

## ANNEXE 3

# ASPO ET LES ÉCONOMISTES DU LIBRE MARCHÉ

### 3.1 Contexte économique

Les théories de l'économie libérale ou de marché libre ont été de plus en plus appliquées par les Etats à partir des années 80 grâce à l'appui de personnalités politiques comme M. Thatcher ou R. Reagan. Ce système de pensées n'est pas nouveau. Il a déjà existé à la fin du 19<sup>e</sup> siècle et au début du 20<sup>e</sup> au moment où l'industrie connaissait un développement fulgurant. En 1764 le duc de Choiseul, ministre de Louis XV, libéralisait le marché des grains (cette expérience fut de courte durée). Du fait de ces précédents le système actuel est aussi appelé système néolibéral. Les économistes de cette tendance se sont opposés aux idées pessimistes et « malthusiennes » dominantes dans les années 70. Ces idées étaient représentées par des économistes comme E. Schumacher ou N. Georgescu-Roegen, des hommes politiques comme le président des Etats-Unis d'Amérique (EUd'A) J. Carter. Elles s'appuyaient aussi sur les travaux et les prédictions de géologues comme M. K. Hubbert ou d'universitaires comme D. Meadows et al. Les idées néolibérales se sont imposées avec la chute des prix des ressources énergétiques par excès d'offre - en particulier du pétrole au début de l'année 1986 - et l'effondrement du bloc communiste à la fin des années 80. Les responsables des grands organismes internationaux et nationaux sont imprégnés de ces idées. Les recommandations de l'agence internationale de l'énergie (AIE) ou les directives des ministères en charge de l'énergie – USDOE aux EUd'A, ministère des l'économie et de l'industrie en France, department of trade and industry (DTI) au Royaume-Uni... – vont dans le sens des théories libérales (Ces organismes s'occupent aussi de collecter les données brutes de production énergétique. Les fonctionnaires chargés de cette collecte sont des techniciens plus préoccupés de rigueur que de théories économiques comme le montre la masse d'informations, leur bonne caractérisation et ainsi que leurs recommandations pour leurs collectes et leurs utilisations<sup>[1]</sup>). L'Europe libéralise son marché de l'énergie. Les dirigeants des grandes compagnies pétrolières – qu'elles soient nationales ou multinationales –, des sociétés de service (voir annexe 9 pour plus de détails) sont aussi acquises aux idées libérales. I. Al-Chalabi, ancien dirigeant de la compagnie irakienne de pétrole et ancien ministre du pétrole d'Irak, se lamente que son pays ne puisse pas augmenter ses capacités de production pour répondre à la demande du marché et profiter des prix élevés<sup>[2]</sup>. Beaucoup de ces dirigeants ont peur même d'un retour au scénario des années 80 où les prix s'effondrèrent après avoir été élevés et donné l'espoir des gains substantiels. Ils redoutent une crise pétrolière qui amènerait les pays consommateurs à réduire fortement leur demande. Pour eux les craintes sur la pénurie de pétrole sont exagérées dans le court et moyen terme, i.e. jusqu'à 2030 voire 2050.

Les membres d'ASPO sont d'une certaine façon les héritiers des idées des années 70 sur les pénuries des ressources. Beaucoup ont travaillé ou travaillent dans l'industrie pétrolière. Ce sont des techniciens ou des scientifiques qui ont le souci du détail et de la rigueur. Ils sont plus proches de la réalité du terrain. Ils ont accès et utilisent les données techniques au niveau des champs (géologiques et industrielles), plus fiables que les données officielles des pays ou des organismes financiers. Cette réalité leur a apparu suffisamment sombre pour faire connaître leurs préoccupations. L'association organise annuellement depuis 2002 deux journées de conférences, "the international workshop on

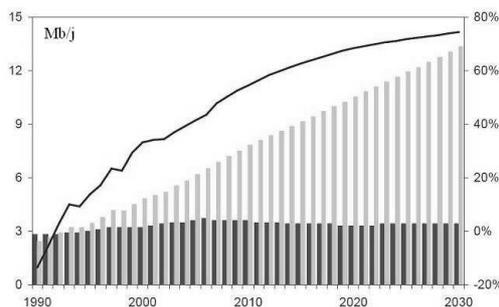
oil(&gas) depletion" auxquelles assistent tous les acteurs de l'industrie pétrolière y compris des membres de l'AIE.

Les désaccords entre ASPO et les économistes libéraux sont donc plus profonds qu'une simple querelle de chiffres sur les réserves. Les deux groupes prévoient des futurs économiques très différents dans les 10 à 20 ans qui viennent. Leurs méthodes de travail sont aussi très différentes.

## 3.2 Le raisonnement économique néolibéral

### 3.2.1 L'importance de la croissance économique

Les pénuries d'énergie primaire qui existent ou ont pu exister dans le passé résultent d'un accès trop limité aux ressources. Ces restrictions proviennent d'un défaut d'infrastructures de transport, de l'utilisation de techniques inadéquates ou encore d'un manque de personnels qualifiés. Elles se résument en un manque d'investissements dû soit à des récessions économiques, soit à des entraves à la libre circulation des capitaux. Ces investissements sont engendrés par la croissance économique (mesurée par le PIB), elle-même résultant de la consommation croissante d'énergie primaire comme le pétrole (voir la figure 3 du document principal pour la forte corrélation entre les deux). La hausse de la consommation de pétrole de la Chine (figure 3-1) est un signe de dynamisme économique. Il est donc nécessaire que cette croissance se poursuive dans le futur même si cela impliquera une importation de plus en plus importante de pétrole du fait d'une production nationale stable voire en léger déclin après 2005.



