HAL
open science

De l'arme du pétrole aux armes pour le pétrole: les nouveaux enjeux des approvisionnements pétroliers

Romain Bonenfant, Laurent Kueny

To cite this version:

Romain Bonenfant, Laurent Kueny. De l'arme du pétrole aux armes pour le pétrole: les nouveaux enjeux des approvisionnements pétroliers. Sciences de l'Homme et Société. 2006. hal-01908462

HAL Id: hal-01908462

https://minesparis-psl.hal.science/hal-01908462

Submitted on 30 Oct 2018

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

ROMAIN BONENFANT
LAURENT KUENY

MEMOIRE DE 3e ANNEE
DU CORPS DES MINES

PROMOTION 2003

ÉCOLE NATIONALE
SUPÉRIEURE DES
MINES
BIBLIOTHÈQUE

JE1 [479]

DE L'ARME DU PETROLE
AUX ARMES POUR LE PETROLE

LES NOUVEAUX ENJEUX DES APPROVISIONNEMENTS PETROLIERS

Tutrice : Mme Dominique Dron, Professeur à l'Ecole des Mines de Paris

Terrain : M. Fatih Birol, Economiste en Chef à l'Agence Internationale de l'Energie

ECOLE DES MINES
DE PARIS
Corps Techniques de l'Etat
60 bd Saint Michel, 75272 Paris cedex 06

consultation sur place

[206]

REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier tous ceux qui nous ont aidés à élaborer ce mémoire en nous consacrant un peu de leur temps[1], en particulier Mme Dominique Dron, professeur à l'Ecole des Mines de Paris, et M. Fatih Birol, économiste en chef de l'Agence Internationale de l'Energie.

---

[1] La liste des personnes contactées est jointe en annexe de ce document.

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES 5

RESUME 7

EXECUTIVE SUMMARY 9

INTRODUCTION 11

UNE DEMANDE A LA CROISSANCE NON MAITRISEE 13

Le pétrole, principale source d'énergie 13
Une demande structurée autour du transport 15
La question de l'efficacité énergétique 18
Une consommation qui augmente fortement dans tous les scénarios d'évolution 22
Des scénarios incompatibles avec les enjeux du changement climatique 24

UNE RESSOURCE APPAREMMENT ABONDANTE 33

Les réserves de pétrole : une évaluation technique et économique pour des chiffres stratégiques 36
Un avenir sombre ? Le débat autour du « Peak Oil» 39
Le non-conventionnel, du pétrole difficile à exploiter mais situé dans des zones plus stables 42
Les biocarburants, une filière aux vertus contestées 44
Les carburants de synthèse 47
Un problème de flux et non de stock 48

MARCHE DU PETROLE ET SECURITE D'APPROVISIONNEMENT 51

Un marché où la concurrence ne va pas de soi 51
Le marché comme garant de la sécurité d'approvisionnement 52
Un marché efficace, une situation globale opaque 53
Des risques qui se concentrent pour l'approvisionnement 57
La gestion des chocs : des politiques d'offre en question, des politiques de demande difficiles à imposer 57
La fin d'une convergence d'intérêts entre producteurs et consommateurs ? 61

PEAK OIL GEOPOLITIQUE ET FRACTIONNEMENT DU MARCHE 63

La reprise en main du secteur pétrolier au Venezuela 64
La nouvelle donne de la diplomatie pétroliere bolivarienne en Amérique du Sud 65
L'énergie, nouvel instrument stratégique des pays producteurs 67
Une remise en cause de la logique de marché 67
Concentration des réserves et perte d'influence des majors 71
Vers un fractionnement du marché ? 72

CONCLUSION : LES NOUVEAU ENJEUX DES APPROVISIONNEMENTS PETROLIERS 75

LISTE DES PERSONNES CONTACTEES 81

BIBLIOGRAPHIE RECAPITULATIVE 85

RESUME

La prospective énergétique dans le domaine du pétrole et les recommandations de politiques publiques qui en découlent sont généralement orientées autour de deux problématiques : le changement climatique et l'épuisement de la ressource. C'est oublier la géopolitique et les rapports de force entre Etats qui prédominent sur les forces de marché dès lors qu'un bien stratégique devient rare.

Les économies consommatrices de pétrole vont devoir faire face d'ici 2015 au « Peak Oil géopolitique », défini comme le maximum de production de pétrole conventionnel hors-OPEP. A partir de cette date, l'augmentation des besoins en pétrole ne pourra être couverte que par un petit nombre de pays membres de l'OPEP, ce qui ne manquera pas d'accentuer le renversement en leur faveur du rapport de force avec les pays producteurs, renversement déjà amorcé aujourd'hui. Confrontés dans l'urgence à une menace sur la sécurité des approvisionnements pétroliers, les gouvernements des pays consommateurs vont devoir prendre des mesures qui conditionneront les objectifs de long terme de maîtrise du changement climatique et de gestion durable de la ressource pétrolière.

L'effondrement potentiel du système de marché et son remplacement par des relations bilatérales entre Etats ne pourra être surmonté par la France que par un retour rapide du politique dans le domaine de l'énergie. Se maintenir à tout prix dans le jeu pétrolier présente un risque important pour la sécurité internationale. Pour autant, la sortie de ce jeu pétrolier, c'est-à-dire le lancement d'une politique de rupture sur la consommation et l'encouragement de toutes les substitutions technologiques envisageables, apparaît difficile au niveau d'une seule nation, du fait de la complexité et du coût de cette stratégie. La France aurait ainsi tout intérêt, après avoir défini un discours stratégique cohérent, à lancer une initiative auprès de ses partenaires visant à s'engager dans une telle stratégie de rupture, en comptant sur un effet d'entraînement.

EXECUTIVE SUMMARY

Long-term energy prospective studies have identified two key challenges regarding oil consumption: climate change and depletion of the resource. Oil-consuming countries energy policies are usually designed to tackle those issues but a fundamental contradiction seems to divide the two goals: with a market designed to extract oil more and more efficiently, how can a problem of abundance – too much oil en earth meaning too much CO_2 to emit in the air - as climate change be solved? In our opinion, the gap between the two objectives can be filled by challenging the assumption that the market will be the only system that can allocate the resource. Pressed by scarcity, the market system will break down to be replaced by bilateral agreement between governments.

This analysis suggests that the major event regarding the allocation of oil around the world will not be the maximum of oil production, as proponents of the Peak Oil theory suggest, but the maximum of conventional oil production in non-OPEC countries, what we have called the "geopolitical Peak Oil". Beyond this date, the oil-consuming countries will be constrained in the growth of their oil demand by either their investment capability in the OPEC countries or by the time required to develop alternative fuels for the transport sector.

Some recent events in the news give us some hints about a possible failure of the market system and a more and more frequent use to bilateral agreements happening outside the oil market. In a world where international oil companies will lose their power to develop new resources as more and more countries have locked their upstream oil industry, governments of oil-consuming countries and France in particular should come back to the energy sector and propose strong policies to drive our energy future as the market will not be able to do so.

INTRODUCTION

Ces quelques derniers mois, les mots « énergie » et « géopolitique » se sont trouvés côte à côte à plusieurs reprises dans les médias, au cours d'évènements qui mettaient des pays producteurs d'énergie sur le devant de la scène internationale. En janvier 2006, la Russie coupe le gaz à l'Ukraine, pour faire preuve de sa détermination à renégocier les termes des contrats d'approvisionnement de son ancienne république et par ce geste, envoie un signal aux économies dépendantes du gaz russe : énergie est synonyme de pouvoir. La crise iranienne autour de la maîtrise complète de la filière nucléaire qui a agité les débuts de l'année 2006 aurait peut-être suscité moins de précautions de la part des puissances occidentales si le pays incriminé n'avait pas été un exportateur majeur de pétrole à l'échelle internationale. Les nationalisations d'éléments de l'industrie pétrolière en Bolivie et au Venezuela en mai et juin 2006, et les idéologies qui les sous-tendent, replacent l'Amérique Latine en bonne position sur l'échiquier international. L'année 2006 a rappelé aux économies occidentales les conséquences stratégiques de leur dépendance énergétique.

"America is addicted to oil", déclarait récemment George W. Bush dans son discours sur l'état de l'Union. Le mode de vie occidental repose en effet sur la consommation inconditionnelle de pétrole, indispensable pour faire fonctionner les transports dans une économie mondialisée : 98% de l'énergie utilisée dans le secteur des transports est consommée sous forme de pétrole. Pourtant, le concept de sécurité d'approvisionnement, celui qui croise la dépendance pétrolière avec les questions géopolitiques, a quitté le devant de la scène médiatique avec l'effondrement du prix du baril dans les années 90. Et les débats se sont centrés alors autour de la libéralisation des marchés de l'énergie.

D'ailleurs, la géopolitique est généralement la grande absente des politiques publiques dans le domaine du pétrole ; elle se cache derrière le marché pétrolier. Celles-ci peuvent en effet se lire le long de deux problématiques à long terme : l'une de pénurie, celle de l'épuisement de la ressource, l'autre d'abondance, celle du changement climatique. Mais bien souvent, l'analyse classique de ces deux enjeux débouche sur une contradiction : le marché conduit à consommer toujours plus efficacement le carbone et donc à aller contre la maîtrise du changement climatique. Ce mémoire vise à intégrer la question géopolitique à ces deux problématiques et à résoudre cette contradiction apparente, en montrant que, avec la raréfaction croissante de la ressource pétrolière, les rapports entre Etats vont devenir prépondérants et fragiliser le système de marché. Cette analyse nous conduit à introduire le concept de « Peak Oil géopolitique », une troisième problématique, de pénurie restreinte, autour de l'utilisation du pétrole à long terme, à l'intersection de l'épuisement de la ressource et des rapports de

force sur la scène internationale. C'est selon nous les effets de cet évènement qui vont se présenter le plus vite aux économies consommatrices d'énergie, et la manière d'y répondre conditionnera l'atteinte des objectifs de maîtrise du changement climatique et d'utilisation durable de la ressource. Il est donc essentiel de s'y préparer.

Après une étude des enjeux de la consommation de pétrole et notamment du changement climatique (partie 1), nous nous pencherons sur les débats autour de l'épuisement de la ressource avant de définir le concept de « Peak Oil géopolitique » (partie 2). Une analyse du système de marché et de sa capacité à fournir de la sécurité d'approvisionnement (partie 3) nous conduit à conclure que le marché repose sur une convergence d'intérêts entre consommateurs et producteurs, qui ne va plus de soi aujourd'hui, et dont on commence à percevoir des signes de faiblesse (partie 4). La conclusion esquisse quelques scénarios prospectifs et possibilités d'action pour les pays consommateurs.

UNE DEMANDE A LA CROISSANCE NON MAITRISEE

LE PETROLE, PRINCIPALE SOURCE D'ENERGIE

Avant 1890, le pétrole était réservé aux usages de graissage et d'éclairage. La mise au point des premiers moteurs à explosion a conduit au développement de l'automobile et de l'aviation, inventions qui ont révolutionné les modes de vie. La demande en pétrole est en effet devenue exponentielle, passant de 0,1 Mb/j en 1880 à 1 Mb/j en 1910, puis 10Mb/j en 1950. En 1973, date du premier choc pétrolier, la demande mondiale de pétrole atteignait 57Mb/j, soit une multiplication par six en 25 ans. Depuis, la progression s'est ralentie, avec des évolutions différentes suivant les zones géographiques :

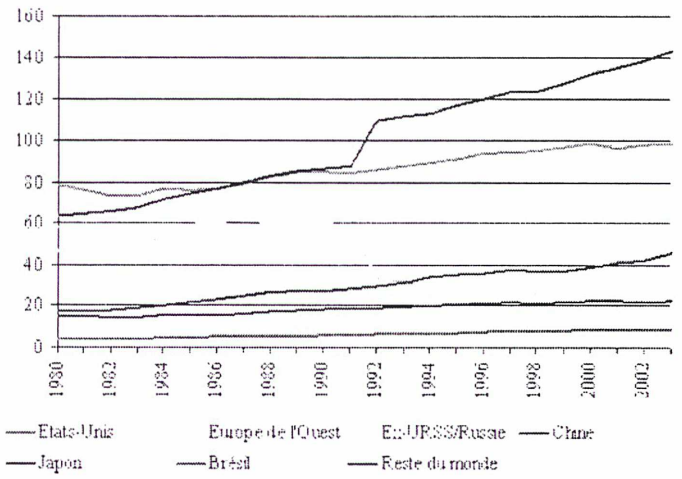

Figure 1 : consommation d'énergie primaire par zone géographique en millions de milliards de BTU[1]

La croissance de la consommation d'énergie reste ainsi très importante aux Etats-Unis, et elle est en forte croissance dans les pays émergents. La Chine présente une consommation d'énergie en forte augmentation depuis le début des années 2000.

---

[1] Source : secrétariat de la CNUCED, selon des données fournies par l'Energy Information Administration (Etats-Unis). Le décrochage de 1992 pour la Russie correspond au démembrement de l'URSS.

Au sein de cette consommation d'énergie primaire, le pétrole occupe la première place, comme nous le montre le graphique suivant pour les pays membres de l'Agence Internationale de l'Energie :

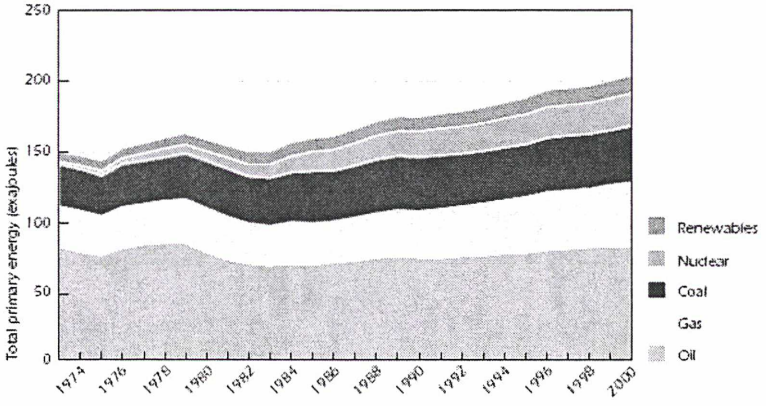

Figure 2 : consommation d'énergie primaire dans les pays membres de l'AIE[2]

Dans les pays de l'AIE, la consommation d'énergie primaire a augmenté de 37% entre 1973 et 2000, soit un taux de croissance moyen annuel de 1,3%. La croissance a été continue, mis à part la période 1974-1975 et le début des années 1980, qui correspondent aux chocs pétroliers ; ceux-ci ont ramené en 1983 la consommation à son niveau de 1973. Malgré ces chocs importants, le pétrole demeure la première source d'énergie primaire, même si sa part dans la consommation totale a diminué, passant de 55% en 1973 à 40% en 2000.

