tep/b avec des variations entre 0,12 tep/b pour les condensats (molécules légères d'HC liquides aux conditions standard (s)) – 9 b/t –, aux bitumes de PC volumique 0,15 tep/b – masse volumique 6,3 b/t –. Les écarts sont plus faibles par unité de masse, de 1,05 tep/t pour les condensats à 0,95 tep/t pour les bitumes. Il est d'usage d'adjoindre aux pétroles les HC liquides sous une pression de moins de 10 bars, et qui sont extraits du GN (butane, propane...). Leur PC vaut 1,1 tep/t ou 0,095 tep/b.

Le gaz naturel GN : mesuré en m^3 ou pied³ – f³ – ($1 \text{ f}^3 = 0,0283 \text{ m}^3$) dans les conditions dites standards (s) 15° C et 1013 hPa (= 1 atm). Le contenu énergétique s'obtient à partir du PCS volumique du gaz traité (séparation des HC condensables sous quelques bars, épuration). Malgré ce traitement il subsiste des écarts entre GN

de différents gisements. A côté du principal composant, le méthane, GN contient encore, en quantités variables, d'autres molécules HC comme l'éthane, et des gaz inertes comme l'azote et le dioxyde de carbone. Le gaz norvégien vaut 1,01 tep par 1000 m³ ou k.m³ (s) tandis que celui des Pays Bas est de 0,84 tep/k.m³ (s). PCS volumique moyen est pris à 0,90 tep/k.m³ (s).

Le charbon : mesuré en tonne brute, c'est à dire qu'il représente la masse de charbon telle que reçue par les utilisateurs (sidérurgie, centrales électriques...). Il contient des impuretés non énergétiques comme l'eau et les minéraux formant la cendre (Al, Si, Ca...). Sa partie pure (sec et sans cendre) contient des éléments chimiques qui réduisent son PC (O, S, N...). Certains sont sources de pollution chimique comme S. D'un gisement à l'autre la quantité d'impuretés et d'éléments peu énergétiques, et donc le PC, varie de plusieurs facteurs, même après traitement pour concentrer le PC par unité de masse. Cette diversité et la nécessité de distinguer les différents charbons ont donné lieu à plusieurs classifications suivant des critères d'aspects physiques et/ou de contenu en eau et matières volatiles plus facilement mesurables que le PC. En pratique le PC du charbon brut est donné à chaque livraison. Les statistiques sur la production d'Ep utilisent le PCS pour les conversions. Les utilisateurs, récupérant rarement la chaleur latente de l'eau, utilisent le PCI qui inclut aussi les pertes dues à l'humidité. Les statistiques sur les réserves regroupent en général les charbons suivant 2 ou 3 catégories avec chacun un PCS moyen. Le ministère étasunien de l'énergie classe les différents charbons commercialisés en une catégorie de bitumineux – incluant l'anhracite – avec un PCS moyen de 0,56 tep/t et une catégorie de lignite, incluant les sous-bitumineux, avec un PCS moyen de 0,26 tep/t.

La biomasse : souvent mesurée en volume ou en tonne brute, c'est à dire comme pour le charbon contenant des matières non calorifiques en quantité non précisée, en majorité de l'eau (et l'air pour le volume). Comme pour le charbon et même de manière plus importante, la composition et le PC brut sont très variables d'une origine à l'autre (bois, produits agricoles ou déchets végétaux). La masse et le PCI de la matière sèche correspondante sont parfois indiqués. Il est à noter que « sur pur » (sec et sans cendre), les végétaux (sauf oléagineux) ont une composition élémentaire et un PCI qui varie peu (0,42 tep/t_{pur} à +/-0,02 tep/t_{pur}). Les services statistiques utilisent le PCI brut mais cette grandeur est moins souvent donnée que le volume ou le tonnage brut. Si on ajoute qu'une partie de la biomasse utilisée n'est pas comptée dans les statistiques (par exemple le bois ramassé par la cuisinière d'Afrique pour son repas), la biomasse est certainement la catégorie dont la quantité est la plus approximative. Les produits agricoles destinés à l'alimentation ne font pas partie de Ep, étant donné leur usage irremplaçable à notre survie.