**Figure 3-1** : production de pétrole de la Chine en Mb/j (colonnes noires), sa consommation en Mb/j (colonnes claires), part importée en % de sa consommation (trait et échelle de droite). Les courbes au delà de 2004 représentent les prévisions de l'AIE. World Energy Outlook 2004 © OECD/IEA, 2004, p.266.

### 3.2.2 Définition des réserves

Que la Chine doive importer de plus en plus de pétrole n'est pas inquiétant. L'économie néolibérale ne voit pas de limites naturelles à l'exploitation des ressources comme le pétrole ou le gaz naturel. Les craintes sur ces limites se sont toujours révélées infondées. Dès les années 20, avant la découverte d'énormes gisements au Texas, des géologues étasuniens redoutaient l'épuisement du pétrole. Il existe d'importantes ressources en pétrole dans le monde pour répondre encore longtemps à la demande. La grande difficulté est d'en faire des réserves. Les définitions économiques des réserves sont souvent formulées ainsi :

Les réserves représentent la part des ressources en place - ressources plus ou moins connues d'après les informations géologiques - extractibles avec les techniques actuelles et aux conditions économiques du moment.

L'interprétation que font les économistes de cette définition assez vague est proche de celle formulée par M. A. Adelman, un professeur d'économie au Massachusetts Institute of

Technology : "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"<sup>[3]</sup>. M. A. Adelman inclut le pétrole dans ces minéraux inépuisables.

Un document publié par l'AIE en septembre 2005, «resources to reserves » est en accord avec ce point de vue (<http://www.iea.org/bookshop/add.aspx?id=204>). C. Besson, dans la présentation introduisant ce rapport à la presse, indique que les ressources de pétrole accessibles avec les techniques actuelles sont de l'ordre de 4 500 Gb alors que seul 1 000 Gb ont été consommés. Le pétrole conventionnel (brut et liquides de gaz naturel) a encore à lui tout seul un potentiel de 2 600 Gb. La présentation suggère même que ces valeurs sont restreintes par les techniques actuelles. Car les ressources en place sont bien plus élevées, permettant de futures réserves. Les valeurs des réserves dites prouvées (de l'ordre de 1 200 Gb en 2004 selon BP review) correspondent à la partie extractible aux conditions actuelles et ne sont donc pas indicatives des réserves réelles. En effet le prix à payer pour récupérer les 4 500 Gb est plus élevé, jusqu' à 75 \$/b, en particulier pour les pétroles non conventionnels (bitumes et « schistes bitumeux »).

### 3.2.3 Les progrès technologiques

L'investissement est aussi le moteur du progrès technique. Ce progrès est indispensable pour accroître les réserves, soit en récupérant plus de pétrole des champs déjà exploités, soit en découvrant de nouveaux gisements.

Les exemples abondent pour montrer son rôle. Il permet d'extraire plus de pétrole d'un champ par les méthodes de récupération améliorée (ou Enhanced Oil Recovery), comme l'illustre la figure 3-2 pour le champ Magnus en Mer du Nord, d'après l'IFP.

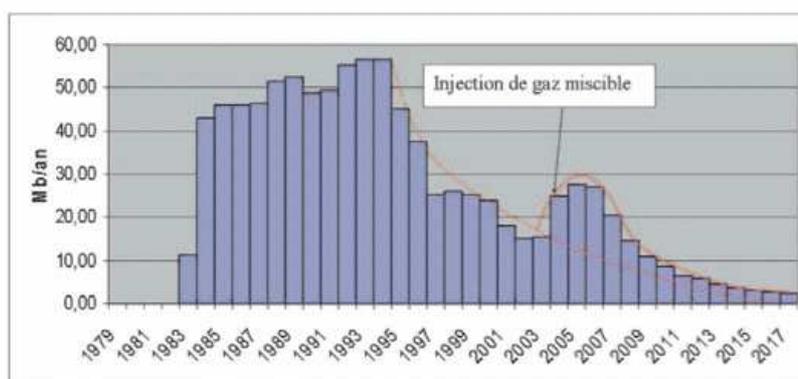


EOR : un exemple

- Magnus en mer du Nord (UK)

**Augmentation de 15 % des réserves**

**Augmentation de 5 % du coût moyen par baril**



Conférence de presse mai 2005

Source : D'après WoodMackenzie

26

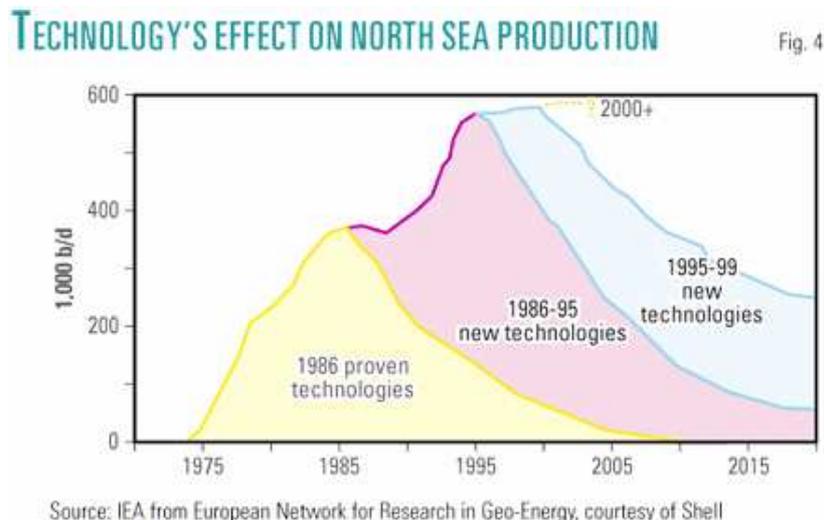
© IFP-2005

**Figure 3-2** : profil de production jusqu'en 2017 (en Mb/an) du champ de la mer du Nord Magnus.

L'injection de gaz miscible avec le pétrole doit permettre de récupérer plus de pétrole à partir de 2004.