Les différences régionales concernant la consommation de pétrole sont également très marquées, comme le montre le graphique suivant :

[2] Agence Internationale de l'Energie, "30 years of Energy Use in IEA Countries", OECD/IEA 2004

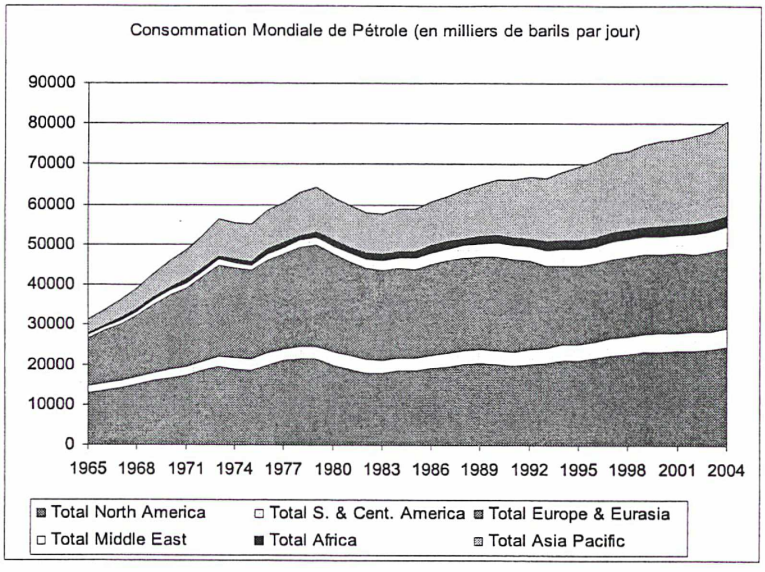

Figure 3 : évolution de la consommation de pétrole brut depuis 1965[3]

Après les chocs pétroliers, le Japon a freiné la croissance de sa consommation. En revanche, les Etats-Unis ont repris une phase croissante de leur consommation à partir de 1983 et l'Europe à partir de 1986. La baisse a été particulièrement sensible en France entre 1973 et 1985, le nucléaire remplaçant le pétrole pour la production d'électricité, le gaz et l'électricité pour les usages industriels et domestiques. Ainsi, la consommation était de 1,8 millions de barils par jour en 2004 contre 2,2 millions de barils par jour en 1973. Les autres pays n'ont en revanche jamais cessé leur croissance sauf lors de courtes périodes, pendant les crises. De fait, la consommation de pétrole dans le monde ne dépend plus principalement des régions les plus développées économiquement, mais de l'ensemble des autres pays.

UNE DEMANDE STRUCTUREE AUTOUR DU TRANSPORT

Excepté dans le domaine de l'industrie, la consommation en énergie de tous les secteurs a augmenté depuis 1973. Parmi ceux-ci, le secteur des transports apparaît clairement comme l'utilisation principale de la ressource pétrolière, représentant 50% de la consommation de la demande mondiale de pétrole contre 42% en 1973.

---

[3] Source: BP Statistical Review 2005

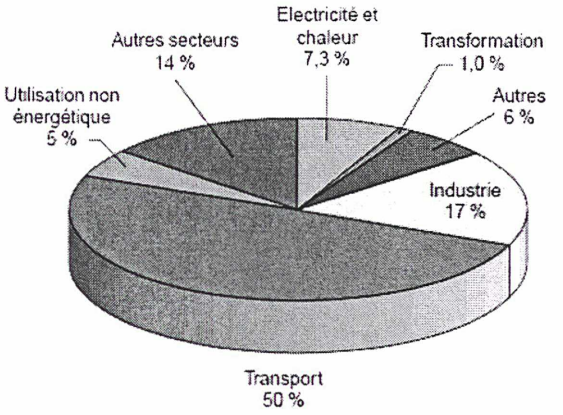

Figure 4 : Consommation de produits pétroliers dans le monde en 2002 (total : 3,5 Gtep)[4]

La consommation de produits pétroliers destinés au transport, qui s'élève annuellement à 1,75Gtep, provient à 75% des pays de l'OCDE, les Etats-Unis, l'Europe et le Japon totalisant à eux seuls une part de 55%[5]. En 25 ans, le parc de véhicules a plus que doublé dans les pays de l'OCDE, représentant 80% du parc mondial total (600 millions de véhicules particuliers et 209 millions de véhicules utilitaires).

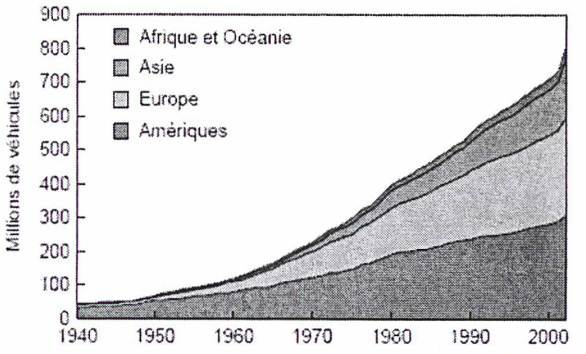

Figure 5 : évolution du parc automobile entre 1940 et 2002[6]

---

[4] Source : « Energy Balances of Non-OECD Countries, 2001-2002 », IEA 2004 Edition, cité dans Panorama 2005, « La consommation d'énergie dans le secteur des transports », Institut Français du Pétrole, 2006

[5] Ibid

[6] Source : CCFA, cité in ibid

Le parc automobile mondial va inévitablement évoluer à la hausse au cours de ce siècle, notamment sous la pression des demandes des pays émergents, au premier rang desquels la Chine et l'Inde. En six ans, la production de véhicule en Chine a été multipliée par 9, le taux d'équipement s'élevant seulement à 18 véhicules pour 1000 habitants (contre 576 pour 1000 habitants en Europe, 803 aux Etats-Unis, et 581 au Japon[7]). Ce chiffre permet de mesurer les perspectives de croissance du parc automobile dans ce pays.

Cette croissance du parc influe directement sur la croissance de la consommation de pétrole, dans la mesure où elle est beaucoup plus rapide que les progrès effectués sur l'intensité énergétique des véhicules. Le graphique suivant montre ainsi un scénario d'évolution de la consommation d'énergie dans le domaine des transports :

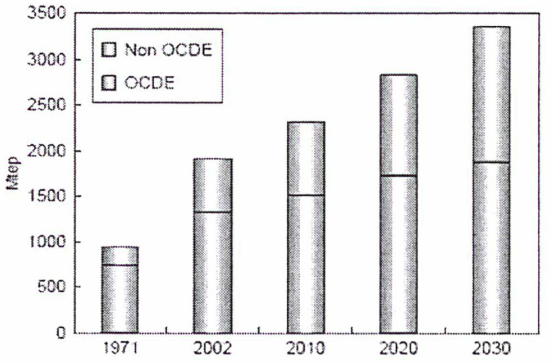

Figure 6 : évolution de la consommation d'énergie dans le secteur des transports de 1971 à 2030, selon le scénario AIE[8]

L'AIE prévoit en effet un triplement du parc automobile des pays non-OCDE pour atteindre 550 millions de véhicules, ce parc restant néanmoins inférieur de 25% au parc des pays de l'OCDE. Au total, le parc doublerait pour atteindre près de 1,3 milliards de véhicules en 2030. La part du transport augmenterait ainsi pour atteindre 54% de la demande globale, le secteur des transports absorbant près des deux tiers de l'augmentation de la consommation de pétrole d'ici à 2030.

---

[7] Source: CCFA 2004.

[8] Agence Internationale de l'Energie, "World Energy Outlook 2004", cf note 4

La part des poids lourds dans le parc automobile mondial est amenée à augmenter fortement, ce qui ne sera pas sans conséquence sur les émissions de CO_2, notamment dans les pays hors-OCDE :

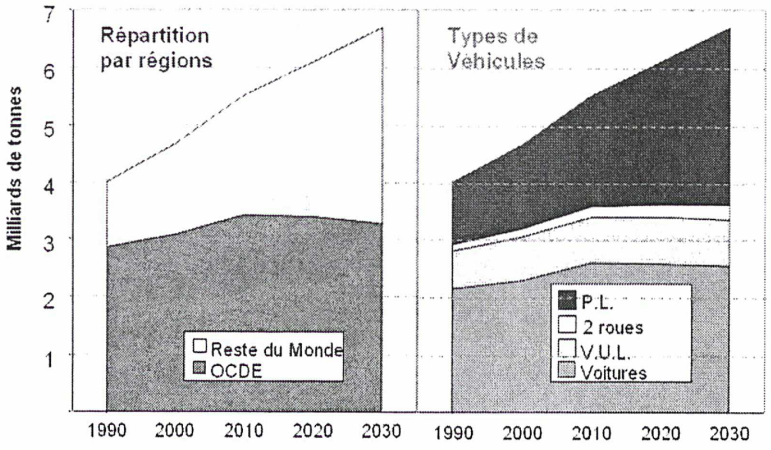

Figure 7 : émission de CO_2 des véhicules à moteur[9].

Mais la croissance du secteur aérien semble, elle aussi, inéluctable. En effet, le trafic a doublé en quinze ans et il devrait presque doubler d'ici 2020 et tripler d'ici 2030[10]. De fait, même si la contribution de l'aviation à la production de CO_2 reste modérée, de l'ordre de 1,2% de la pollution totale attribuée au secteur des transports, celle-ci devrait fortement augmenter.

Le transport maritime représente quant à lui 1,8% des émissions totales de CO_2[11], augmentant de 20,5% entre 1990 et 2003. Cette augmentation ne devrait pas faiblir, dans la mesure où le secteur connaît une croissance de 6% par an, sous l'effet de la montée en puissance du commerce avec les pays asiatiques.

LA QUESTION DE L'EFFICACITE ENERGETIQUE

Suite aux chocs pétroliers, des efforts conséquents ont été consentis pour améliorer l'efficacité énergétique. Le graphique suivant, qui montre

---

[9] Source : OECD Environment Directorate

[10] Source : Ademe / OECD Environment Directorate

[11] Source : AIE

l'évolution de l'intensité énergétique dans les pays de l'AIE, en rend compte :

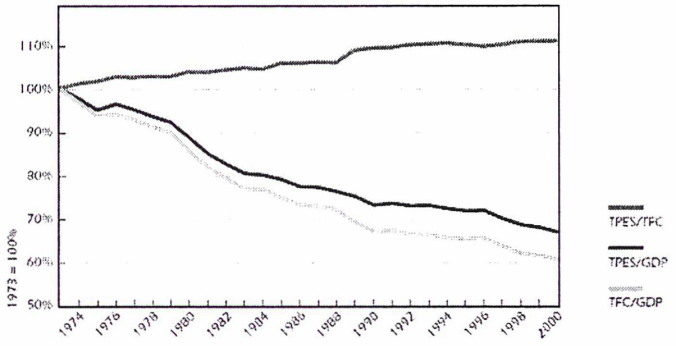

Figure 8 : Total Primary Energy Supply (TPES) et Total Final energy Consumption (TFC) rapporté au PIB, dans les pays membres de l'AIE[12]

La consommation d'énergie primaire par point de PIB chute plus lentement que la consommation finale, du fait de la croissance de la part de l'électricité dans le bilan énergétique. Aujourd'hui, les économies des pays membres de l'AIE consomment un tiers d'énergie en moins pour produire un point de PIB par rapport à 1973.

Les efforts ont été très importants entre 1973 et 1983, l'intensité énergétique baissant alors de 2.2% par an en moyenne, toujours dans les pays membres de l'AIE. Entre 1983 et 1990, cet effort a été poursuivi avec une importance moindre, puisque la baisse de l'intensité y a été de 1% par an en moyenne. Et ce n'est qu'en 1996 que le déclin de l'intensité énergétique a réellement repris, atteignant en moyenne 1.7% par an entre 1997 et 2000.

Les disparités mondiales concernant l'efficacité énergétique restent fortes :

---

[12] Source : cf note 2. Le ratio TPES/TFC est 11% plus élevé en 2000 par rapport à 1973. Cela s'explique par l'augmentation de la part de l'électricité dans la demande finale. En effet, les usages électriques ont une efficacité finale importante, mais la production d'électricité a, elle, un rendement faible.

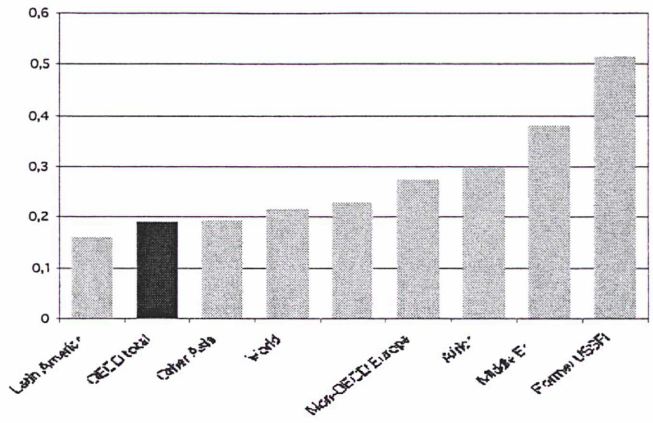

Figure 9 : tep consommées pour 1000$US 2000 de PIB[13]

Cependant, il convient d'être prudent quant aux comparaisons, l'intensité énergétique étant dépendante de nombreux facteurs nationaux, comme le climat, la densité de population ou la taille du pays.

Il est en revanche plus intéressant d'étudier l'évolution à long terme de l'efficacité énergétique :

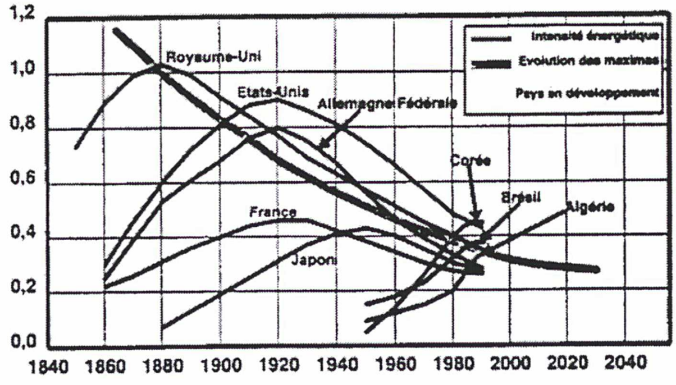

Figure 10 : évolution de l'intensité énergétique (Tep/ 1000 US$ de 1980)[14]

---

13 Source : OECD Factbook 2006, Economic, Environmental and Social Statistics

14 Source : revue de l'énergie IFP/DSEP/1994 cité dans CEPII, document de travail n°98 - 08

La courbe d'apprentissage d'un pays se présente ainsi généralement comme une courbe en cloche. Le pays atteint un pic puis une chute s'amorce, du fait notamment des progrès technologiques, de la stabilisation de la consommation de matériaux de base à forte composante énergétique et du développement des services peu consommateurs en énergie dans l'économie. La ligne reliant les maxima représente ainsi une courbe de progrès technique à l'échelle mondiale. En effet, les pays moins avancés dans leur développement bénéficient directement de technologies plus performantes et leur pic d'intensité énergétique en est réduit. Ainsi, la Chine, pays en phase de fort développement entre dans la phase rapide de décroissance de son intensité énergétique.