2.2 Autres Ep utilisés sous forme calorifique

Il s'agit de la chaleur de la fission nucléaire des noyaux, de la géothermie et du rayonnement solaire. Soit cette chaleur est estimée directement (par élévation de température et/ou par vaporisation de l'eau), si l'utilisation est purement calorifique, soit elle est estimée par la production électrique pour une utilisation thermodynamique et à l'aide d'un facteur moyen de conversion de la chaleur en électricité nette (33 % pour l'énergie nucléaire, 10 % pour la géothermie – les centrales thermodynamiques solaires sont quasi inexistantes).

2.3 Les Ep d'origine mécanique ou électromagnétique

Ce sont les dispositifs convertissant directement en électricité l'énergie cinétique des mouvements d'eau (hydraulique, vagues, marées) et d'air (éolien), ainsi que l'énergie électromagnétique du soleil (photovoltaïque). La production électrique, aisément mesurable, est prise comme quantité d'Ep produite, bien qu'il existe des pertes calorifiques durant la conversion mécanique ou électromagnétique – électrique.

3. L'IMPORTANCE DES ÉNERGIES PRIMAIRES

Ce paragraphe s'intéresse aux évolutions des Ep dans l'histoire contemporaine et leur importance dans l'économie mondiale.

Le tableau 1 décrit l'évolution de notre approvisionnement – et de notre consommation – en énergies primaires Ep au niveau mondial depuis 1850. *pa*, ou part alimentaire, reflète la consommation par personne avec une valeur de 1 représentant un besoin quasi incompressible. *pa* mondial cache d'énormes disparités entre pays (et sans doute au sein même d'un pays). En 2004 un Etasunien consomme 88 *pa* tandis qu'un Bangladais n'en utilise que 1,8 (c'est à dire proche de la valeur minimale). La France consomme environ 275 Mtep par an dont 110 Mtep de chaleur nucléaire. Son *pa* est de presque 50, dont 20 associé au nucléaire.

année énergie en Gtep/an	1850	1900	1950	1973	2004
pétrole	-	0,02	0,51	2,7	3,8
charbon	0,05	0,44	0,92	1,5	2,75
GN	-	0,005	0,15	0,98	2,3
Biomasse	0,36	0,42	0,49	0,66	1,2
nucléaire	-	-	-	0,05	0,72
hydroélectrique	-	0,002	0,01	0,11	0,24
autres	-	-	-	0,006	0,05
Total	0,41	0,89	1,6	6,0	11,0
Population G.hab	1,09	1,55	2,55	3,95	6,35
<i>pa</i> moyen	4	6,3	6,9	17	19
Sources :	*	*	* et **	AIE	AIE

Tab. 1 : évolution de la production des énergies primaires dans le monde depuis 1850 avec celle de la population et celle de *pa*, part alimentaire.

* Etemad & Luciani, "La production mondiale d'énergie 1800-1985", CNRS et CHEI, 1991, via O. Rech et J. Laherrère.

** Conférence mondiale de l'énergie de 1950.

1 *pa* ou part alimentaire : l'énergie par habitant est ramenée au besoin alimentaire d'une personne moyenne (2500 kcal/jour ou 0,091 tep/an). *pa* est une unité intéressante pour quantifier notre consommation d'Ep. Longtemps dans l'histoire de l'humanité, et encore aujourd'hui dans beaucoup de pays, l'énergie utilisée a été celle de la force musculaire, humaine ou animale, obtenue par dégradation d'une partie des aliments. Il faut adjoindre à cela le bois de chauffage et de cuisson, ainsi que le bois transformé en charbon de bois pour fabriquer quelques ustensiles et outils (poteries, pièces en fer...). Les quantités utilisées sont du même ordre de grandeur pour des questions d'accès et de disponibilité des surfaces agricole et fo-

restière. Dans cette situation d'usage minimal la quantité d'Ep est de l'ordre d'une ration alimentaire. L'estimation de la part de la biomasse en Gtep par an dans le tableau 1 en prenant $pa = 2$, donne : 0,20 (1850), 0,28 (1900), 0,46 (1950), 0,72 (1973) et 1,2 (2004). Les valeurs les plus récentes (et sans doute les plus précises et les mieux définies) sont en accord avec cette approche.