D'après la présentation de O. Appert directeur de l'IFP citant la société d'information privée WoodMackenzie.

L'impact du progrès des techniques est aussi illustré par l'ajout de réserves extraites sur une région pétrolière comme la mer du Nord de manière à prévenir son déclin (fig.3-3).



**Figure 3-3** : apport de la technologie sur la production de la mer du Nord de 1986 à 2000. Les pointillés suggèrent d'autres progrès après 2000 pour maintenir la production. Source : ressources to reserves, AIE, sept. 2005. Schéma lui-même emprunté à un article d'un cadre dirigeant de Shell, M. Brinded, pour la 12<sup>e</sup> conférence européenne sur les gaz tenue à Oslo, le 15 et 16 mai 2003.

La citation du sheikh A. Zaki Yamani, ministre du pétrole saoudien de 1962 à 1986, « l'âge de pierre ne s'est pas terminé faute de pierre et l'âge de pétrole ne se terminera pas non plus faute de pétrole » (25 juin 2000), est souvent reprise pour montrer aussi le rôle du progrès pour accéder à des ressources de substitution. Une autre source d'énergie industrielle viendra remplacer le pétrole avant que celui-ci ne vienne à manquer.

### 3.2.4 La théorie abiotique

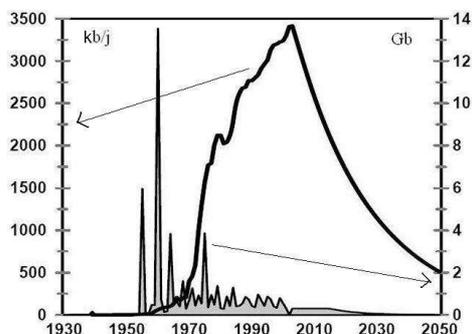
Quelques économistes et journalistes affirment même que le pétrole serait beaucoup plus abondant que ne le laisse supposé la théorie actuelle sur l'origine du pétrole (Smith C. R. and Corsi J. *Black gold stranglehold: the myth of scarcity and politics of oil* ou Creswell J. *oil without end*. Fortune, 14 fév. 2003). Certains faits ne pourraient pas être expliqués par la théorie organique, mais par d'autres théories qui attribuent une origine abiotique aux hydrocarbures. Ces dernières prévoient des accumulations de pétrole beaucoup plus abondantes. Ces gisements se trouvent dans des roches plus profondes mais surtout d'un type (métamorphique ou igné) que la théorie organique indique comme à éviter lors des prospections. Or celle-ci est la seule utilisée par l'ensemble des compagnies et leurs géologues dans la recherche de champs. Ces derniers, par leur refus de considérer d'autres schémas, seraient donc responsables des déclin de réserve de pays.

## 3.3 Le raisonnement d'ASPO

### 3.3.1 Le rôle des découvertes

Pour les membres d'ASPO, la production de pétrole est avant tout soumise aux lois physiques comme celles de la conservation de la matière. Ainsi, il ne pourra être produit, au plus, que ce qui aura été découvert. ASPO s'attache à recenser les gisements par pays avec leur réserve la plus probable et leur date de découverte. A partir de ces renseignements, elle prévoit le profil de production de chaque pays. La figure 3-4 illustre ce travail pour la Chine. Les principaux champs de ce pays ont été découverts avant 1980 et abon-

damment exploités depuis. Leur production vient même d'amorcer un déclin. Les champs découverts plus récemment sont d'une taille très inférieure, malgré tous les efforts de prospection entrepris. La croissance économique du pays n'a rien amélioré. Elle a, au contraire, accéléré la déplétion des réserves. ASPO s'attend au déclin de la production globale avant 2010, ce qu'ont confirmé les autorités chinoises<sup>[4]</sup>. ASPO prévoit un déclin plus sévère que l'AIE : P(2030) sera de 1,3 Mb/j pour ASPO, fig.3-4, contre 3 Mb/j pour AIE, fig.3-1, la différence d'échelles verticales des graphiques accentuant cette opposition.



**Figure 3-4** : profil de production en kb/j (trait noir, échelle de gauche) avec les prévisions de C. Campbell après 2003. Réserves des champs de pétrole chinois en Gb reportées à leur date de découverte (pics grisés, échelle de droite). Elles sont dominées par quatre champs de réserves supérieures à 2 Gb dont Daqing (13 Gb). Source : ASPOnews n°40, avril 2004.

Le raisonnement des membres d'ASPO, dans son principe, est proche de celui tenu par M. K. Hubbert en 1956 pour prévoir la production des EUd'A et son maximum entre 1965 et 1970 (voir annexe 6). Les détracteurs de M. K. Hubbert l'ont critiqué sur ses valeurs de réserve, qui correspondaient pourtant à des estimations géologiques supérieures même aux valeurs officielles. Entre 1956 et 1973 ces estimations ont brusquement doublé voir triplé<sup>[5]</sup>. Après 1970 et le maximum de production les estimations, plus objectives, ont confirmé les valeurs de M. K. Hubbert. L'AIE semble maintenant reproduire au niveau mondial cette exagération des réserves.