L'analyse sectorielle de l'évolution de l'efficacité énergétique montre néanmoins de fortes disparités, y compris dans les pays de l'OCDE, comme la France :

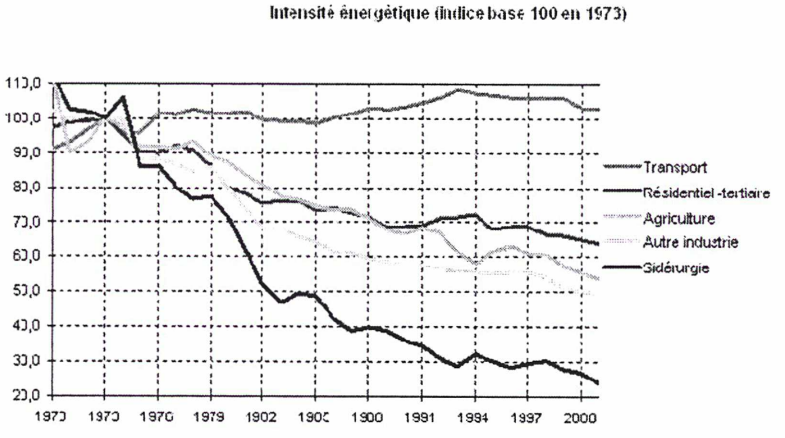

Figure 11 : évolution de l'intensité énergétique par secteur en France[15]

L'industrie est ainsi le secteur qui a généré les économies d'énergie les plus importantes. En revanche, la situation est toute autre pour le secteur des transports, qui représente environ 20% de la consommation d'énergie totale en France. Entre 1989 et 1999, l'intensité énergétique du secteur a augmenté de 3,2%, annulant peu à peu les efforts péniblement réalisés entre 1977 et 1985. Pourtant, les moteurs consomment de moins en moins de carburant, la consommation unitaire des véhicules ayant baissé de 25% depuis 1973. Mais ces gains ont été effacés par une politique d'urbanisme dispersé qui favorise l'usage du véhicule individuel, une augmentation du

[15] Source : observatoire de l'énergie, DGEMP-DIDEME, janvier 2003

transport de marchandises et la montée en gamme des véhicules (climatisation, puissance, alourdissement...).

Ainsi, le progrès technique ne suffira pas à diminuer la consommation d'énergie, notamment dans le domaine des transports, si les comportements n'évoluent pas vers une plus grande modération de la consommation. Les pays émergents eux-mêmes, comme la Chine, prennent conscience de l'importance de réduire leur consommation en adoptant des normes de plus en plus contraignantes[16], mais il parait illusoire de parier sur une amélioration de l'efficacité énergétique suffisante pour couvrir l'augmentation des besoins. Qui plus est, et à la surprise des économistes, l'intensité énergétique est depuis 2002 repartie à la hausse en Chine, remettant en cause la courbe de progression classique en cloche : en 2004, la consommation d'énergie a augmenté deux fois plus vite que le PIB, et les économistes estiment que les erreurs de calcul du PIB ne pourraient suffire à expliquer cet écart[17]. Ceci conduit à des projections de croissance de demande importante pour l'avenir en Chine, de l'ordre de 3,5% dans le modèle POLES[18] entre 2002 et 2030, de 2,6% pour l'AIE[19].

UNE CONSOMMATION QUI AUGMENTE FORTEMENT DANS TOUS LES SCENARIOS D'EVOLUTION

Ces constats amènent à conclure à une prévision de la consommation de pétrole en forte hausse d'ici 2020 à 2030, ce qui se reflète dans les principaux scénarios, qui ne prévoient pas de baisse de la part du pétrole dans la consommation totale d'énergie primaire, et ce malgré le renchérissement des cours depuis le début des années 2000. Le « World Energy Outlook 2005 »[20] de l'Agence Internationale de l'Energie prévoit ainsi dans son scénario de référence une augmentation globale de la demande en énergie primaire de 52% entre 2003 et 2030, pour atteindre 16,3 millions de tonnes équivalent pétrole (tep), selon une augmentation moyenne de 1,6% par an, à comparer à l'augmentation moyenne de 2,1% par an sur la période 1971-2003. L'AIE, toujours dans son scénario de

---

[16] La Chine a adopté en 2005 une norme interdisant les nouveaux véhicules consommant plus de 8,3L/100km. Cette norme devrait passer à 7,5L/100km en 2008.

[17] P. Noël et M. Meidan, "L'approvisionnement énergétique de la Chine, marchés et politique", in S. Boisseau du Rocher et F. Godement, Annuaire de l'Asie 2005, La Documentation Française, Paris, 2005

[18] développé et opéré au département Energie et Politiques de l'Environnement (EPE), université de Grenoble et CNRS

[19] Agence Internationale de l'Energie, WEO 2004, 2004

[20] Agence Internationale de l'Energie, WEO 2005, 2005

référence, prévoit une place quasi inchangée pour le pétrole dans la consommation d'énergie primaire, avec un pourcentage de 34% en 2030 contre 35% en 2003. La consommation mondiale de pétrole devrait atteindre ainsi 115Mb/j en 2030 contre 79Mb/j en 2003, augmentant en moyenne de 1,4% par an.

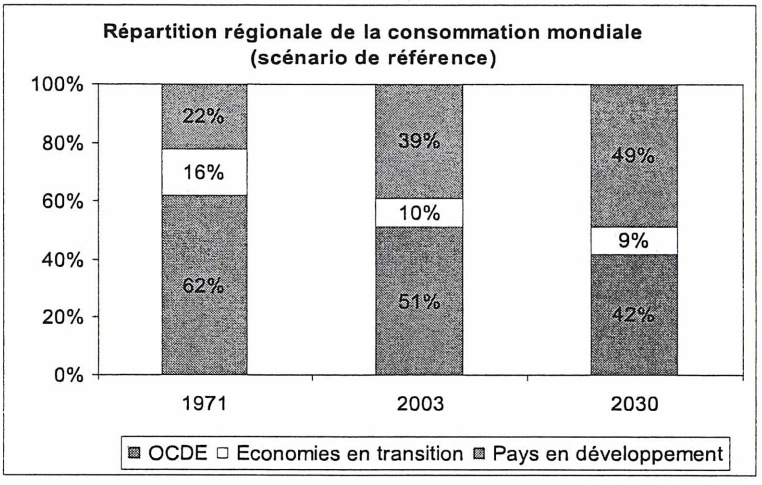

Figure 12 : répartition de la consommation mondiale de pétrole selon le scénario de référence de l'AIE (WEO 2005)

Comme le montre le graphique ci-dessus, la part des pays de l'OCDE dans la consommation mondiale de pétrole va sensiblement diminuer au profit des pays en développement.

De fait, plus des deux tiers de l'augmentation de l'énergie primaire entre 2003 et 2030 viendra des pays en développement, du fait de la croissance rapide de leur population et de leurs économies. La différence est encore plus marquée pour le pétrole, puisque l'AIE prévoit que près des trois quarts de l'augmentation de la demande (soit 26Mb/j sur une augmentation projetée totale de 36Mb/j) proviendra des pays en voie de développement, en particulier l'Asie. La demande chinoise devrait ainsi selon ce scénario atteindre 13,5Mb/j en 2030, soit une multiplication par 2,5 en 30 ans.

A titre de comparaison, l'International Energy Outlook[21] de l'Energy Information Administration (dépendant du Department of Energy américain) donne des projections supérieures, avec 103 Mb/j par jours en 2015 et 119 Mb/j en 2025. Tous les scénarios prévoient ainsi une forte

[21] Energy Information Administration, International Energy Outlook 2005, juillet 2005.

hausse en valeur absolue, de l'ordre de 50% sur deux décennies, ce qui représente une rupture nette par rapport à la tendance actuelle.

DES SCENARIOS INCOMPATIBLES AVEC LES ENJEUX DU CHANGEMENT CLIMATIQUE

LA COMBUSTION DES HYDROCARBURES EST RESPONSABLE POUR UNE LARGE PART DU RECHAUFFEMENT CLIMATIQUE

Le lien entre la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère et la température a été clairement établi. Les informations fournies par l'étude des glaces ont été particulièrement précieuses. En effet, la composition des carottes de glace nous fournit la teneur en différents gaz, et la teneur en oxyde de deutérium (eau lourde) permet de retracer l'évolution de la température :

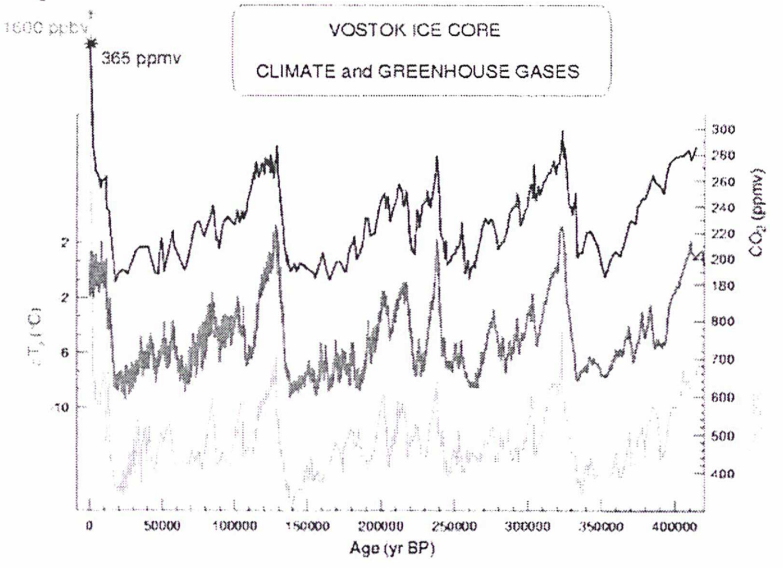

Figure 13 : relation entre les émissions de méthane et la température, d'après les prélèvements réalisés sur le dôme de Vostok[22]

Ces changements climatiques sont dus à la fois à la variabilité interne du système climatique et à des facteurs extérieurs, naturels et anthropiques. Le lien entre l'augmentation de la température et l'activité humaine ne fait

---

[22] Petit et al, *Science*, 1999. Voir aussi les données du Laboratoire de Glaciologie et de Géophysique de l'Environnement (CNRS, Grenoble).

désormais plus débat. "*La concentration en dioxyde de carbone ne cesse de croître et se trouve actuellement à 380 parties par million en volume, à un niveau plus élevé de 27 % que le maximum atteint au cours de ces 650.000 dernières années ; nous montrons aussi que l'échelle de temps sur laquelle l'homme a changé la composition de l'atmosphère est très courte comparée aux cycles naturels de ce gaz*"[23], indiquait récemment dans le magazine Science un des responsables du projet *European Project for Ice Coring in Antarctica* (EPICA).

Le Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat – GIEC – estime que trois quarts des émissions anthropiques de CO_2 dans l'atmosphère au cours des 20 dernières années sont dues à la combustion de combustibles fossiles[24].

L'énergie pèse pour près de 85% dans les émissions de gaz à effet de serre et au sein de celles-ci, 39% des émissions sont issues de la combustion du pétrole :

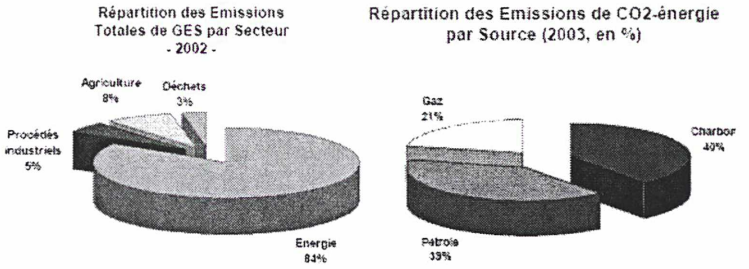

Figure 14 : répartition des émissions totales de gaz à effet de serre par secteur en 2002 et répartition des émissions de CO_2-énergie par source en 2003[25].

DES CONSEQUENCES QUI POURRAIENT S'AVERER DESASTREUSES

Comme l'avait déjà montré en 2001 le groupe de travail I du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat – GIEC[26], au XXème siècle, la température moyenne s'est accrue d'environ 0,6°C et il est probable que les années 1990 aient été la décennie la plus chaude depuis 1000 ans. Les effets de ce réchauffement sont déjà perceptibles : diminution

---

[23] Revue *Science* du 25 novembre 2005

[24] GIEC, « Bilan 2001 des changements climatiques : des éléments scientifiques », OMM/PNUE, 2001

[25] Source : Bertrand Château, « Bilan des émissions de CO2-énergie dans le monde et enjeux du protocole de Kyoto en Europe », Enerdata 2005

[26] Cf note 24

de la couverture neigeuse d'environ 10% depuis la fin des années 60, diminution de la surface de glace de mer au printemps et en été de 10 à 15% dans l'hémisphère nord depuis les années 50, augmentation des précipitations dans l'hémisphère nord (0,5 à 1% tous les 10 ans selon le GIEC), augmentation de la fréquence des précipitations importantes de l'hémisphère nord (2 à 4%), augmentation de la couverture nuageuse dans les zones de latitudes moyennes et élevées (2%), diminution de la fréquence des températures extrêmement basses et augmentation plus modeste de la fréquence de températures extrêmement élevées, épisodes de réchauffement du phénomène El Niño plus fréquents...

Pour la suite, un large consensus se dégage pour considérer qu'une augmentation de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère sera responsable à la fois d'une augmentation de la température moyenne au sol et d'une montée du niveau des océans[27].

Les effets induits par ce changement pourraient notamment accroître les disparités Nord-Sud, tant sur le plan de la production agricole que sur le plan de l'autosuffisance alimentaire. On pourrait ainsi assister à un accroissement des terres favorables à la mise en culture à l'échelle mondiale, mais aussi à une concentration de ces terres dans l'hémisphère Nord (augmentation de 20% à 50% en Amérique du Nord et de 40% à 70% en Russie, contre une diminution de 9% en Afrique)[28]. En revanche, pour un pays comme l'Ouganda, un accroissement de 2°C de la température moyenne entraînerait une réduction importante de la surface de culture du café, celle-ci se repliant vers les zones d'altitude élevée, alors que cette culture représente 65% des revenus du pays en devises étrangères[29].

Le changement climatique pourrait également accroître les difficultés liées à l'approvisionnement en eau. Certes, l'élément déterminant pour l'approvisionnement en eau reste la démographie et les facteurs socio-économiques. Néanmoins, le réchauffement climatique pourrait aggraver la situation. Ainsi, pour un réchauffement moyen global de 2°C en 2050, le

---

[27] Les données suivantes sont extraites d'une étude détaillée des conséquences du réchauffement climatique en terme de sécurité : P. Ambrosi et S. Hallegatte, « Changement climatique et enjeux de sécurité », Centre International de Recherches sur l'Environnement et le Développement, septembre 2005.

[28] G. Fischer, S. Malendra et H. van Velthuizen, "Climate Change and Agricultural Vulnerability", International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, 2002.

[29] World Development Indicators, the World Bank, Washington, 2002.

nombre d'individus dont l'approvisionnement en eau est menacé pourrait atteindre deux milliards cinq cent millions de personnes[30].

L'impact du réchauffement climatique sur la fréquence des évènements climatiques extrêmes est particulièrement inquiétant. En effet, dans la plupart des modèles climatiques, pour un réchauffement de quelques degrés, la canicule de l'été 2003, qui a été considérée comme un évènement très rare dans le climat actuel, sera un été ordinaire à l'horizon 2080[31]. Ainsi, pour Météo France, le nombre de jours où la température dépasse 30°C pendant 10 jours consécutifs serait multiplié par 20 d'ici 2070. Les précipitations pourraient aussi être accrues et les probabilités d'inondations s'en trouveraient fortement augmentées.