L'évolution du pa moyen montre la forte progression de la production énergétique par habitant pendant les 30 années qui ont suivi la seconde guerre mondiale ("les trente glorieuses"). Depuis 1975 environ cette consommation par tête d'habitant croît beaucoup plus faiblement. La consommation totale d'énergie augmente donc en première approximation avec la population. La croissance annuelle de la population suit une tendance plutôt linéaire avec un coefficient actuel d'environ 70 Mhab/an. En extrapolant on parviendrait à environ 9,5 Ghab en 2050, sans doute moins avec la politique de réduction des naissances de pays peuplés comme la Chine et l'Inde et le déficit de naissances en Europe. Avec un pa stable à 19 la consommation totale d'énergie atteindrait en 2050 un peu plus de 16 Gtep par an.

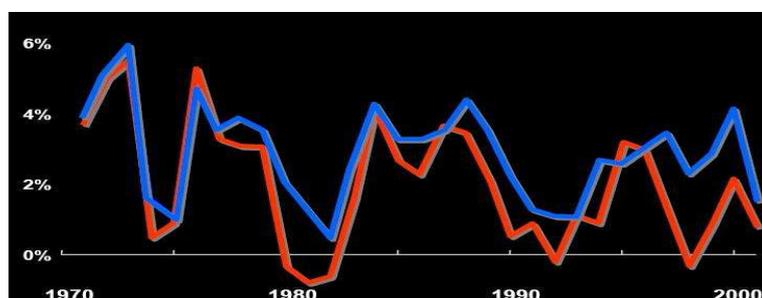


Fig.1 Taux de croissance annuels de la consommation d'Ep (rouge) et du PIB (bleu) dans le monde. La moindre corrélation observée juste avant 2000 s'explique sans doute par la forte valeur (pour ne pas dire spéculation) attribuée à l'économie de l'informatique et de la communication, moins consommatrice d'énergie que l'industrie lourde par valeur ajoutée, avant la crise boursière de 2000. Source : compagnie pétrolière Exxon Mobil.

Le désir de développement économique de nombreux pays, dont la majorité de la population présente un pa de 2 ou 3, risque d'amener cette consommation à augmenter encore plus vite. Les économistes observent une très forte corrélation entre la hausse de la consommation d'Ep et celle d'un indicateur économique comme le produit intérieur brut PIB (corrige de l'inflation et harmonisé par le pouvoir d'achat), ainsi que le montre la fig.1. Il est donc difficile de dissocier l'activité économique – telle que mesurée par le PIB – de la consommation d'Ep, même dans les pays développés. Et il y a de bonnes raisons à cela : sans électricité et sans combustible, aucune activité n'est envisageable. Si on prolonge linéairement la tendance entre 1973 et 2004 de l'approvisionnement, et donc de la consommation d'énergie, avec un coefficient de 150 Mtep par an (l'évolution sur cette période suit assez bien une tendance linéaire, voir *key world energy statistics 2005* de l'AIE), nous arrivons à une valeur pour 2050 de presque 18 Gtep/an, avec pa de 21. A cause des crises économiques durant les trente dernières années, cette tendance correspond à une croissance modérée (en terme de croissance exponentielle c'est équivalent à un taux de 1 % par an). Dans *World Energy Outlook* de 2006, l'AIE envisage une croissance de 2 % par an environ jusqu'en 2030. Si on la prolonge jusqu'en 2050 la consommation d'énergies primaires atteindrait 27 Gb. Dans la suite de notre revue nous nous placerons entre ces deux valeurs.

Malgré son importance l'énergie est très dévaluée dans notre système économique : le prix d'un baril de pétrole à 60 \$, ou 440 \$/tep, est équivalent à payer 5 centimes d'euros un verre de ce pétrole. Les produits et services tirés de cette tep sont vendus, en moyenne, à 4700 \$ (ce chiffre est obtenu en faisant le rapport entre le PIB pour le monde en 2004, 52 T\$, et la consommation de Ep dans le même temps). En 1998 le prix du pétrole était même tombé à 75 \$/tep. Les industries de base (centrales électriques, cimenterie, verrerie, métallurgie, chimie de base...) pratiquent des prix de vente aussi dévalués tout en étant fortement consommatrices d'énergie (à 0,05 € le kWh hors taxe et avec un rendement thermodynamique de 35% environ, l'électricité produite à partir d'un tep d'énergie primaire est vendue à 200 € ou 260 \$). Si ces industries peuvent apparaître peu performantes, économiquement parlant, du point de vue de l'efficacité énergétique – mesurée par l'évolution de la consommation d'Ep par unité de produit ou par comparaison avec les rendements théoriques – ce sont celles qui ont fait le plus de progrès, surtout depuis 1970. L'évolution des prix avec l'épuisement des ressources peut complètement changer ces poids relatifs, avec les conséquences qu'on imagine sur l'économie.