### 3.3.2 Le rôle de l'investissement

Que les profits dégagés par les compagnies lors des crises des années 70 aient permis le développement rapide de régions pétrolières aux conditions d'exploitation difficiles (comme l'Alaska et la Mer du Nord) ne fait aucun doute. La situation actuelle est interprétée suivant le même scénario. ASPO formule cependant deux critiques :

- un investissement massif au niveau d'un champ n'accroît pas forcément ses réserves. Il augmente sa production mais très souvent au détriment du long terme. L'expérience et la théorie montrent que la surproduction peut laisser plus de pétrole dans le sous-sol qu'une production modérée (voir annexe 5).
- la théorie de renouvellement des réserves avec l'accroissement des investissements ne semble pas connaître de limite. C'est au prix d'une définition très élastique du mot pétrole, y incluant des ressources comme les bitumes, le kérogène voire du GN et du charbon transformés, de coûts beaucoup plus élevés.

Les EUd'A fournissent un bon exemple à la limite des investissements. Malgré un des investissements les plus importants au monde (en 2004 le budget pour la prospection et l'installation de nouvelles capacités de production aux EUd'A a atteint 50 G\$ contre 100 G\$ pour le reste du monde<sup>[6]</sup>. La production ne représente qu'un douzième de celle du monde) la production décline inexorablement. Certes de nouveaux investissements à l'occasion de hausses importantes du cours du pétrole ont permis d'augmenter la produc-

tion sur un champ ou une région. Mais l'effet est faible et dès la baisse des cours et des investissements la production chute rapidement donnant un effet moyen nul sur la courbe global de déclin<sup>[7]</sup>.

De manière plus fondamentale il est important de distinguer la vraie source de richesse de son outil, la monnaie, pour la comptabiliser. L'exploitation et l'utilisation du pétrole ont permis la richesse et la puissance de nombre d'états (ceux du moins qui ont su sauvegarder leurs intérêts), à commencer par les EUd'A. Le pétrole a produit les carburants pour le développement des transports, le combustible pour le chauffage et pour la transformation des minerais en biens utilisables, et la matière première pour la fabrication de polymères, lubrifiants, paraffines... . La monnaie, comme le dollar, n'est qu'un instrument pratique pour comptabiliser et permettre le commerce des richesses matérielles. Les pétrodollars expriment cette ambivalence. Une partie des biens, sous forme de matériels et d'énergies, doit être réinvestie pour continuer à obtenir cette ressource de la nature par les efforts de prospection, d'exploitation, de raffinage. La partie restante représente ce qui est directement utile aux activités des hommes. Aux EUd'A les compagnies réclament des avantages fiscaux, qui leur sont de plus en plus accordés, pour l'exploitation des gisements d'accès difficile (eaux profondes, zones polaires...) ou contenant du pétrole très visqueux<sup>[8]</sup>. Cet argent en moins pour l'état fédéral ou les états locaux représente d'une certaine façon une réduction de la partie utile pour la collectivité dans les domaines de la santé, de l'éducation, de l'aide aux plus démunis, de la recherche et du développement pour le long terme... . Les compagnies recourent aussi à différentes formes d'emprunts, dont les actions en bourse. Ces exonérations et ces dettes apportent des nouveaux investissements pour maintenir et accroître la production mais masquent la dégradation du retour sur investissement pour la collectivité sur le long terme. Si le coût de production des dérivés du pétrole par baril augmente, cela ne peut se faire qu'au détriment de la partie utile, à moins d'augmenter la production de manière à compenser cette perte. Il arrive un moment où la richesse tirée du pétrole doit être complètement investie dans sa production, sans utilité pour l'homme. Notons que le PIB ne reflètera sans doute pas cette évolution car il n'est sensible qu'aux dépenses totales et ne distingue pas celles réellement utiles à l'homme. Le niveau de vie moyen comme le pouvoir d'achat doit se dégrader, à moins d'accumuler des dettes.

Dévaluer la monnaie pour faciliter l'importation de pétrole, comme le font les EUd'A avec le dollar, n'augmentera certainement pas les réserves. Les pays producteurs y répondent en augmentant les prix ou en menaçant de changer de monnaie d'échange.

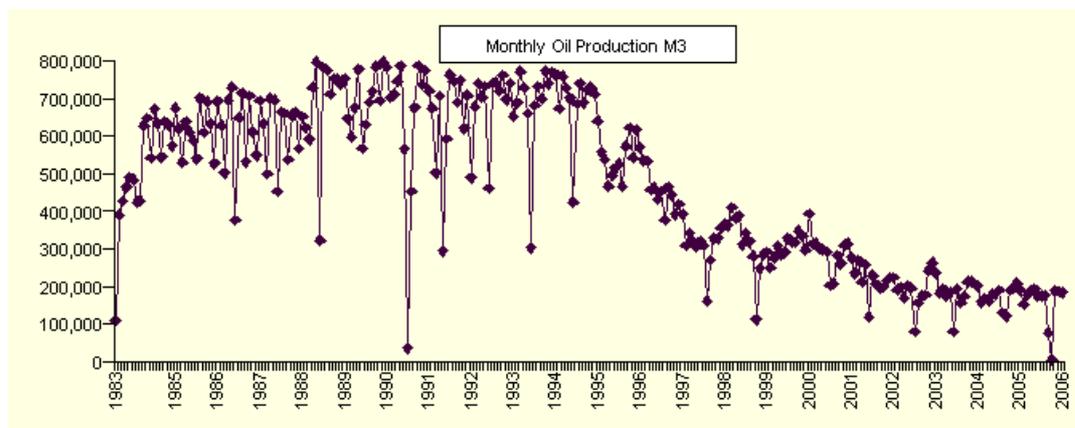
Il existe un outil qui exprime de manière plus fondamentale et sans subterfuge cette limite des investissements (à condition de bien l'utiliser) : le rendement énergétique (voir annexe 10).