La hausse du niveau de la mer pourrait aussi avoir des conséquences désastreuses. Le GIEC évalue ainsi la hausse moyenne des océans par rapport à 1990 de 3 à 10 cm en 2020, de 4 à 32 cm en 2050 et de 9 à 63 cm en 2080. Les conséquences pour les populations vivant au bord des côtes seraient lourdes, et avec des inégalités régionales fortes, les populations les plus fortement touchées étant celles des zones côtières de l'Océan Indien.

D'autres impacts sur les écosystèmes sont à prévoir, comme la disparition progressive des récifs coralliens, et ce dès un réchauffement de 1 ou 2°C.

Tout semble ainsi indiquer que le changement climatique accroîtra les inégalités entre les pays du Nord et ceux du Sud. On ne peut s'empêcher de rapprocher ce fait de l'utilisation des ressources fossiles : le Nord émet bien plus de gaz à effet de serre que le Sud, et c'est le Sud qui en subira les effets les plus graves et les plus immédiats. Ainsi, « le changement climatique pourrait être à l'origine d'une redistribution sans précédent de certaines ressources au cours du siècle, redistribution qui le plus souvent aggravera des déséquilibres déjà existants »[32].

DIMENSIONNEMENT DU PROBLEME

Selon le troisième rapport du GIEC, depuis 1980, le taux d'accroissement de la concentration de CO_2 atteint 0,4% par an, cette augmentation étant à 70% due aux émissions d'origine anthropique. Les

---

[30] M. Parry, N. Arnell, M.T.R Nicholls, P. Martens, S. Kovats, M. Livermore, C. Rosenzweig, A. Iglesias, G. Fischer, "Million at Risk: defining critical climate change threats and targets", Global Environmental Change, 11, 2001.

[31] C. Schär, P.L. Vidal, C. Frei, C. Haberti, M. Liniger, C. Appenzeller, "The role of increasing temperature variability in European summer heatwaves", Nature, 427, 2004.

[32] Cf note 25.

bilans mondiaux fondés sur des mesures de concentration de CO_2 et d'oxygène dans l'atmosphère font apparaître que les émissions de CO_2 s'élèvent à 6,3 GtC par an sur la période 1990-1999, pour une capacité d'absorption naturelle globale de 3,1 GtC par an. Le bilan est donc largement positif. Par conséquent, on ne peut envisager aujourd'hui qu'une moindre augmentation de la température.

Ci-dessous un graphique représentant le potentiel d'émission de CO_2 par énergie, comparé aux émissions 1880-1998 :

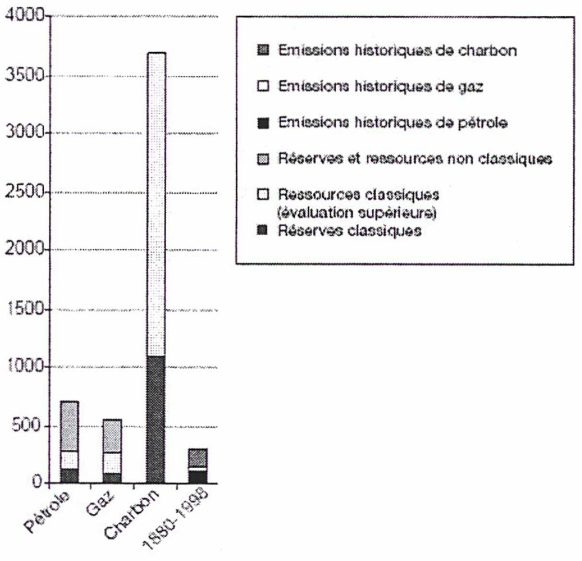

Figure 15 : carbone se trouvant dans les réserves et les ressources en pétrole, en gaz et en charbon, comparé aux émissions historiques de carbone des combustibles fossiles entre 1880 et 1998[33] *(unité : GtC). Les hydrates de gaz ne sont pas illustrés.*

Ainsi, les quantités de carbone émises dans l'atmosphère, aussi importantes soient-elles, sont très faibles par rapport aux réserves fossiles non encore exploitées. Il est donc certain que la raréfaction des ressources fossiles est toute relative, et qu'elle ne résoudra en rien le problème des émissions de gaz à effet de serre.

En revanche, dans la mesure où les émissions de gaz à effet de serre sont bien supérieures à la capacité d'absorption de l'écosystème, toute

[33] D'après GIEC, Bilan 2001 des changements climatiques : Mesures d'atténuation, Résumé Technique du Groupe de travail III

quantité de carbone émise vient augmenter la concentration de gaz dans l'atmosphère, et la question de la répartition des émissions entre les Nations se pose alors. Il apparaît clairement sur le graphique suivant que les pays industrialisés sont largement responsables de l'augmentation de la concentration de CO_2 dans l'atmosphère. Dès lors, les pays en développement ou en transition pourraient revendiquer un « droit à émission » équivalent aux pays industrialisés.

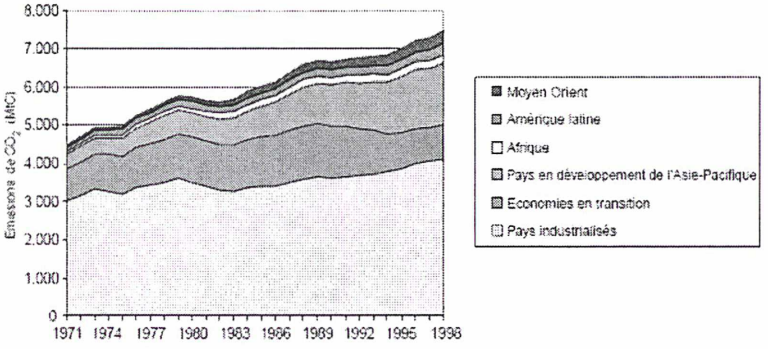

Figure 16 : émissions mondiales de CO_2 par zone géographique, 1971-1998[34]

Depuis 1990, l'accroissement des émissions est principalement dû au charbon, dont les émissions associées ont augmenté de 39% entre 1990 et 2003 contre 32% pour le gaz et 29% pour le pétrole.

La situation est très différente en France, où le pétrole représente les 2/3 des émissions. Une décomposition des émissions en énergie finale fait apparaître que 65MtC d'émissions sont dues au pétrole, contre 20MtC pour le gaz, 9MtC pour le charbon et 11MtC pour la production d'électricité. Le graphique suivant détaille la structure par énergie et par secteur :

[34] GIEC, Bilan 2001 des changements climatiques : Mesures d'atténuation, Résumé Technique du groupe de travail III du GIEC.

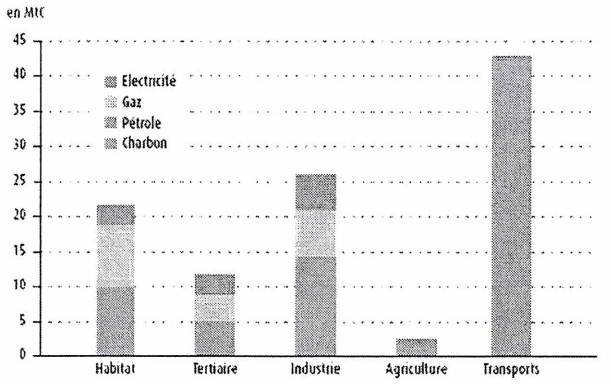

Figure 17 : structure des émissions de CO2 par énergie et par secteur en France en 2000[35]

La France, consciente que l'on ne pouvait demander les mêmes efforts aux pays émergents et aux pays industrialisés, s'est engagée dans la stratégie du Facteur 4. L'idée est de réduire globalement les émissions par deux d'ici 2050, en s'orientant vers une convergence des émissions au niveau international, sachant par exemple qu'un indien émet 1,1 tonnes équivalent gaz carbonique -teqCO_2, un Chinois 2,3, un Français 6,6, un Européen 8,4 en moyenne, un Russe 10 et un Américain 20. Tenant compte de ces écarts, la France s'est engagée à réduire ses émissions d'un facteur 4 d'ici 2050. L'objectif est séduisant, mais paraît à ce jour bien ambitieux, lorsque l'on mesure le chemin à parcourir :

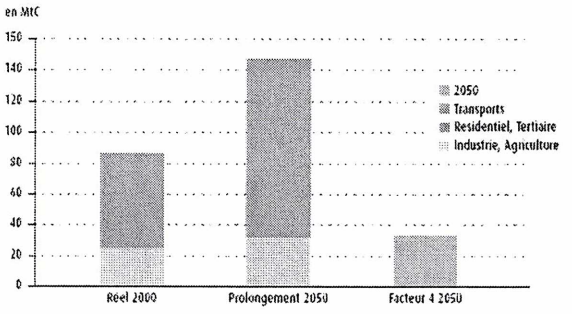

Figure 18 : structure des émissions en France et objectif "Facteur 4"[36]

---

[35] P. Radanne, « La division par 4 des émissions de dioxyde de carbone en France d'ici 2050 », Mission Interministérielle de l'Effet de Serre, 2004.

[36] Cf note 35

On voit sur ce graphique qu'en France les transports émettent à eux seuls 1,3 fois l'objectif d'émission pour 2050, sachant que leurs émissions progressent en moyenne de 2% par an.

Il apparaît ainsi indispensable de trouver une alternative au pétrole si l'on veut rendre l'objectif du facteur 4 crédible.

Ainsi, la croissance actuelle de la concentration de gaz à effets de serre dans l'atmosphère appelle à une prise de conscience mondiale des risques liés à la modification du climat. Les projections à long terme de la demande mondiale de pétrole apparaissent à ce titre particulièrement inquiétantes, dans la mesure où cette dernière semble difficilement maîtrisable. En effet, la majeure partie de la croissance des besoins proviendra dans les années à venir de pays émergents qui ne manqueront pas de rappeler aux puissances occidentales qu'elles ont pu jusque là émettre des gaz à effets de serre dans l'atmosphère sans limite et sont ainsi les principales responsables du niveau de concentration actuel.

Pour autant, si le problème des émissions de gaz à effet de serre ne se réduit pas au problème de la combustion du pétrole, il serait illusoire de penser que la sécurité des approvisionnements pétroliers soit réglée dans les prochaines années par des mesures multilatérales de limitation des émissions de gaz à effets de serre. Dès lors, il convient de s'intéresser à la disponibilité physique de la ressource dans les années futures et aux mécanismes permettant de sécuriser l'acheminement du pétrole de son lieu de production à son lieu de consommation.

Depuis, nombreux sont ceux qui s'essayent à l'art difficile de la prévision de la date de ce pic de Hubbert. Le tableau ci-dessous donne un aperçu de l'hétérogénéité des résultats :

QUELQUES PREVISIONS DE LA DATE DU PIC DE PRODUCTION MONDIALE DE PETROLE (PEAK OIL)[3]

Date	Auteur	Prévision
1972	ESSO	2000 environ
1972	ONU	Après 2000
1974	Hubbert	1991-2000
1976	UKDOE	2000 environ
1977	Ehrlich et al.	2000
1979	Shell	Plateau à partir de 2004
1981	World Bank	Plateau en 2000 environ
1985	Bookout	2020
1989	Campbell	1989
1994	Ivanhoe	plateau OPEP 2000-2050
1995	Petroconsultants	2005
1997	Ivanhoe	2010
1997	Edwards	2020
1998	AIE (WEO)	2014
1998	Campbell/Laherrere	2004
1999	Campbell	2010
1999	Odell	2060
1999	Parker	2040
2000	Bartlett	2004-2019
2000	Duncan	2006
2000	EIA	2021-2167 (2037 probablement)
2000	AIE (WEO)	Après 2020
2001	Deffeyes	2003-2008
2001	Goodstein	2007
2002	Smith	2010-2016
2002	Campbell	2010
2002	Cavallo	2025-2028
2003	Greene et al.	2020-2050
2003	Laherrere	2010-2020
2003	Lynch	Pas de pic
2003	Shell	Après 2025
2003	Simmons	2007-2009
2004	Bakhitari	2006-2007

[3] Source : B. E. Munk, "The End of Cheap Oil, Once Again: Geopolitics or Global Economics?", Foreign Policy Research Institute, 2005

UNE RESSOURCE APPAREMMENT ABONDANTE

Des prévisions alarmistes quant à l'épuisement de la ressource pétrolière ont été annoncées maintes et maintes fois et toujours déjouées jusqu'à présent. Dès les débuts de l'exploitation pétrolière aux Etats-Unis, à la fin du XIXe siècle, certaines voix s'élevaient déjà pour mettre en garde les investisseurs et les consommateurs contre le caractère nécessairement éphémère de l'industrie pétrolière puisque reposant sur la consommation toujours plus importante d'un stock fini. Ainsi, en 1885, le géologue en charge de l'état de Pennsylvanie déclarait que l'extraordinaire productivité des gisements pétroliers alors constatée « ne pouvait être qu'un phénomène temporaire, condamné à s'éteindre, et dont l'inexorable mort naturelle pourra sans aucun doute être constatée du vivant de la jeune génération actuelle »[1]. En 1956, King Hubbert, géologue de la société Shell, annonça à l'occasion d'un meeting de l'American Petroleum Institute que la production pétrolière des Etats-Unis allait passer par un maximum dans les années 1970 et celle du monde dans les années 2000[2]. Son analyse reposait sur une modélisation de la production pétrolière au niveau d'un gisement par une courbe gaussienne. Sa prévision s'est avérée exacte pour les Etats-Unis, ce qui lui a valu de donner son nom au pic de production mondiale de pétrole : le fameux « pic de Hubbert », parfois appelé « Peak Oil ». Si Hubbert paraît avoir eu la main moins heureuse pour l'estimation de la date du pic de production mondiale, certains de ses successeurs n'hésitent pas à dire que sans les deux chocs pétroliers des années 70 - et les réductions de demande qui ont suivi – le géologue américain aurait sans doute vu juste.

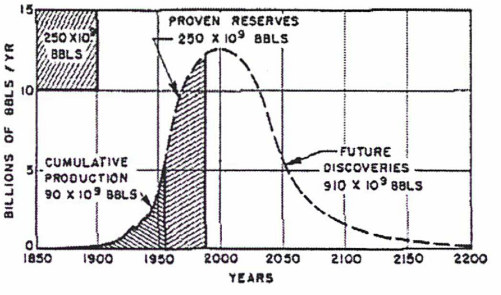

Figure 1 : prévision faite par Hubbert pour la production mondiale de pétrole en 1956

---

[1] D. Yergin, "The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power", Simon Schuster, 1991

[2] M.K. Hubbert, "Nuclear Energy and the Fossil Fuels", 1956

2004	CERA	Après 2020
2004	PFC Energy	2015-2020

Dans un contexte de flambée des prix du pétrole, les discours autour d'une prochaine pénurie font recette et les étals des librairies regorgent de titres accrocheurs : « The long Emergency », « The End of Oil », « The Party's Over », « Pétrole apocalypse », « Twilight in the Desert », « The Coming Oil Crisis », « La vie après le pétrole »[4]... Pourtant, contrairement à ce que ces prévisions souvent pessimistes peuvent laisser entendre, le volume des réserves prouvées de pétrole est en augmentation quasi-constante depuis les années 80, en valeur absolue comme en relatif par rapport à la production de pétrole[5]. Il était de près de trente années de production courante en 1980 et atteint en 2004 environ quarante années, et ce malgré les 609 milliards de barils consommés entre 1980 et 2004 (soit 91% des réserves prouvées de 1980). Le secteur pétrolier extrait en 2004 environ 80 millions de barils par jour, et la production devrait bientôt démarrer dans de nouveaux champs en Angola, en Azerbaïdjan, en Algérie et dans les eaux profondes du golfe du Mexique. Comment dès lors expliquer la profusion de discours pessimistes autour de l'épuisement de la ressource malgré cette apparente abondance et le dynamisme de l'industrie pétrolière ?