Les économistes planifient les besoins futurs en énergie primaire à l'aide de corrélations comme celle de la fig.1 et du taux de croissance du PIB désiré, c'est-à-dire en se basant surtout du côté de la demande. Peu de choses sont dites sur les limites physiques des énergies.

L'objet du paragraphe suivant est de définir le potentiel de ces énergies de manière qualitative.

4. FLUX ET RÉSERVOIRS

Les Ep peuvent être classées en deux catégories suivant la façon dont elles nous sont accessibles :

- les Ep contenues dans des réservoirs naturels caractérisés par un temps de remplissage T_r et un temps d'épuisement ou déplétion T_d . Ce dernier dépend de l'homme ;
- les Ep parvenant sous forme de flux permanent, en général non stockables en leur forme initiale.

4.1 Les Ep à réservoirs

Parmi ces Ep figurent d'évidence les combustibles fossiles. L'énergie nucléaire rentre aussi dans cette catégorie du fait qu'elle repose sur l'exploitation de minéraux en quantité finie sur terre. On pourrait objecter que l'énergie solaire produite par fusion nucléaire à partir d'un réservoir fini de H est aussi une Ep à réservoir. Mais ce réservoir se vide avec un temps de déplétion sur lequel l'homme n'a pas de prise. Par contre des énergies, dites renouvelables, présentent l'aspect de réservoir : la biomasse (forêts), la géothermie (roches chaudes, aquifères) et, dans une faible mesure, l'hydroélectricité (retenues d'eau). Par rapport aux combustibles fossiles, le temps de remplissage de leur réservoir est suffisamment rapide pour compenser leur déplétion par l'homme, avec une gestion raisonnable. Dans le cas des ressources extraites de la croûte terrestre les temps de remplissage sont fixés par des phénomènes à l'échelle de l'univers correspondant à des temps de l'ordre de la dizaine de milliards d'années (formation des éléments comme Uranium U, Thorium Th, Lithium Li, Deutérium D), ou par des phénomènes à l'échelle de la nature correspondant à

des temps de l'ordre du million d'années (formation des combustibles fossiles, migration des éléments).

Un réservoir est pratique car il représente un stock où l'homme peut puiser en fonction de ses besoins. Mais le stock peut être faible par rapport au taux d'extraction auquel il est soumis. Il se vide alors à une vitesse plus rapide que l'homme ne l'ait prévue. C'est la façon dont se vide le réservoir des combustibles fossiles que les membres d'ASPO cherchent à mieux connaître. La notion de réservoir ne se limite pas seulement aux ressources énergétiques. Elle s'étend à toutes ressources naturelles utilisées par l'homme et contenues dans un réservoir, comme les éléments chimiques contenus sous forme de minerais dans la croûte terrestre.

Les modèles de déplétion de ces réservoirs ont pour but de prévoir l'évolution à long terme des quantités extraites. Nombre de paramètres interviennent pour fixer le profil, qu'ils soient d'origine humaine (forte demande de la ressource, freins économiques ou politiques, progrès techniques permettant un meilleur accès ou bien créant de nouvelles applications pour cette ressource), ou d'origine naturelle (taille et qualité des gisements où se concentre la ressource). Un bon modèle, i.e. pour une bonne prévision, doit reproduire la réalité avec le moins possible de paramètres et en se basant sur des constats physiques (lois de conservation...). Des compromis sont nécessaires. Les paramètres dont l'influence se manifeste sur le profil de production par des fluctuations qui se moyennent à zéro sur un temps qui ne soit pas trop long, ne sont pas pris en compte. Le modèle n'a alors de pertinence que sur des temps plus grands que ce temps de moyennage. Le modèle le plus simple consiste à calculer un temps de déplétion depuis le moment présent – année a – en prenant le rapport de la réserve de l'Ep à la fin de l'année a , R_a , par sa production sur l'année a , $P(a)$. Mais ce modèle est trop simple car il suppose une production constante puis passant brusquement à 0 en $a + T_d$, ce qui n'est jamais observé sauf peut-être à l'échelle d'une mine ou d'un champ de gaz. Il peut tout au plus nous donner un ordre de grandeur pour T_d pour une comparaison entre Ep à réservoir. M. K. Hubbert a amélioré ce modèle en prenant un profil de production P en forme de cloche (pour une analyse quantitative il a pris la dérivée de la fonction logistique). Son modèle rend compte à la fois de l'action humaine (croissance exponentielle au début) et de la contrainte naturelle (réserve finie amenant un maximum puis un déclin de production). L'aire sous le profil P représente la production cumulée totale ΣP ou la quantité initialement récupérable Q . La date du maximum, Q et le taux de déclin (égal aussi par construction au taux de croissance initiale) sont les paramètres de ce modèle. Par conservation de la matière contenue dans le réservoir, à une année a $Q = \Sigma P = \Sigma P_a + "R_a"$; ΣP_a est la production cumulée à la fin de l'année a , " R_a " les réserves totales restantes.