### **3.3.3 Le rôle de la technologie**

Les économistes décrivent les techniques utilisées pour la prospection et l'exploitation du pétrole de manière assez simpliste et surtout idéalisée. Elles sont souvent présentées comme des innovations récentes alors que leurs principes et leurs premiers développements sont presque tous antérieurs à 1970. Les premiers outils de détection de roches-réservoirs depuis la surface ont été testés peu avant la première guerre mondiale<sup>[9]</sup>. Ils reposaient sur des principes de gravimétrie et de magnétostatique. Le principe et les premiers essais de prospection pétrolière par ondes sismiques datent des années 20 (en utilisant d'abord les ondes réfractées). C'est aussi à la même époque que les frères Schlumberger utilisent les mesures électriques des roches réalisées dans des forages pour identifier du pétrole<sup>[10]</sup>. L'imagerie en 3D déduite des mesures de réflexion sismique

n'est qu'une extension logique des travaux antérieurs, rendue possible avec le développement des outils de calcul numérique à partir des années 60<sup>[11]</sup>. Des méthodes de récupération améliorée, comme l'utilisation de la vapeur, ont été testées sur des champs dès les années 60<sup>[12]</sup>. En 1980, des ingénieurs de Elf, Total et de l'IFP parvenaient à forer le sous-sol marin sous des profondeurs d'eau de 1800 m (conférence de presse de l'IFP de mai 2005).

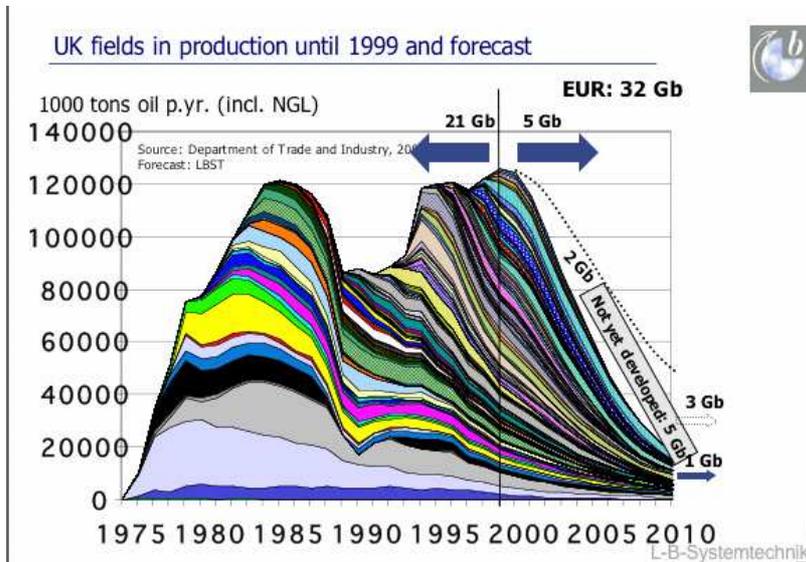
Les développements sont lents et très souvent marqués par des déceptions. Ainsi, le profil de production du champ Magnus, d'après les données brutes mensuelles publiées par le UK DTI, ne révèle pas, jusqu'à 2006, d'effets significatifs à l'injection de gaz débutée en 2002, à la différence du graphe de l'IFP (fig.3-2). Ce dernier est sans doute ancien et aurait dû être mis à jour avec les dernières données du DTI. Il est d'autre part curieux d'appuyer des affirmations sur une prévision plutôt que sur un fait avéré.



**Figure 3-5** : profil de production du champ Magnus en t/mois d'après les données mensuelles de l'UK DTI (site <http://www.og.dti.gov.uk/information/fields.htm>).

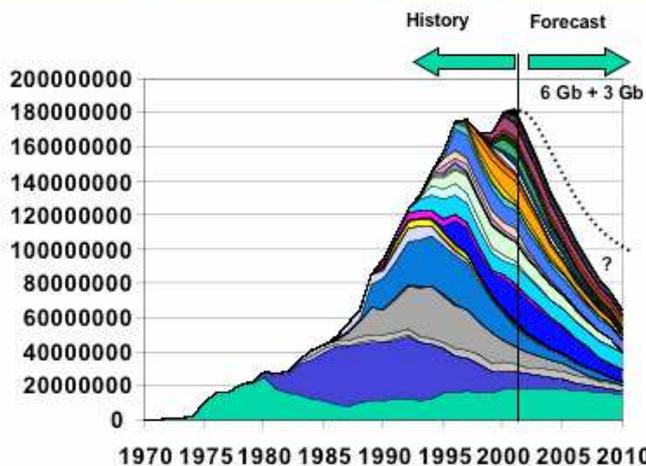
De même il est difficile de voir comment la figure 3-3 peut constituer une preuve de l'impact des technologies sur la production d'une région. W. Zittel (membre d'ASPO) et J. Schlinder, tous les deux de la compagnie allemande Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, ont tracé le profil de production des principaux pays exploitants de la mer du Nord, le Royaume Uni et la Norvège, en le décomposant champ par champ. Ils ont utilisé pour cela les données brutes des sources les plus directes et officielles qui soient (DTI pour le Royaume Uni et Norwegian Petroleum Directorate (NPD) pour la Norvège). La production du Royaume-Uni a connu un déclin passager vers 1987 résultant d'un grave accident de plate-forme en mer (Piper Alpha platform, sans doute un important nœud du réseau d'oléoducs) ainsi que d'un arrêt temporaire de la production du champ Brent (3<sup>e</sup> champ à partir du bas sur la fig.3-6). La production de nombreux champs reprend peu après. En 1995 le Royaume-Uni possède 84 champs en production fournissant 2,4 Mb/j (1 b=159 l). A cette date l'AIE prévoit une production de 3,4 Mb/j en 1999<sup>[13]</sup>. En 1999 les 84 champs ne fournissent plus que 1,6 Mb/j. La production britannique, 2,5 Mb/j, est alors assurée par 140 champs. La décomposition montre qu'avec le temps la production est assurée par des champs au débit de plus en plus faible, donc avec des réserves de plus en plus petites. La technologie a permis d'amener plus rapidement en production ces petits champs de manière à compenser le déclin bien avancé des champs plus importants<sup>[14]</sup>. Elle a eu pour conséquence d'accélérer l'épuisement de la région. Les figures montrent un déclin global de production de plus en plus sévère, hors ajout de nouvelles capacités, par cumul des déclinés naturels de tous les champs. Or, faute de nouvelles découvertes importantes, les nouvelles capacités se réduisent. De fait, depuis 2000, la production de la Mer du Nord est en déclin. La production du Royaume-Uni présente un déclin annuel sévère de plus de