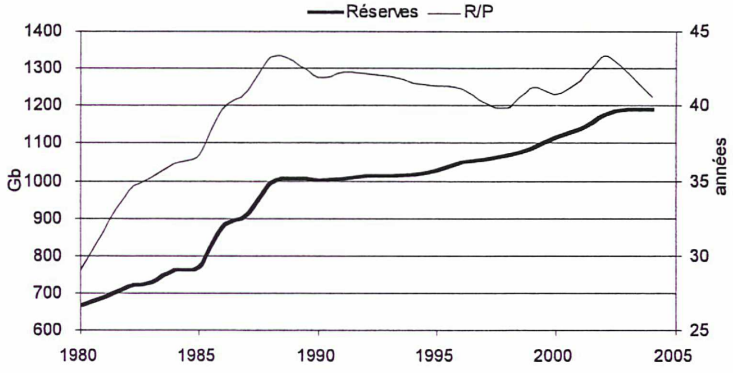

Figure 2 : évolution des réserves prouvées de pétrole et du ratio R/P associé[6]

---

[4] Respectivement de James Howard Künstler, Paul Roberts , Richard Heinberg , Yves Cochet , Matthew R. Simmons , C. J. Campbell , Jean-Luc Wingert

[5] Les volumes des réserves sont quelquefois exprimés en années à production courante par le ratio dit R/P.

[6] BP, « Statistical Review of World Energy 2005 »

LES RESERVES DE PETROLE : UNE EVALUATION TECHNIQUE ET ECONOMIQUE POUR DES CHIFFRES STRATEGIQUES

Il convient d'abord d'examiner de plus près la définition de ces fameuses réserves de pétrole. On appelle par le terme ressource les volumes d'hydrocarbures en place, c'est-à-dire la quantité de pétrole présente dans le sol : c'est une donnée géologique, qui ne fait intervenir aucune considération technique ou économique. Les réserves désignent la partie techniquement et économiquement exploitable de ces ressources : c'est le volume de pétrole qui pourra être extrait des gisements par l'industrie pétrolière, avec les techniques actuelles, dans le cadre d'un investissement rentable. Plusieurs systèmes de classification coexistent avec des nuances de définition, mais de manière générale, on peut distinguer en fonction des conditions économiques d'exploitation des gisements[7] :

- les réserves courantes situées dans les gisements exploités, donc rentables ;
- les ressources contingentes situées dans des accumulations découvertes mais dont la rentabilité n'est pas encore prouvée ;
- les ressources potentielles dans des accumulations restant à découvrir.

L'estimation de ces réserves est un processus complexe, qui peut se comparer, pour reprendre les mots d'Yves Mathieu, ingénieur géologue à l'IFP, à chercher à mesurer les stocks d'un entrepôt en regardant par le trou de la serrure après avoir fait le tour du bâtiment[8]. Il n'y a pas de certitude en la matière et la définition des réserves repose alors sur des notions probabilistes. Les « réserves prouvées » - les plus célèbres et les plus polémiques qui sont publiées par exemple tous les ans par la société BP dans son « Statistical Review of World Energy » - désignent les volumes de pétrole que l'on pourra extraire avec les techniques actuelles et dans les conditions économiques courantes avec une probabilité supérieure à 90%. Elles sont parfois appelées P90 ou 1P. Pour un même gisement, on évalue également des réserves « probables » (P50 ou 2P) et des réserves « possibles » (P10 ou 3P). Les réserves prouvées, qui rentrent dans l'information publiée pour les actionnaires dans le cas des sociétés cotées en bourse, font l'objet d'une évaluation prudente et bien souvent, les volumes de pétrole extrait *in fine* des gisements sont plus proches des réserves probables estimées initialement que des réserves prouvées.

---

[7] Yves Mathieu, « Estimer les réserves pétrolières, une question de méthodologie ? », Revue de l'Energie n°562, décembre 2004

[8] Institut Français du Pétrole, Panorama 2005, « Réserves de pétrole : des données évolutives en fonction de la technique et de l'économie », Mai 2005

Si l'on essaye de se représenter l'ensemble des ressources pétrolières, on peut d'abord faire la distinction entre pétrole conventionnel et pétrole non conventionnel[9]. Les taux de récupération, i.e. la fraction des ressources en place qui pourra être extrait grâce aux techniques actuelles, est en moyenne de 30 à 35% pour les ressources conventionnelles et de 15% pour le non-conventionnel, la fraction restante (NON RECUPERABLE sur le schéma qui suit) étant *a priori* destinée à rester à jamais au fond du gisement. La part récupérable se décompose alors en ce qui a déjà été extrait du sol (CONSOMMEES), les réserves prouvées (PROUVEES), le pétrole récupérable qui proviendra de la réévaluation du contenu de gisements connus (REEVALUATIONS) et enfin, le pétrole récupérable qui sera issu de champs qui n'ont pas encore été découverts à ce jour (A DECOUVRIR). Les réserves de pétrole non-conventionnel sont bien moins connues et les réserves potentielles (POTENTIELLES), i.e. tout le pétrole que l'on pourra récupérer à partir de ces ressources, sont estimées à 600 milliards de baril.

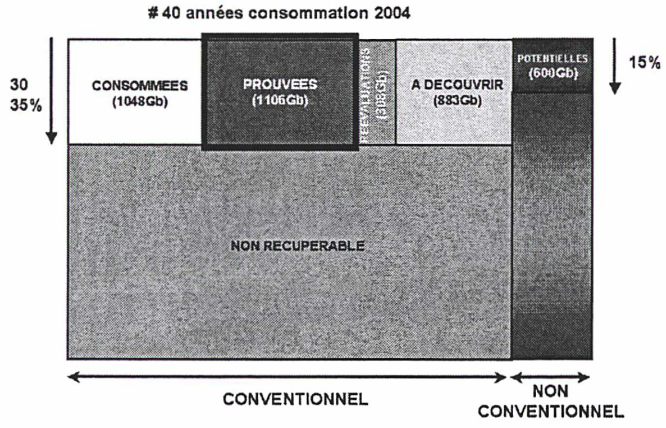

Figure 3 : une décomposition des ressources en place de pétrole[10]

---

[9] Le pétrole conventionnel est généralement défini comme « pouvant être produit dans des conditions techniques et économiques satisfaisantes ». La part de ce type de produit dans la production mondiale se situe autour de 90%, de 94% pour l'AIE à 80% pour l'ASPO. A cette catégorie s'ajoute le pétrole subconventionnel, dont font partie les gisements offshore profonds et polaires. Enfin, les pétroles non-conventionnels désignent les pétroles dégradés par oxydation de l'air ou dont le processus de genèse fut incomplet, et dont la rentabilité d'exploitation, économique et énergétique, est plus incertaine (huiles extra-lourdes, sables asphaltiques, schistes bitumineux).

[10] Agence Internationale de l'Energie, « World Energy Outlook 2005 » ; Institut Français du Pétrole, Panorama 2005, « Réserves de pétrole : des données évolutives en fonction de la technique et de l'économie », Mai 2005

La somme des réserves consommées, prouvées, à découvrir et des réévaluations forme ce que l'on appelle les ressources ultimes récupérables (URR). Et si l'évolution des réserves prouvées et du ratio R/P peut laisser croire à une abondance toujours croissante de pétrole, il faut constater que ces URR sont aujourd'hui estimées entre 2000 et 3000 milliards de barils, le même montant que celui admis par les experts en 1973[11] ! L'augmentation des réserves prouvées correspond en fait à une plus grande certitude dans l'évaluation des ressources en place de gisements existants – et donc une montée dans l'échelle probabiliste de classification des réserves.

Les sources officielles s'accordent sur les montants des réserves prouvées. Fin 2003, le BP Statistical Review, qui se contente de publier les déclarations officielles des différents pays producteurs, annonçait 1148 milliards de barils ; l'USGS (United States Geological Survey) – l'équivalent américain de notre BRGM (Bureau des Ressources Géologiques et Minières) qui fonde son évaluation sur un retraitement des données publiées par différents organismes s'accordait sur un montant de 1000 milliards de barils ; enfin, l'Oil and Gas Journal, la publication de référence de l'industrie pétrolière, arrivait au chiffre de 1265 milliards de baril, en incluant les sables asphaltiques canadiens.

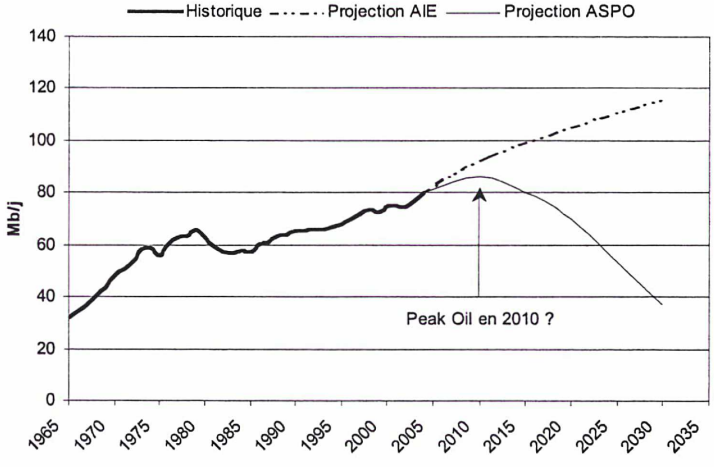

Figure 4 : production de pétrole, historique[12] et projection[13]

[11] P.R. Beauquis, « Un point de vue sur les besoins et les approvisionnements en énergie à l'horizon 2050 », Total Professeurs Associés, version octobre 2004

[12] BP, « Statistical Review of World Energy 2005 »

[13] Agence Internationale de l'Energie, « World Energy Outlook 2005 » et ASPO, Newsletter n°65, mai 2006 (www.peakoil.ie)

Il y a donc un consensus autour du chiffre de 1000 milliards de baril pour les réserves prouvées de pétrole conventionnel, soit 40 années à production 2004. Si l'on fait confiance à cette estimation, comme le font les experts de l'AIE, nulle raison de s'inquiéter d'ici 2030. Selon les scénarios tendanciels du *World Energy Outlook 2005*, nous aurons consommé en 2030 87% des réserves prouvées actuelles. Pourtant, certains géologues, regroupés pour la plupart au sein de l'ASPO[14], contestent ces discours rassurants et annoncent le pic pétrolier de production de pétrole[15] pour 2010. Sur quels faits se fonde leur critique ?

UN AVENIR SOMBRE ? LE DEBAT AUTOUR DU « PEAK OIL»

Tout d'abord, les pessimistes mettent en avant le faible taux de réussite dans l'exploration. Depuis dix ans, plus de 50% du remplacement des réserves est dû à des réévaluations ou des extensions de champs existants et non à de nouvelles découvertes. Entre 1999 et 2003, ce chiffre atteint 60%. La contribution de ces révisions au renouvellement est par ailleurs, selon l'IFP, appelée à diminuer à brève échéance avec les généralisations des techniques de sismique 3D[16]. Pour les consultants d'IHS Energy, 90% des réserves connues sont déjà en production[17]. Selon Colin Campbell, le fondateur de l'ASPO, « toutes les grandes découvertes ont été réalisées dans les années 1960. La planète a été fouillée de fond en comble »[18]. Alors qu'aujourd'hui, 10% de la production est assurée par 4 champs géants et 80% de celle-ci par des champs découverts avant 1970, les découvertes de champs d'envergure sont de plus en plus rares[19]. Quand on souligne par ailleurs que 60 pays ont déjà passé leur pic de production[20], il apparaît clairement que le renouvellement des réserves devient problématique. L'une des méthodes de prévision du pic pétrolier, dite seconde méthode de Hubbert, consiste à utiliser la corrélation entre volume des découvertes et production : on constate empiriquement que la courbe de production pétrolière cumulée au niveau d'un territoire donné ressemble de très près à la courbe des découvertes – cumulées également - avec un décalage de quelques dizaines

---

[14] Association for the Study of Peak Oil and Gas

[15] en incluant le non-conventionnel

[16] IFP, « Les investissements et la déplétion », Panorama 2004

[17] Xavier Boy de la Tour, « Le pétrole, au-delà du Mythe », éditions Technip, 2004

[18] Cité par John Vidal dans l'article "The end of oil is closer than you think", The Guardian, 21 avril 2005

[19] 14 sur la période 1999-2003, soit 24Gb, 1/3 de ce qui a été découvert sur cette période

[20] Iran (1976), ex-URSS (1987), Royaume-Uni (2000), Norvège (2000)...

d'années. Le pic de découverte observé dans les années 1960 serait donc annonciateur du pic de production.

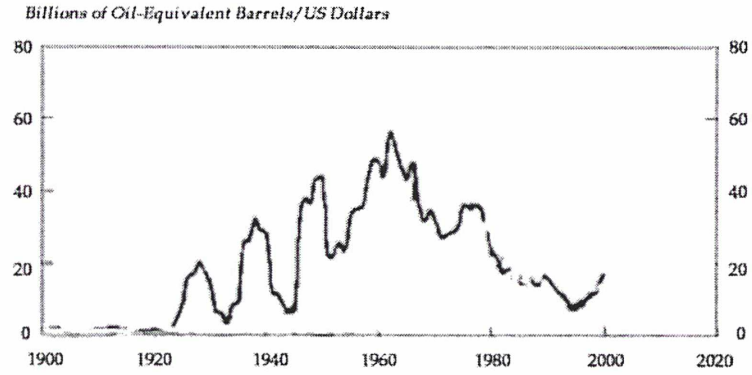

Figure 5 : volumes des découvertes de pétrole[21]

Cependant, ce débat sur le volume des découvertes de pétrole à venir ne suffit pas à expliquer les prévisions pessimistes établies par l'ASPO. Si l'on croit à un volume de réserves prouvées à 1000 miliards de baril environ, on ne peut pas s'attendre au Peak Oil avant 2030. La critique des pessimistes va donc plus loin. Elle remet en cause la validité des statistiques officielles des pays producteurs. Il n'existe pas en effet d'organisme international en charge de valider les données sur les réserves pétrolières, ni même d'obligation de fournir certaines statistiques, qui permettraient de mieux caractériser les ressources comme des données de production champ par champ par exemple. Les compagnies internationales sont soumises à la pression des marchés financiers et aux Etats-Unis, aux règles comptables et au contrôle de la SEC[22]. Shell a ainsi dû revoir ses réserves prouvées à la baisse, de près de 20%[23]. Les réserves prouvées constituent le patrimoine des sociétés pétrolières internationales et ce chiffre joue un rôle majeur dans l'appréciation de leurs actions. En revanche, pour les compagnies pétrolières nationales, comme la Saudi Aramco ou la Kuwait Oil Company, aucun contrôle ne permet de vérifier la véracité de ces chiffres. De plus, les quotas de l'OPEP sont fixés en fonction des réserves des différents pays membres, ce qui incite les pays enclins à une appréciation de leur revenu immédiat à surestimer leurs réserves. Nombre d'analystes contestent ainsi

---

[21] Harry J. Longwell, ExxonMobil, in "Before the Wells Run Dry", The Foundation for the Economics of Sustainability, 2002

[22] Securities and Exchange Commission

[23] La Tribune, « La SEC enquête sur les réserves de Shell », 20/02/2004

les réévaluations des réserves prouvées des pays de l'OPEP qui ont eu lieu successivement durant les années 80 et y voient une tentative d'affirmation sur la scène internationale plutôt qu'une réelle augmentation du pétrole que l'on pourra extraire du sol.