Tout comme pour le modèle précédent se pose le problème d'estimer Q ou " R_a " (ΣP_a est en général bien connu, à quelques % près). On peut attendre l'épuisement de la réserve mais en terme de prévision cela n'a pas grand intérêt. L'estimation de Q repose sur la connaissance des gisements déjà découverts et une extrapolation des quantités restant à découvrir après l'année a , FD_a . Par convention R_a représente les quantités connues, réparties dans différents gisements, et non encore extraites à l'année a . Ainsi $Q = \Sigma P_a + R_a + FD_a$. Dans le cas de R_a , outre la difficulté de bien connaître la taille de chaque gisement, il y a aussi la difficulté à estimer la fraction récupérable de la quantité en place. Cela dépend des caractéristiques du gisement, mais aussi des procédés d'extraction utilisées et de la façon de les utiliser (perte dans le cas de surexploitation des champs de pétrole). La quantité récupérée va dé-

pendre aussi des moyens mis en œuvre (matériels, personnel...) pour son exploitation, moyens découlant de l'intérêt pour la ressource. Dans les débats qui entourent les estimations des réserves de pétrole (et par extension des autres ressources), on peut en simplifiant distinguer deux approches, celle purement économique et celle basée sur des considérations géologique ou physiques.

Dans la première approche les réserves totales dépendent du niveau des investissements pour les exploiter, lui même lié aux prix de vente actuel et attendu à moins de 5 ans. Les réserves croissent avec les prix et l'intérêt pour la ressource. M. A. Adelman, professeur d'économie au Massachusetts Institute of Technology, exprime cela ainsi : "Minerals are inexhaustible and will never be depleted. A stream of investment creates additions to proved reserves from a very large in-ground inventory. The reserves are constantly being renewed as they are extracted... How much was in the ground at the start and how much will be left at the end are unknown and irrelevant". M. A. Adelman inclut le pétrole dans ces minéraux inépuisables. Cela revient à dire que la Terre dispose de ressources extractibles infinies. En appui de cette affirmation il existe un fait géologique bien établi. Si on fait une estimation de la masse de carbone C sous forme réduite – associé avec lui-même ou H et donc avec un potentiel énergétique sous forme chimique – qui est contenue dans la matière organique fossile enfouie dans la croûte terrestre, on arrive à des quantités de l'ordre de 10 000 Tt ; étant donné que ce carbone résulte de la dissociation par photosynthèse de la molécule de CO₂, cette valeur est obtenue en calculant la quantité de O₂ qui s'est libérée dans l'atmosphère et qui a oxydé certains éléments abondants comme S et Fe. Cela fait de l'ordre de 1 million de fois la quantité d'hydrocarbures brûlée annuellement par l'homme.

La deuxième approche se base sur l'expérience technique acquise dans la prospection et l'exploitation des gisements. C'est celle des géologues et ingénieurs de la production confrontés à la réalité du terrain. C'est celle aussi d'analystes ou d'investisseurs très au fait de l'histoire de production de gisements ou de régions riches mais maintenant épuisés. Il est souvent reproché aux personnes adoptant cette approche d'être trop prudents et de sous-estimer les progrès technologiques. Cependant l'histoire des techniques, surtout dans le domaine de l'énergie, montre que leur phase de mise au point est lente du fait de la complexité des phénomènes physiques. Ainsi le forage de puits pétroliers horizontaux est une idée très ancienne ; les premiers datent de la fin des années 50. En 1983, Elf forait jusqu'à presque 3000 m de profondeur un puits de 1300 m de départ horizontal. Les limites de la technique et celles d'un investissement même abondant grâce à des prix de vente élevés sont illustrées par le déclin irréversible de la production pétrolière étasunienne et de celle plus récente de la mer du Nord, malgré des moyens élevés (nombre de puits forés, investissements en E&P ...). Du fait de la déplétion avancée le retour sur investissement (en terme de production) est de plus en plus mauvais. Quant au potentiel famineux de la matière organique enfouie dans la croûte qui appuierait l'affirmation de M. A. Adelman, il reste inaccessible. La formation du pétrole, GN et charbon, seuls extractibles, a nécessité des conditions au départ et une succession d'étapes qui ont réduit considérablement la masse de matière organique de ces produits (de l'ordre de 10 Tt, principalement du charbon).