10% depuis 2004. Si ce taux se poursuit la production sera divisée par plus de deux entre 2003 et 2010. Le déclin de la production de pétrole aux EUd'A est par comparaison plus faible, de l'ordre de 2 à 3% par an. Il est curieux qu'un document sur la production de la mer du Nord datant de 2005 (fig. 3-3) ne mentionne pas ce fait (les données des DTI et NPD sont en libre accès sur l'Internet), et suggère même le contraire. De plus les valeurs de production sont entachées d'une erreur assez grossière - 0,6 Mb/j, pour P(2000), au lieu de 6 Mb/j - montrant un certain manque de rigueur.



**Figure 3-6** : profil de production du pétrole (en tonne par an) du Royaume-Uni sur la Mer du Nord champ par champ établi par LBST en utilisant les données de l'UK DTI. Crédit à J. Laherrère.

**Norway: Crude oil production 2001 (52 fields) and forecast**



Source: N P D

L-B-Systemtechnik

**Figure 3-7** : profil de production de pétrole brut (en m<sup>3</sup>/an aux conditions ambiantes) de la Norvège sur la Mer du Nord champ par champ établi par LBST en utilisant les données du Norwegian Petroleum Directorate (NPD, voir <http://www.npd.no/engelsk/cwi/pbl/en/index.htm>). Crédit à J. Laherrère.

L'exploitation de la région de la mer du Nord est intéressante à étudier pour deux raisons. D'abord elle est une des mieux documentée avec des données de productions mois par mois, champ par champ. Nombre d'articles ont été écrits à son sujet. Ensuite elle est a

été gérée dans le contexte d'un marché de l'énergie complètement dérégulé, ainsi que le préconise les responsables économiques de l'AIE. Et pourtant le taux de déclin est très élevé, indiquant une surproduction. En comparaison la production de pétrole des EUd'A a été souvent modérée entre 1930 et 1970 pour éviter une chute des cours par excès d'offre, comme lors de la crise de 1929.

Un aphorisme, même employé par un ancien ministre saoudien du pétrole, ne saurait constituer un argument. Mais il est intéressant de savoir quels sont les progrès technologiques possibles pour réduire l'importance du pétrole dans l'activité économique, et atténuer, ainsi, les conséquences d'un maximum de production.

La question s'est posée en 1973, au lendemain du 1<sup>er</sup> choc pétrolier, et l'expérience des années 70 et 80 peut nous donner une idée de la réponse. Toutes les idées de substitution au pétrole ont été mises en œuvre et plus ou moins développées, des plus simples au plus complexes :

- remplacement par d'autres ressources énergétiques plus abondantes – charbon, GN, nucléaire – quand la substitution était possible (production électrique, chauffage) ;
- amélioration des rendements énergétiques (isolation thermique, gains par des facteurs d'échelle, procédés plus économes...) ;
- exploitation de ressources énergétiques, peu ou pas utilisées à cause de leurs coûts, par des procédés les rendant rentables (nucléaire, solaire, éolien, océanique, géothermique, agricole...)<sup>[15]</sup>.