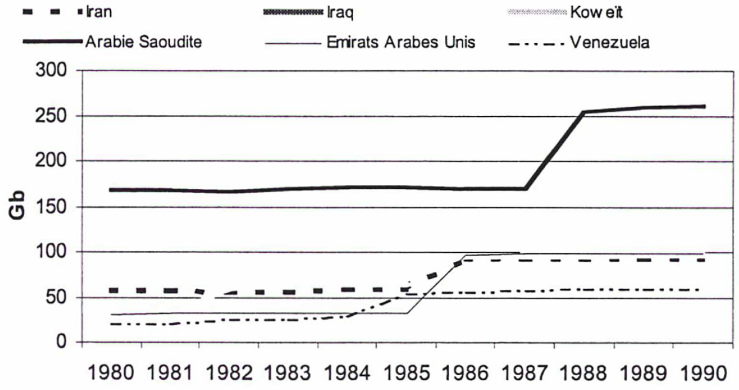

Figure 6 : Réévaluations des réserves prouvées de pétrole pour quelques pays de l'OPEP pendant les années 1980[24]

La querelle entre optimistes et pessimistes autour de l'avenir de la question pétrolière se joue donc autour des données. Et tous les moyens sont bons pour tenter d'y voir clair dans ce brouillard qu'est l'information pétrolière. Certaines sociétés spécialisées dans l'information pétrolières établissent leurs statistiques de production grâce à des informateurs qui comptent les bateaux dans les ports les plus importants et certains points de passage stratégiques sur les routes du pétrole. Matthew Simmons, un banquier d'investissement américain, a ainsi publié récemment[25] une analyse très poussée de l'avenir de la production saoudienne à partir de la lecture attentive de près de 200 articles techniques publiés par la SPE[26], une association de spécialistes de l'ingénierie pétrolière. A partir des problèmes d'exploitation évoqués par les ingénieurs saoudiens, l'auteur démontre que les champs pétroliers géants d'Arabie Saoudite ont été poussés à la surproduction par des techniques complexes de récupération – injection de gaz, puis d'eau pour tenter de maintenir la pression dans les gisements – et qu'en conséquence, la production future a été largement compromise. De telles théories, aussi séduisantes qu'elles puissent paraître, révélent, plutôt

[24] BP, « Statistical Review of World Energy 2005 »

[25] Matthew R. Simmons, « Twilight in the Desert », 2005

[26] Society of Petroleum Engineers

que l'imminence supposée du Peak Oil, un déficit profond d'information autour de l'estimation des ressources pétrolières.

Le débat sur le Peak Oil, autour duquel s'affrontent – pour schématiser à l'extrême – depuis des décennies des économistes optimistes et des géologues pessimistes est donc avant tout un débat très technique, même s'il révèle des divergences de vue profondes : pour les économistes, les réserves sont des « éponges » que presse le prix du baril ; pour les géologues, la quantité de pétrole dans le sol est finie et il suffit de l'estimer pour caractériser le problème de la déplétion pétrolière. Ce débat repose sur des données à la pertinence douteuse dans une industrie où l'accès à l'information a un coût très élevé. Il est bien sûr incontestable que la production de pétrole passera par un pic, et que les grandes découvertes de gisements sont derrière nous. Mais il est difficile de s'aventurer à placer des dates sur le phénomène. On peut même se demander à quelle échéance le Peak Oil (ou le plateau selon les prévisions de certains) pourra être anticipé ou s'il sera possible de dire avec certitude que le Peak Oil sera passé, tant sont grandes les incertitudes qui entachent les statistiques pétrolières et les enjeux stratégiques et économiques sous-jacents ; Colin Campbell affirme ainsi en 2006 : « Eh oui, le peak oil a vraisembablement été atteint l'an passé »[27]. Si le pic de production du pétrole tel que nous le connaissons est à nos portes, quelles sont les autres ressources qui pourraient fournir le carburant de nos transports ?

LE NON-CONVENTIONNEL, DU PETROLE DIFFICILE A EXPLOITER MAIS SITUE DANS DES ZONES PLUS STABLES

Un prix du pétrole croissant et l'avancée de la technologie repoussent toujours plus loin la limite entre ressources conventionnelles et non-conventionnelles. Selon l'économiste américain Morris Adelman, les productions possibles sont le résultat d'une course de vitesse entre, d'un côté, l'épuisement des gisements connus et, de l'autre, le progrès technique permettant d'accéder à de nouvelles réserves. Ce progrès nous donne accès à moindre coût à des gisements de pétrole plus lourd, plus difficiles à extraire. Ainsi, la production des huiles extra-lourdes du Venezuela était rentable dans les années 80 pour un prix du baril de brut entre 30 et 40$ le baril. Le progrès technique, comme la généralisation du forage horizontal a abaissé ce coût à 15$[28]. Le pétrole non-conventionnel n'a pas de définition officielle mais il regroupe généralement :

- les huiles extra-lourdes

---

[27] Libération, « Prédicateur de la fin », supplément « Vive le pétrole cher », lundi 29 mai 2006

[28] D. Babusiaux et P.-R. Beauquis, « Anticiper la fin du pétrole », Le Monde Diplomatique, janvier 2005

- les sables asphaltiques
- les schistes bitumineux
- le pétrole sous une forme conventionnel dans des environnements hostiles : zones polaires et offshore profond

Ce sont pour les trois premières catégories des ressources qui se présentent sous forme d'une masse visqueuse, dont la fluidité est presque nulle. Ces pétroles sont mieux répartis à la surface de la planète que les ressources conventionnelles. On trouve ainsi des schistes bitumineux aux Etats-Unis (avec une exploitation avancée de ces ressources dans l'état du Colorado), en Australie, au Zaïre, en Russie, au Brésil et en Chine. Les huiles extra-lourdes et les sables asphaltiques se répartissent entre le Canada, le Venezuela et la Russie.

L'ensemble des ressources en place pourrait représenter 6000 milliards de barils, et avec, avec un taux de récupération moyen actuel d'environ 10%, 600 milliards de barils pourraient être extraits dans de bonnes conditions techniques et économiques, soit près des réserves de tout le Moyen-Orient. Deux grandes zones fournissent une grande partie de ces réserves : les huiles extra-lourdes des bords de l'Orénoque au Venezuela, avec des ressources en place estimées à 1500Gb, et les sables asphaltiques de l'Athabasca au Canada, avec 2500Gb. Le développement de ces ressources est donc un enjeu considérable puisqu'il permettrait de disposer d'un contrepoids aux réserves du Moyen-Orient, dans des zones plus stables politiquement.

Mais l'exploitation de ces pétroles lourds n'est pas aisée. Par exemple, deux procédés coexistent pour la mise en production des sables asphaltiques. Si les ressources sont localisées à faible profondeur, elles sont exploitées par des mines où le pétrole est extrait de la roche en utilisant de la vapeur et des solvants (soude généralement). Le liquide extrait est ensuite mélangé à un pétrole plus léger, puis transporté pour être ensuite raffiné. Si les sables asphaltiques sont trop profonds pour l'exploitation minière, la roche est chauffée de manière à fluidifier le pétrole contenu et le faire remonter à a surface. Le procédé industriel utilise donc en grande quantité de la chaleur, de l'eau et des solvants. Le raffinage de ces ressources nécessite par ailleurs une quantité d'énergie importante : 45 m^3 de gaz sont nécessaires[29] pour raffiner chaque baril issu des sables asphaltiques canadiens. L'exploitation des schistes bitumineux pose également des problèmes environnementaux majeurs. La compagnie Unocal a ainsi calculé que le débit du Colorado

[29] J. Kergueris et C. Saunier, Rapport d'information n°105 sur les perspectives d'évolution du prix des hydrocarbures à moyen et long terme, session 2005-2005, novembre 2005

serait nécessaire pour une production rentable des schistes du Grand River Canyon[30].

Faible rendement énergétique de l'exploitation[31], dégradation des paysages, consommation importante d'eau et de solvants, autant d'obstacles qui expliquent le profil typique de production des gisements non-conventionnels : une lente montée, puis un plateau très stable pendant une durée importante. C'est ici le développement des flux issus de ces ressources qui pose problème, pas le volume du stock. Et les investissements requis sont considérables : l'Agence Internationale de l'Energie estime que 92 milliards de dollars seront nécessaires entre 2001 et 2030[32] pour exploiter les ressources du Canada et 52 milliards pour celles du Venezuela et pour un potentiel de contribution à la production mondiale qui devrait rester faible : de 2,6% en 2004 à 6,8% en 2030 selon les mêmes sources.

LES BIOCARBURANTS, UNE FILIERE AUX VERTUS CONTESTEES

La filière des biocarburants, qui affiche une croissance de 15% par an, est en plein essor. Selon la directive européenne 2003/30/CE rentrent dans cette catégorie les carburants liquides ou gazeux obtenus à partir de matières organiques végétales et animales issues de la biomasse définie comme la fraction biodégradable des produits déchets et résidus de l'agriculture, de la sylviculture, de leurs industries connexes et des déchets industriels et municipaux. Deux filières coexistent actuellement pour la synthèse de carburants destinés au transport : le bioéthanol et le biodiesel. Le bioéthanol peut être mélangé directement à de l'essence conventionnelle, jusqu'à une limite de 5% en volume en France, ou être utilisé pour synthétiser de l'ETBE (Ethyl Tertio Butyl Ether) pour ensuite être mélangé à du carburant classique (jusqu'à 15% en volume en France). Le bioéthanol provient du traitement du sucre de végétaux et est issu par exemple de cultures de betterave, de blé en France, de maïs aux Etats-Unis, ou de canne à sucre au Brésil. L'éthanol est en général un coproduit issu de la fabrication du sucre. Le biodiesel est le produit fini de la filière des esters végétaux, principalement développés sous la forme d'EMHV (esters méthyliques d'huiles végétales). Il peut être mélangé jusqu'à 5% au gazole classique en France voire même dans la limite de 30% sous dérogation pour certaines flottes captives. Des différences transatlantiques majeures subsistent dans le

---

[30] Source : voir note 29

[31] Il faudrait donc coupler l'exploitation des ressources non-conventionnelles avec de l'énergie d'origine nucléaire pour ne pas « convertir du fossile en fossile ». Total aurait ainsi confié à Areva une étude de faisabilité d'un réacteur nucléaire spécifique qui pourrait fournir l'énergie nécessaire à l'extraction de ces pétroles lourds.

[32] Agence Internationale de l'Energie, « World Energy Outlook 2004 »

choix de développement des filières : les Etats-Unis sont le premier producteur mondial de bioéthanol quand l'Union Européenne produit 79.5% de ses biocarburants sous forme de biodiesel et le reste sous forme de bioéthanol, ce qui la place en tête de la production mondiale de biodiesel.

La filière biocarburants s'est accordée les faveurs des gouvernements et elle est généreusement subventionnée en Europe ou aux Etats-Unis : en Europe pour aider les puissances publiques à atteindre les objectifs fixés par le protocole de Kyoto, aux Etats-Unis pour réduire la dépendance liée aux imports de pétrole du Moyen-Orient. L'Union Européenne s'est fixée un objectif ambitieux de 5,75% de biocarburants dans la consommation de carburants utilisés dans les transports en 2010. La France en était en 2004 à 0,8%. Pourtant, les vertus écologiques des biocarburants ne font pas l'unanimité. Tout d'abord, le bilan CO_2 de ces filières – difficile à établir et particulièrement technique quant à la prise en compte des coproduits – n'est pas toujours si avantageux que les promoteurs de la filière semblent le dire. Une étude américaine aurait ainsi montré que la réduction de CO_2 permise par la consommation de bioéthanol provenant de maïs à la place de carburant traditionnel ne serait que de 13% ou même nulle suivant la méthodologie utilisée pour la prise en compte des coproduits[33]. Les bilans énergétiques sont par ailleurs faibles pour les cultures américaines ou européennes par rapport aux rendements accessibles dans les zones tropicales : la culture de maïs produit ainsi 145 kg d'huile par hectare et par an alors que les palmiers à huile en produisent 5000 kg ! La généralisation des biocarburants en économie ouverte conduirait donc à dédier des cultures dans les pays tropicaux pour ensuite exporter les biocarburants produits vers les pays fortement consommateurs de pétrole. Et si les bilans CO_2 des filières européennes et américaines ont été étudiés avec soin et sont au centre de débats d'experts, le développement à grande échelle de l'industrie des biocarburants dans certains pays en voie de développement n'a fait l'objet d'aucune étude d'impact[34]. En Malaisie, la production toujours croissante d'huile de palme est responsable de déforestations massives, qui pourraient annuler ou inverser le bilan carbone total de la substitution.

Or les besoins de la filière, si elle devait fournir une part substantielle de la consommation de carburants dans le transport, ne pourraient se contenter des terres arables disponibles en Europe ou aux Etats-Unis. Le tableau qui suit donne ainsi à titre d'exemple pour différentes filières de production de biocarburants et avec les rendements actuels les surfaces nécessaires pour remplacer la totalité des carburants consommés pour le transport en France par des biocarburants.

---

[33] A. Farrell et al., « Ethanol can contribute to energy and environmental goals », Science Vol. 311, 2006

[34] L. Brown, "Biofuels : Renewable Energy or Environmental Disaster in the Making", World Watch Institute, 2006

Culture Biocarburant	Energie brute/ha (tep)	Surface minimale pour produire 50 Mtep (km²)	Surface minimale (% surfaces cultivables)
Colza/huile	1,37	360 000	230%
Tournesol/huile	1,06	470 000	300%
Betterave/éthanol	3,98	130 000	80%
Blé/éthanol	1,76	280 000	180%

Figure 7 : remplacer la totalité des carburants utilisés pour le transport en France par des biocarburants ? Quelques ordres de grandeur pour les filières industriellement matures (rendement brut, hors consommation pour les besoins propres de la filière)

Les biocarburants ne pourraient offrir une alternative au pétrole conventionnel que dans le cas d'un développement international de la filière, ce qui engagerait une logique de compétition pour les terres arables, entre pays développés et pays en voie de développement : cultiver les terres pour nourrir les populations locales ou pour produire des biocarburants à destination des pays riches. La généralisation de l'industrie des biocarburants avec les technologies actuelles pose des problèmes de développement économique majeurs, et de partage des ressources naturelles entre pays développés et pays en voie de développement. L'espoir pourrait venir des technologies Biomass-To-Liquid (BTL)[35], permettant d'utiliser une plus grande variété de biomasse pour la fabrication de biocarburants et dont les rendements pourraient être compatibles avec un développement à grande échelle. Mais les experts s'accordent sur un temps de maturation de la technologie qui pourrait prendre encore 10 ans.