En dernier ressort, le rendement énergétique fixe la taille des réserves : pour récupérer, traiter 1 t de pétrole brut, il ne sera pas dépensé plus d'une tep d'énergie, propre et externe, c'est-à-dire le taux de dépenses ne sera pas supérieur à 1 (ou 100 %). Il sera sinon plus rentable de dépenser directement les énergies externes pour

satisfaire les besoins de l'homme. Presque toute la matière organique enfouie dans la croûte nécessiterait de dépenser en énergie plus qu'il ne sera récupéré à cause de sa dispersion, de sa localisation profonde, de son état... De plus la dégradation du rendement accélère l'épuisement d'un réservoir : un taux de dépenses de 50 % de Ep nécessite d'extraire 2 fois plus de ressources que dans le cas d'un taux de dépenses inférieur à 1 %, afin de garder la même quantité du produit final ou même profit net. L'exploitation en Alberta des pétroles bitumineux, depuis l'extraction par vapeur injectée dans des puits horizontaux jusqu'à leur raffinage, nécessite plus de 40 % du contenu énergétique des bitumes récupérés, contre à peine 5% pour les gisements de pétrole anciennement exploités. C'est pourtant sur ces pétroles bitumineux que se fondent les plus grands espoirs pour empêcher le plafonnement de la production de pétrole mondiale.

4.2 Les Ep à flux

Si ces énergies se présentent différemment des précédentes, en offrant un sentiment de sécurité par leur permanence – ou leur "renouvellement" – elles partagent cependant des traits communs : ces énergies comme les précédentes sont soumises à la contrainte du rendement énergétique ou d'un taux de dépenses inférieur à 100 %. Il va dépendre des coûts énergétiques des équipements et du coût d'exploitation pour capturer une partie du flux énergétique et le mettre sous une forme utile (chaleur, électricité...). Il dépend aussi des caractéristiques du flux, intensité, régularité..., souvent différentes d'un endroit à l'autre. Comme pour les énergies précédentes, on peut parler de gisements où se concentre plus particulièrement le flux (régions ensoleillées, zone ventée de manière régulière, points chauds de la croûte terrestre...). Ces énergies nécessitent des coûts supplémentaires pour leur stockage ou pour la gestion de leur variabilité.

Leur production par l'homme peut se modéliser par une croissance jusqu'à un flux limite, dépendant comme dans la première catégorie en partie de leur intérêt et des progrès des techniques. Ce flux limite ne représentera qu'une fraction du flux théorique ou potentiel fixé par la nature et l'univers.

Suite au prochain bulletin.

D'après un exercice donné à des étudiants pour comprendre les modèles de déplétion : la déplétion des réserves pétrolières de la Norvège.

L'agence gouvernementale norvégienne en charge des ressources pétrolières (Norwegian Petroleum Directorate) indique que 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). Les Norvégiens utilisent le mètre cube, unité du SI, au lieu du baril, ce qui est tout à leur honneur.

- 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 ?

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

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} .

La réponse dans le prochain bulletin. Pour vous aider vous pouvez aller sur le site de l'agence, Norwegian Petroleum Directorate/english/fact pages. Le modèle marche bien.

Rapport et débats au sénat sur le climat et l'approvisionnement énergétique.

Suite à la publication d'un rapport sur ce double thème par deux sénateurs, MM. P. Laffitte et C. Saunier, un débat a été organisé le 29 juin 2006, auquel a participé un des membres d'ASPO France. Tous les détails sont en ligne :

<http://www.senat.fr/rap/r06-056-1/r06-056-1.html> (les débats)

<http://www.senat.fr/rap/r05-426/r05-426.html> (le rapport)

Ces documents montrent une prise de conscience des difficultés concernant les énergies de la part de responsables politiques. Malheureusement pas de tous au vu du déroulement de la campagne présidentielle.