L'investissement a été à la hauteur des inquiétudes. Le bilan est plutôt décevant. Les actions qui ont eu de l'effet rapidement correspondaient à l'utilisation et au développement de ressources ou de techniques déjà connues, même pour le nucléaire. En France, tous les types de réacteurs nucléaires y compris à eau pressurisée, la famille des réacteurs actuels, avaient été construits et testés durant les années 50 et 60 pour décider du meilleur réacteur industriel. La crise de 1973 a accéléré la prise de décision. Ces actions passées réduisent les marges de manœuvre actuelles. Les projets vraiment novateurs, mais qui étaient encore au stade de la R&D, ont pratiquement été arrêtés ou fortement ralentis à cause des coûts d'investissements, de la lenteur des progrès et des échecs. Ces difficultés n'impliquent pas forcément la non viabilité de ces projets. Elles montrent que toute nouvelle technique demande d'autant plus d'efforts et de patience qu'elle s'écarte de ce qui est déjà connu. Après 1985 le sentiment d'abondance de pétrole et les idées libérales sur la gestion de l'économie ont condamné nombre de projets, en particulier les plus difficiles (fermeture des centrales solaires thermiques, arrêt des programmes de sur-régénérateurs<sup>[16]</sup>, ralentissement du développement de centrales de gazéification du charbon ou de la biomasse, de la géothermie...). Faute d'incitations et d'investissements équivalents à ceux des années 70 et début des années 80, très peu d'idées nouvelles dans le domaine de l'énergie ont vu le jour. La majorité des articles de la référence<sup>[15]</sup> pourraient être publiés aujourd'hui avec peu de modifications. Le progrès le plus notable concerne l'énergie éolienne, puisqu'elle connaît actuellement un développement industriel. Mais l'article de 1977 décrit déjà les principales caractéristiques de ces éoliennes : puissances nominales de quelques MW, hauteur de 60 m, deux ou trois pales, choix des matériaux... La réalisation industrielle a nécessité 25 ans. De plus la production énergétique reste marginale par rapport à celle du pétrole (avec 60 GW de puissance installée dans le monde en 2005 et en supposant un taux de fonctionnement de 25%, l'énergie électrique annuellement produite équivaut à moins de 30 Mb/a). De manière générale dans le domaine de l'énergie industrielle les temps de changements sont longs, de l'ordre de 10 ans, du fait de sa complexité et des quantités à produire ; que cela soit :

l'aboutissement d'une idée (si elle n'est pas abandonnée lors des premiers essais), la formation des ingénieurs de recherche et de production, celles aussi des techniciens, la construction ou le renouvellement des infrastructures de production, de transformation et de transport... Les économies d'énergie passent par le prolongement de la durée de vie du matériel, peu compatible avec le progrès technologique. Il n'est finalement pas surprenant de voir, en extrapolant les tendances actuelles comme le font l'AIE ou l'USEIA, que la part relative du pétrole dans la consommation d'énergies primaires restera inchangée jusqu'en 2030, impliquant une croissance de la production du pétrole jusqu'à cette date. Pour faire face à un maximum de production survenant dans les dix ans à venir la solution la plus probable sera de réduire la consommation, et donc l'activité économique et le PIB, que ce soit de manière organisée ou chaotique. La première solution serait préférable, mais elle implique une prise de conscience générale des difficultés et des limites, notamment technologiques, pour les affronter.

### **3.3.4 La théorie abiotique**

Au début de l'exploitation industrielle du pétrole (fin du 19<sup>e</sup> siècle), plusieurs théories concurrentes ont existé pour expliquer la présence de pétrole, entre autres les théories abiotique et organique. A cette époque le darwinisme était une théorie récente et posait nombre de questions sur l'origine de la terre et son âge. La porte était donc ouverte à beaucoup d'interprétations. L'ouverture d'esprit et la remise en cause ont fait et font toujours partie de la démarche scientifique car la nature est intrinsèquement complexe et difficile à modéliser. La science ne peut pas écarter toute piste, même tenue, de nouvelles interprétations au vu d'observations ou mesures plus récentes. Lors de son rassemblement annuel en juin 2005 à Calgary en Alberta, l'American Association of Petroleum Geologists a invité les tenants de la théorie abiotique, ou plus précisément des théories abiotiques, à s'exprimer. Il a été prouvé qu'une petite partie du méthane a pour origine le gaz primaire présent lors de la formation de la terre il y a plus de 4,6 milliard d'années. Mais aucune de ces théories ne parvient à interpréter toutes les observations aussi bien que peut le faire la théorie organique (voir annexe 4 pour plus de détails). Elles n'expliquent pas la plupart des gisements<sup>[17]</sup>.

La théorie organique s'est finalement imposée car elle a été capable d'expliquer toutes les observations et mesures de terrain et de reproduire en laboratoire les mécanismes de production du pétrole – en faisant une correspondance temps-température pour mener des expériences plus rapides que dans la nature –. La théorie a elle-même évolué pour tenir compte de toutes les observations ou connaissances nouvelles (tectonique des plaques par exemple). Ces faits nouveaux l'ont plutôt confortée. Une théorie physique doit présenter de manière simple et cohérente des phénomènes complexes afin de permettre des prévisions. La science se doit d'être ouverte mais également efficace et pragmatique. Pour cela théories ou modèles négligent les effets ou contributions secondaires pour ne retenir que le ou les principaux mécanismes. L'industrie a adopté la théorie organique au milieu du 20<sup>e</sup> siècle en raison de son efficacité à évaluer le potentiel d'un bassin sédimentaire, à permettre de repérer les roches réservoirs et à réduire les échecs et les coûts. Sa remise en cause complète ne peut se faire sur une interprétation trop superficielle de quelques données. La méthode d'autosuggestion par répétition – dite Coué – ou par emphase, ou encore la référence à une autorité ne constituent pas des arguments. Si une théorie doit être abandonnée, toutes les observations, expériences, réalisations qui confortent cette théorie doivent également être expliquées par la nouvelle théorie. D'elle doivent être déduits des faits vérifiables comme l'existence de gisements non prévus par l'ancienne théorie.