Enfin, malgré les discours volontaristes autour des biocarburants, les prévisions de développement de la filière restent modestes à moyen terme. L'optimisme est d'ailleurs tempéré par certains : le Commissaire européen en charge de l'environnement, Stavros Dimas, déclarait ainsi en juin 2006 que les biocarburants, s'ils avaient certainement leur rôle à jouer dans la politique énergétique européenne, ne sont pas la solution miracle qui va résoudre notre futur énergétique. L'Agence Internationale de l'Energie estime ainsi que si les différents plans annoncés par les gouvernements en faveur du développement des biocarburants étaient mis en œuvre – hypothèse extrêmement optimiste, les biocarburants ne représenteraient en 2020 que 5 à 6% de la consommation de carburant dans les transports.

[35] voir paragraphe suivant

LES CARBURANTS DE SYNTHESE

Une autre voie consisterait à synthétiser du pétrole à partir d'autres hydrocarbures comme le gaz ou le charbon. L'opération est possible grâce au procédé Fischer-Trospch, mis au point en 1920 par deux chercheurs allemands, Franz Fischer et Hans Tropsch. Ce procédé a déjà été utilisé à échelle industrielle par les Allemands pendants la seconde guerre mondiale : en 1940, 40% de la consommation totale de pétrole en Allemagne et 95% du carburant de la Luftwaffe provenait de la liquéfaction du charbon.[36]

Du carburant de synthèse peut être fabriqué à partir de toute matière première contenant du carbone et de l'hydrogène : charbon, biomasse ou gaz naturel. Les étapes sont les suivantes :

1. Production d'un gaz de synthèse (mélange de CO et d'H_2) par vaporeformage, gazéification ou oxydation partielle ;

2. Transformation de ce gaz en une cire (c'est l'étape dite « synthèse Fischer-Tropsch ») ;

3. Hydrocraquage de la cire.

Le produit obtenu est un carburant qui possède d'excellentes propriétés environnementales : ni soufre, ni molécules aromatiques (benzène, toluène) et moins de particules qu'un carburant classique. On désigne les différentes filières suivant la matière première d'origine : CTL (Coal to Liquid) pour le charbon, GTL (Gas to Liquid) pour le gaz, BTL (Biomass to Liquid) pour la biomasse. Le BTL n'est pas encore une technologie mature mais ses perspectives sont prometteuses.

La carbochimie déplacerait donc le problème de l'épuisement de la ressource en rendant équivalentes toutes les formes de carbone : la limite ne serait donc plus la quantité de pétrole que l'industrie peut extraire mais la quantité de carbone à la surface de la planète. Aujourd'hui, le procédé dit Fischer-Tropsch permet la production de pétrole essentiellement à partir des gisements de gaz à bas coût[37], comme ceux du Qatar, qui a lancé plusieurs investissements de ce type. Les perspectives à partir de cette source sont de fait limitées dans la mesure où ces gisements sont peu nombreux (à cause de la concurrence sévère avec le Gaz Naturel Liquéfié pour les autres usages du gaz : production de chaleur ou d'électricité). Le GTL est donc pour l'instant rentable uniquement pour le gaz que l'on ne parvient pas à transporter facilement vers les foyers de consommation. Ainsi, seule la

---

[36] D. Yergin, "The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power", Simon Schuster, 1991

[37] 0 à 1$/MMBtu pour du gaz issu des exploitations pétrolières par exemple, qui est souvent brûlé dans les torchères

liquéfaction du charbon, du fait des réserves gigantesques[38], pourrait constituer une alternative crédible au pétrole.

Deux technologies existent pour la liquéfaction du charbon :

- la liquéfaction directe, un procédé mis au point par Friedrich Bergius en 1900 ;
- la liquéfaction indirecte, passant par le syngas, le procédé de synthèse Fischer-Tropsch

Le procédé indirect est utilisé en Afrique du Sud depuis 1955 du fait de l'embargo sur l'exportation de pétrole vers ce pays au moment de l'Apartheid. Aujourd'hui, la filière « Coal To Liquid » représente 30% de la consommation de pétrole du pays (7Mt/an). Le procédé est rentable avec le prix actuel du baril : les coûts variables s'échelonnent entre 15 et 32$/b suivant les technologies et les pays[39]. Mais les investissements restent considérables : entre 45000 et 75000$/b/j. Le coût d'une installation de CTL est proche de 3 milliards de dollars pour un temps de construction proche de 6 ans[40].

Enfin, le développement de la filière CTL pose la question de la séquestration du CO_2. Encore expérimentale et avec des perspectives mondiales limitées, cette technologie est indispensable dans le cas de développement important de technologies CTL pour ne pas compromettre tout objectif de maîtrise du changement climatique.

Les pays producteurs de charbon, comme les Etats-Unis, la Chine, la Russie ou l'Australie, regardent de près la liquéfaction du charbon comme alternative au pétrole conventionnel. Pourtant, en raison des investissements importants requis et du problème des émissions de gaz à effet de serre, l'AIE estime que les volumes de carburants de synthèse sous toutes leurs formes ne représenteront en 2030 que 1,8% de la production mondiale de pétrole.

UN PROBLEME DE FLUX ET NON DE STOCK

Suite à cette analyse rapide des alternatives possibles au pétrole conventionnel, une certitude se dégage : il n'y aura pas de « miracle technologique » d'ici 2015 et le pétrole tel que nous le connaissons a encore de beaux jours devant lui.

---

[38] Le ratio R/P est 192 années pour le charbon en 2005 selon le « BP Statistical Review ».

[39] Colin Baudouin (IFP), « Coal to Liquids », Conférence EPFL-AISEN, novembre 2005

[40] Source : site SASOL

Le débat sur le pic pétrolier, tel que perçu fréquemment, apparaît peu pertinent : il conduit à penser les contraintes qui pèsent sur l'avenir de la ressource en terme de stock et non de flux et se perd rapidement en discussions très techniques à partir de données à la fiabilité hasardeuse. Or le développement des alternatives technologiques est bridé à moyen terme par l'inertie des systèmes industriels et le montant considérable des investissements nécessaires à de nouvelles filières pour contribuer de manière significative à la production de carburants pour le transport. Par ailleurs, l'amont pétrolier des pays de l'OPEP se ferme de plus en plus aux investissements internationaux. La décision d'augmenter la production pétrolière va de moins en moins être dans les mains des pays consommateurs, alors que 2/3 des réserves prouvées de pétrole conventionnel se situent au Moyen-Orient. Ainsi, s'il est difficile de trancher en faveur des tenants ou des détracteurs du Peak Oil, il est certain que les pays hors-OPEP vont être confrontés à un évènement majeur à très brève échéance : le pic de production de pétrole conventionnel dans les pays qui ne font pas partie de l'OPEP. Celui-ci devrait, d'après l'Agence Internationale de l'Energie, survenir entre 2010 et 2015, cette fourchette pouvant être considérée comme fiable, dans la mesure où les données sont plus accessibles dans ces régions. Ce que nous appellerons dans la suite le ***« Peak Oil géopolitique »*** correspond ainsi à la date à partir de laquelle les pays consommateurs ne seront plus du tout maîtres de leur approvisionnement, devenant de plus en plus dépendant de quelques pays regroupés dans un cartel. En effet, à partir de cette date, seuls les pays membres de l'OPEP seront en mesure d'augmenter leur production pour couvrir les besoins mondiaux en croissance, dans la mesure où le développement des alternatives ne sera pas assez rapide pour pouvoir combler le manque.

MARCHE DU PETROLE ET SECURITE D'APPROVISIONNEMENT

« Un approvisionnement sûr, nous dit Jean-Marie Chevalier, c'est un flux régulier et continu d'énergie à un prix raisonnable, depuis la production d'énergie primaire jusqu'au consommateur final »[1]. Confrontés à cette problématique, les pays occidentaux ont d'abord choisi la solution qui paraissait la plus évidente à l'époque coloniale : contrôler directement la ressource par une présence militaire. Cette volonté prédatrice des consommateurs s'est ensuite effacée dans les années 60, pour faire place à celle de compagnies nationales qui, comme Elf ou Total en leur temps, allaient « planter le drapeau français » à la verticale des gisements. Un système de concessions permettait de donner un statut de quasi-extraterritorialité aux territoires où la ressource était abondante. La sécurité d'approvisionnement pétrolier a donc longtemps été conçue par les états occidentaux comme l'appropriation des réserves de pétrole. Dans ces deux systèmes, chaque puissance consommatrice construisait sa propre sécurité d'approvisionnement en assurant l'ensemble de sa chaîne pétrolière : production, logistique, raffinage. Suite au processus de décolonisation et à l'organisation en cartel des pays producteurs, cette mainmise sur la ressource a été remise en cause, et il a fallu alors pour les pays consommateurs trouver une nouvelle stratégie pour assurer les approvisionnements. Poussé par une convergence d'intérêts forte entre producteurs et consommateurs, un marché mondial et unifié du pétrole s'est progressivement mis en place : en augmentant les débouchés pour les producteurs et en diversifiant les sources d'approvisionnement accessibles aux consommateurs, l'intermédiation du marché a un effet stabilisateur pour les deux parties. "The EU security of oil supply is fundamentally a question of the security of supply to be expected from the global oil market", affirmait encore récemment l'Union Européenne dans son Livre vert sur le développement d'une politique énergétique européenne commune. La vision impérialiste de l'accès à la ressource pétrolière n'a plus lieu aujourd'hui dans la plupart des pays consommateurs et le nouveau dogme de la sécurité d'approvisionnement repose sur les vertus du marché.

UN MARCHE OU LA CONCURRENCE NE VA PAS DE SOI

Si le mot pétrole évoque aujourd'hui dans l'imaginaire collectif des multinationales puissantes et des marchés financiers très développés, concurrence et industrie pétrolière n'ont pas toujours fait bon ménage et la

---

[1] J.M. Chevalier, « Les batailles de l'énergie », Folio actuel, 2005

capacité de la compétition acharnée entre producteurs à faire émerger un mode d'exploitation durable de la ressource pétrolière a toujours fait question. L'histoire de l'aventure pétrolière peut se lire le long d'un mouvement régulier de balancier entre concurrence débridée et régulation étatique. Dans une industrie où les coûts fixes sont considérables, la tentation de rentabiliser au plus vite les investissements plutôt que de privilégier la gestion sur le long terme des champs pétroliers est grande, en particulier pour les entreprises de taille modeste. Dès les débuts de l'industrie pétrolière aux Etats-Unis à la fin du XIXe siècle, ce constat a poussé les industriels à se regrouper, sous différentes formes, et l'Etat à intervenir pour privilégier la gestion à long terme de la ressource.

LE MARCHE COMME GARANT DE LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT

Dans la vision libérale qui prédomine actuellement, le marché du pétrole assure la sécurité d'approvisionnement par un mécanisme d'agrégation de l'offre et de la demande. En effet, par rapport au modèle impérialiste, le marché introduit un niveau intermédiaire entre les sources d'approvisionnement en pétrole et les consommateurs. C'est ce que l'économiste américain Morris Adelman appelle *la grande bassine*: "The world oil market, like the world ocean, is one great pool. The price is the same at every border. Who exports the oil Americans consume is irrelevant." Les chocs d'offre ou de demande sont absorbés par le marché dans son ensemble, et non pas individuellement comme dans la vision impérialiste. Le modèle de marché est donc intrinsèquement plus sûr que le modèle impérialiste. Cependant, la construction de cette sécurité d'approvisionnement pétrolier échappe alors au contrôle individuel des états : c'est un bien collectif.

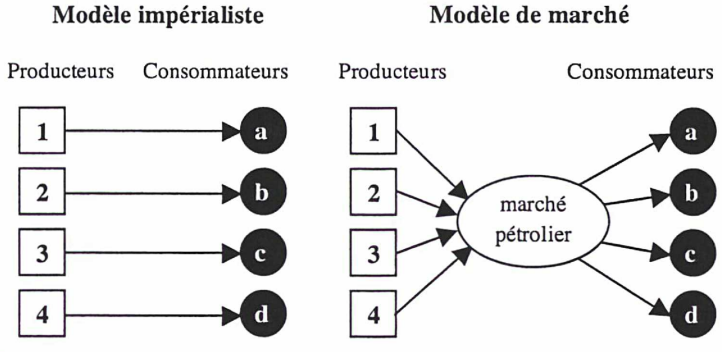

Figure 1 : deux visions de la sécurité d'approvisionnement pétrolier

Pour que le marché pétrolier assure effectivement la sécurité d'approvisionnement, il doit remplir à notre sens quatre conditions :

s'appuyer sur un mécanisme d'allocation efficace, pour que la répartition de la ressource reflète à la fois les coûts de production et la disposition à payer des consommateurs ;

être capable de réaliser un grand nombre d'échanges : pour que le marché soit en mesure de faire face à des chocs d'offre ou de demande, la ressource doit pouvoir circuler le plus librement possible ;

être alimenté par des sources diversifiées : le marché a la grande vertu d'agréger les sources d'approvisionnement, encore faut-il que ceux-ci ne soient pas concentrés dans la même zone géographique ou soumis aux mêmes facteurs de risque politique;

disposer d'outils pour amortir les défaillances : en cas de choc, l'inertie des flux pétroliers mondiaux requiert des mécanismes pour gérer les crises locales de court terme.

Nous allons voir que ces quatre conditions ne sont pas respectées par le marché pétrolier actuel et que sa capacité à assurer une certaine sécurité d'approvisionnement repose en fait sur une convergence d'intérêts entre consommateurs et producteurs.

UN MARCHE EFFICACE, UNE SITUATION GLOBALE OPAQUE

Le pétrole est une composante fondamentale du modèle économique occidentale et en conséquence les marchés financiers associés sont extrêmement développés. C'est ainsi la marchandise la plus échangée au monde. Les exportations de pétrole brut et raffiné représentaient en valeur environ 7,3% des exportations de biens en 2003[2] . En 2000 s'échangeaient 4 milliards de dollars par jour sur les marchés pétroliers et plus de 3000 participants interviennent directement sur ces marchés[3]. Par sa liquidité, le marché du pétrole laisse espérer un modèle de marché concurrentiel efficace. Difficile donc au premier abord de mettre en cause le mécanisme d'allocation qui régit les échanges de pétrole.

Pourtant, le fonctionnement du marché pétrolier est bien loin des canons de la théorie. Pour reprendre une boutade attribuée à Robert Mabro, le directeur de l'institut de recherche en énergie d'Oxford, la géopolitique et le marché se partagent la fixation du prix du pétrole : jusqu'à récemment, l'OPEP se chargeait des deux premiers chiffres avant la virgule, le marché intervenant sur ce qui se passe après la virgule. Le marché pétrolier est efficace sur ce qu'il voit, mais il voit peu. Il a un fonctionnement en partie

---

[2] Nations-Unies, COMTRADE

[3] J. Maurice, « Prix du pétrole », Conseil d'Analyse Economique

autonome de la réalité pétrolière. Les marqueurs les plus liquides du marché ne sont plus représentatifs de la typologie des produits pétroliers d'aujourd'hui. Le Brent Blend, index favorisé par les investisseurs pour les contrats à terme, représente actuellement moins de 1% de la production pétrolière. Les deux autres marqueurs liquides du marché, le WTI et le Dubaï, sont également très peu présents dans les transactions commerciales. Les fondamentaux du marché sont de plus très mal connus. Un exemple caractéristique : le marché pétrolier réagit beaucoup à la publication des stocks industriels américains parce que c'est l'une des rares données publiées à fréquence hebdomadaire. L'Union européenne a en projet de passer la publication des stocks industriels de pétrole dans les pays membres de la fréquence mensuelle à la fréquence hebdomadaire. Nul doute que les trajectoires des prix pétroliers en seraient modifiées.