### 3.4 Conclusion

L'industrie du pétrole, de la prospection au raffinage, représente un sujet complexe. Son avenir est devenu une source de controverses entre des économistes, comme ceux de l'AIE, et des géologues et des analystes pétroliers (dont certains réunis au sein d'ASPO). Cette complexité et cette controverse rendent nécessaires une certaine rigueur. Les conclusions s'appuyant sur un travail mené trop superficiellement et/ou entaché d'erreurs sont à prendre avec beaucoup de précautions. Certains de ces travaux semblent même partir d'une conclusion ou d'une logique préétablie et choisir les faits qui l'illustrent le mieux. Un travail rigoureux implique le contraire : partir de tous les faits, descendre au détail le plus infime si nécessaire, pour arriver à une vue d'ensemble cohérente avec ces faits. Partie ou totalité de cette vue peut se trouver modifiée par de nouvelles informations. Les informations peuvent être aussi insuffisantes pour une conclusion précise. Il y a donc une part d'incertitude. Mais quand trop d'éléments, s'appuyant sur des sources de données fiables et sur des principes physiques bien établis, vont dans le même sens il est difficile de ne pas en tirer une conclusion générale. Que la conclusion tirée des faits puisse être en désaccord avec le système de pensées alors admis n'est pas nouveau. La science a eu affaire à nombre de ces révolutions amorcées par des débats (darwinisme, relativité, tectonique des plaques...). Cela fait même partie de son mode de fonctionnement normal. Beaucoup des nouvelles théories ont été assez rapidement acceptées de par les données et les faits, nouveaux et passés, qui la corroboraient. Dans le débat actuel un des deux camps manquent visiblement d'arguments. Le camp le mieux armé n'est pourtant pas le mieux reconnu. Mais il est vrai aussi qu'il ne s'agit pas seulement de sciences.

On peut regretter que la presse généraliste ne mène pas un travail d'investigation plus approfondi et se contente souvent des communiqués de presse des organismes trop favorables aux thèses libérales – AIE, IFP... – dont les moyens de communication sont plus importants que ceux d'ASPO. Le Monde, dans son article du 23 juin 2005 en page 18, s'il mentionne ASPO, adhère aux conclusions de la conférence de presse de l'IFP. Libération, dans son édition du 27 octobre 2005, n'ouvre ses colonnes qu'aux tenants de l'économie libérale (p. 35 et 36). Le journaliste du quotidien La Croix P. Cochez s'appuie dans son article du 16 octobre 2005 uniquement sur les travaux de l'AIE, dont la présentation de C. Besson. Ces articles contrastent avec ceux écrits par le Guardian au Royaume-Uni. Son article d'avril 2005 (Guardian Weekly, 29 avril-5 mai 2005, p.1, 15 et 16) présente une information beaucoup plus précise et complète.

Xavier Chavanne, Laboratoire Environnement et Développement, Uni. D. Diderot, Paris.

\*Les références marquées d'un astérisque sont disponibles sur l'Internet.

<sup>1</sup> OECD, IEA AND EUROSTAT. *Energy statistics manual*. Paris : IEA publication, 2004. 195 p.\*

<sup>2</sup> AL-CHALABI I. *What Is Happening To Iraqi Oil ?* Middle East Economic Survey, vol. 48, No 41, 10-Oct. 2005.

<sup>3</sup> ASPO. newsletters 21, sept. 2002, <http://www.peakoil.ie/newsletters/103> ; voir aussi : MARTIN J.-M. *Les optimistes*. <http://sfp.in2p3.fr>, *débats, l'énergie au 21<sup>e</sup> siècle* ; ADELMAN M. A. *The real oil problem*. regulation, spring 2004. 16-21\* ; *Supply of Uranium*. UIC Nuclear Issues Briefing Paper n°75, August 2004\*.

<sup>4</sup> PANG X. ET AL. *The challenge...* . IV Int. Workshop on oil & gas depletion, 19-20 mai 2005, Lisbonne.

<sup>5</sup> HUBBERT M. K. *The world's evolving energy system*. Am. J. Phys., vol. 49, No 11, Nov. 1981, 1007-29.

<sup>6</sup> SAGARY C. et SANIERE A. *Activité et marchés en exploitation-production*. Panorama 2006, IFP\*.

- 
- <sup>7</sup> WOOD J. ET LONG G. *long term world oil supply*. eia.doe.gov, 28 sept. 2000, transparent 8, Texas oil and condensate...  
[http://www.eia.doe.gov/pub/oil\\_gas/petroleum/presentations/2000/long\\_term\\_supply/index.htm](http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/presentations/2000/long_term_supply/index.htm).
- <sup>8</sup> ANDREWS E. L.. *US has royalty plan to give windfall to oil companies*. New York Times, 14 fév. 2006\*.
- <sup>9</sup> PERRODON A. *Quel pétrole demain ?* Paris : éditions Technip, 1999. 95 p.
- <sup>10</sup> DEFFEYES K. S. *Hubbert's Peak*. Princeton University Press, 2003. 208 p.
- <sup>11</sup> THOMPSON J. The revolutionary transformation. *The lamp* vol. 84 n° 1, 2003. p 4\*.
- <sup>12</sup> CURTIS C. ET AL. *Heavy-oil reservoirs*. *Oilfield review*, autumn 2002, 30-51\*.
- <sup>13</sup> SIMMONS M. R. article pour *Aberdeen Press&Journal*, 1<sup>er</sup> sept. 1999. Voir site internet Simmons&co Int.
- <sup>14</sup> RECH O. ET SANIERE A . *Les investissements et la déplétion*. *panorama* 2004, IFP, nov. 2003\*.
- <sup>15</sup> BIZEC R.-F. (DIR) *La Recherche sur les énergies nouvelles*. Editions du Seuil/La Recherche, 1980. 332 p.
- <sup>16</sup> FINON D. *L'échec des surgénérateurs*. Grenoble : PUG, 1989. 327 p.
- <sup>17</sup> PINSKER L. M. *Feuding Over the Origins of Fossil Fuels*. *geotimes*, oct. 2005\*.