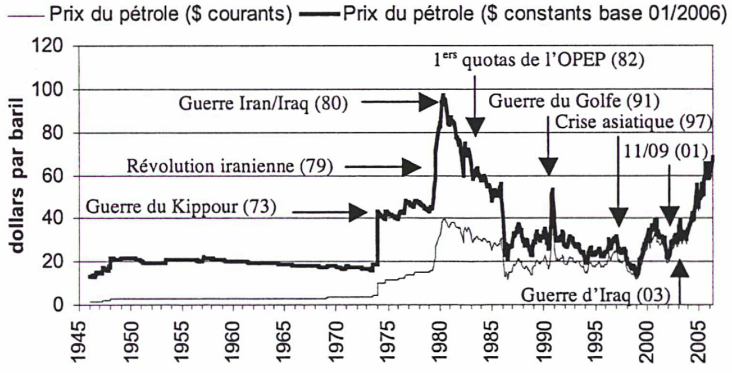

Figure 2 : évolution du prix du pétrole et évènements géopolitiques[4]

Très peu de données sont en effet publiques. Sur l'offre, la publication de données officielles relève d'un enjeu de pouvoir majeur pour certains pays producteurs, depuis la fermeture aux compagnies internationales de leur amont pétrolier. Ainsi, les paramètres techniques qui caractérisent le déclin des champs matures ou même les statistiques de production champ par champ sont considérées comme un secret d'État en Arabie Saoudite[5]. Au-delà des débats sur les définitions et sur les difficultés techniques d'estimation, le volume des réserves prouvées est également un facteur de poids politique sur la scène internationale pour les pays riches en ressources. La pertinence de la réévaluation des réserves dans les pays de

---

[4] Prix du pétrole : West Texas Intermediate après 1982, prix de marché (« posted price ») avant (source : Dow Jones & Company) ; prix courants déflatés par l'indice des prix américains à la consommation (source : Bureau of Labor Statistics)

[5] Comme l'ont montré les récents débats à propos du livre de Matthew Simmons, « Twilight in the Desert : the Coming Saudi Oil Shock and the World Economy»

l'OPEP dans les années 1985-1990 est ainsi contestée par de nombreux géologues. Quelques grandes sociétés de conseil comme IHS Energy ou Wood Mackenzie se sont spécialisées dans l'information pétrolière et ont constitué des bases de données recensant l'ensemble des données disponibles sur la totalité des champs pétroliers mondiaux. Néanmoins, les tarifs prohibitifs de ce type service, qui reflètent le coût élevé de l'information dans l'industrie pétrolière, en restreignent l'utilisation à un petit nombre de clients fortunés comme Total en France. Il faut néanmoins noter sur ce sujet le projet JODI[6] lancé en 2001 par plusieurs organisations internationales (AIE, OPEP...) dans le but de donner accès à tous à l'information pétrolière et promouvoir la transparence dans ce domaine. Sur la demande, l'exercice de prévision est notoirement périlleux et ici encore très politique. Bien sûr, au-delà de la difficulté réelle de l'exercice, on ne peut parfois exclure de sous-estimer la dépendance des civilisations occidentales au pétrole, et par-là même le pouvoir des pays de l'OPEP.

En l'absence de données, le marché a besoin de discours, d'interprétations capables de lier les bribes d'informations qu'il est en mesure de percevoir. Des institutions comme l'AIE ou l'OPEP, des États producteurs ou consommateurs et des multinationales soumettent chaque jour des « histoires » propres à éclairer, sous un jour qui les arrange, les soubresauts du marché. Le prix du pétrole se fixe alors par une subtile alchimie entre mécanismes de marché et discours politiques.

DES ECHANGES PEU FLEXIBLES

Le système pétrolier mondial est irrigué par un petit nombre de routes stratégiques. En 2000, le transport par bateau sur les océans représentait 1,9 milliards de tonnes de pétrole soit 62% de la production mondiale. Et les détroits sont de plus en plus engorgés : 20% du pétrole mondial circule par le détroit d'Hormuz, 13% par le détroit de Malacca... Les échanges pétroliers mondiaux se concentrent en quelques points sensibles. A titre d'exemple, environ 170 bateaux, qui assurent 13% de la consommation mondiale et 80% des importations mondiales, empruntent chaque jour le détroit de Malacca. Or ce détroit est large de 500 mètres à son point le plus étroit, dans une zone où les actes de piraterie maritime sont monnaie courante[7]. Les marges de manœuvre du système sont faibles en cas de crise. Il faut par ailleurs noter que la logistique pétrolière n'est pas régulée, comme peuvent l'être les réseaux électriques ou gaziers. Les systèmes électriques sont conçus pour pouvoir à tout moment pallier une défaillance d'un ouvrage majeur. Le système pétrolier, totalement libéralisé, n'assure pas le fonctionnement d'une logistique minimale en cas de crise.

---

[6] Joint Oil Data Initiative (http://ww.jodi.org)

[7] CGEMP, « Simulation de la fermeture du détroit de Malacca », 15/06/2005

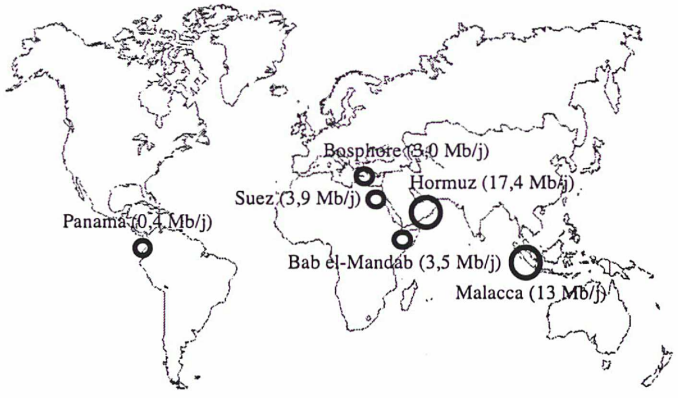

Figure 3 : les points stratégiques des routes du pétrole[8]

Outre la rigidité des flux de transport, les échanges de pétrole sont contraints par les spécificités des produits. Les normes environnementales diffèrent fortement suivant les réglementations et en conséquence les carburants pour le transport ne sont pas substituables d'un pays à l'autre, voire d'un état à un autre pour les Etats-Unis, où des réglementations protectionnistes pour les producteurs locaux restreignent fortement le commerce de carburant inter-étatique, phénomène connu sous le nom de « balkanisation des normes ». Il n'est par ailleurs pas possible, pour des raisons de coût, de transporter des produits finis. En conséquence, le raffinage doit être adapté à chaque marché, à la fois en qualité et en quantité. Or de fortes tensions se font sentir actuellement sur les capacités de raffinage. Le taux d'utilisation des raffineries atteignait 85% en 2004 ce qui correspond à une quasi-saturation une fois prises en compte les nécessaires périodes de maintenance. En particulier, les unités les plus convertissantes – celles qui sont capables de traiter les pétroles les plus lourds – sont totalement saturées. Malgré ces tensions, les investissements restent faibles dans le secteur du raffinage. Plusieurs raisons peuvent expliquer ce désintérêt : les compagnies pétrolières ont été échaudées par l'épisode des surcapacités créées dans les années 70 et les trente années de marges faibles qui ont suivies ; les normes environnementales en Europe et aux États-Unis rendent extrêmement difficiles la construction de nouvelles raffineries ; par ailleurs, compte-tenu du temps de retour sur un investissement aussi colossal qu'une raffinerie, le problème du Peak Oil n'est pas neutre... L'ouragan Katrina a montré de façon flagrante que la

[8] Trafic moyen 2004 pour tous les détroits, à l'exception du détroit du Bosphore et de Panama (source : Agence Internationale de l'Energie, World Energy Outlook 2004 & 2005)

sécurité d'approvisionnement pétrolier pouvait être mise en péril par une contrainte soudaine sur la capacité de raffinage.

DES RISQUES QUI SE CONCENTRENT POUR L'APPROVISIONNEMENT

La concentration de l'approvisionnement pétrolier dans les pays de l'OPEP est un risque qui a été perçu largement par les pays consommateurs dès après les chocs pétroliers des années 70. Le « hors-OPEP » s'est alors développé significativement : même si les coûts d'exploitations y étaient souvent bien supérieurs à celui du pétrole du Moyen-Orient, c'était un prix à payer acceptable pour modérer la dépendance des pays de l'OPEP. Or aujourd'hui, 2/3 des réserves de pétrole sont concentrées au Moyen-Orient[9], et presque tous les pays producteurs hors-OPEP ont atteint leur pic de production. Les prévisions de l'AIE[10] nous disent la part des pays de l'Afrique du Nord et du Moyen-Orient dans la production mondiale de pétrole va passer de 35% en 2004 à 44% en 2030. Et l'on commence à voir évoluer en conséquence la politique de l'OPEP. Jusqu'à présent, l'OPEP exerçait son pouvoir de marché par l'imposition de quotas de production et le maintien permanent d'un excès de capacité. Ces marges de capacité ont atteint un plus bas historique en 2005. En devenant la seule zone capable de fournir le pétrole qui va satisfaire la croissance de la demande mondiale, l'OPEP n'a en effet plus besoin de constituer des marges sur les capacités de production pour contrôler le marché. Il lui suffit de piloter l'investissement dans les nouveaux puits, sans se soucier d'être l' « amortisseur » du marché.

LA GESTION DES CHOCS : DES POLITIQUES D'OFFRE EN QUESTION, DES POLITIQUES DE DEMANDE DIFFICILES A IMPOSER

Deux grands moyens d'actions peuvent être employés par les États consommateurs pour faire face à des crises d'approvisionnement pétrolier : utiliser les réserves stratégiques ou réduire temporairement la demande.

Les stocks stratégiques pétroliers ont, en France, été constitués au sortir de la première guerre mondiale. « Si les Alliés ne veulent pas perdre la guerre, il faut que la France combattante, à l'heure du suprême choc germanique, possède l'essence aussi nécessaire que le sang dans les batailles de demain », écrivait Clémenceau en 1917 dans un télégramme à Wilson. Ils sont donc au départ d'inspiration militaire : les stocks doivent servir à faire rouler les tanks, voler les avions et faire fonctionner l'économie de guerre en cas de conflit. Aujourd'hui, la France est soumise à des obligations de stockage de produits pétroliers liées à ses engagements internationaux au titre de

---

[9] BP, « Statistical Review of World Energy 2005 »

[10] AIE, « World Energy Outlook 2005 »

membre de l'AIE et de l'Union européenne. Jusqu'à présent, ces stocks ont servi le plus souvent à gérer des crises d'approvisionnement pétrolier d'ampleur nationale provoquées par des conflits sociaux. Dans cadre de l'AIE, les stocks stratégiques ont été utilisés à deux reprises : lors du début de la première guerre du Golfe en 1991 et fin 2005 suite aux dégâts causés par l'ouragan Katrina. Les stocks stratégiques internationaux ont été conçus au milieu des années 1970 comme un contrepoids à l'utilisation du pétrole comme arme politique par les pays de l'OPEP. La doctrine d'alors se rapprochait de celle de la dissuasion nucléaire : les stocks ne sont pas là pour être utilisés, mais pour prévenir toute tentative d'utiliser aux dépens des pays de l'OCDE le robinet pétrolier. L'exemple de Katrina remet en cause cette doctrine. Ici, la rupture d'approvisionnement n'est pas d'origine humaine et ne résulte pas d'une démonstration d'un rapport de forces. Néanmoins, le déstockage a-t-il été efficace dans cette situation inédite ? La décision de l'AIE a eu un effet incontestable sur les prix. En quelques heures, l'annonce a calmé le jeu spéculatif du marché, le prix par baril chutant de 10 dollars environ. Sur les quantités, la situation est beaucoup plus difficile à apprécier. La complexité d'un marché pétrolier décentralisé fait qu'il est quasiment impossible de savoir à quoi ont réellement servi les 60 millions de baril mis sur le marché par l'AIE. Une première estimation de l'AIE ferait état de l'achat d'environ 60% des stocks libérés, paradoxalement peu aux Etats-Unis où la disponibilité des ports pour accueillir des tankers supplémentaires faisait défaut.

Certains pourraient être tentés d'utiliser plus fréquemment les stocks pour réguler le marché, mais l'effet psychologique sur le marché ne serait sans doute qu'éphémère. Celui-ci ne peut en effet être préservé que dans la mesure où l'utilisation des stocks est réservée à des cas extrêmes, toute la difficulté étant de définir ces derniers. Dans un contexte de tension à tous les niveaux de la chaîne pétrolière, la doctrine d'utilisation des stocks stratégiques est remise en question.

TABLEAU 1 : LES CRISES PETROLIERES MAJEURES DEPUIS 1970[11]

Date	Perte (Mb/j)	% demande mondiale	Cause
5/70-1/71	1,3	2,5	Controverse sur les Prix avec la Libye
4/71-8/71	0,6	1,1	Nationalisation de l'industrie a pétrolière algérienne
3/73-5/73	0,5	0,8	Guerre civile au Liban
10/73-3/74	4,3	7,1	Guerre du Kippour

[11] ayant entraîné un déficit d'offre supérieur à 0,5 Mb/j

5/77	0,7	1,1	Accident sur un champ saoudien
11/78-4/79	5,6	8,5	Révolution iranienne
10/80-1/81	4,1	6,2	Guerre Iran-Iraq
4/89-6/89	0,5	0,8	Explosion plate-forme Piper Alpha (mer du Nord)
8/90-1/91	4,3	6,5	Invasion du Koweït par l'Iraq
4/99-3/00	3,3	4,5	Renforcement de la politique de quotas de l'OPEP
11-12/99	1,1	1,5	Embargo sur le pétrole iraqien
12/00	1,6	2,1	Embargo sur le pétrole iraqien
6-7/01	2,1	2,7	Embargo sur le pétrole iraqien
4-5/02	1,8	2,3	Embargo sur le pétrole iraqien
12/02-3/03	2,6	3,4	Grève au Venezuela
3/03-12/03	2,3	2,9	Guerre d'Iraq
8/05	1,5	1,9	Dégâts causés par l'ouragan Katrina dans le Golfe du Mexique

Source : Agence Internationale de l'Energie, World Energy Outlook 2005

En France, les PRH (Plans de Ressources Hydrocarbures) anticipent la gestion de situation de crises d'approvisionnement pétrolier graves correspondant à une demande qui devrait tomber brutalement à 10% de la consommation usuelle. Ces plans, déclinés au niveau des zones de défense et des départements, ont vocation « soit à garantir ou rétablir, au moins à un niveau minimal, l'approvisionnement en hydrocarbures, dégradé ou interrompu, indispensable à la vie du pays, soit à répondre à une demande exceptionnelle exigée ou rendue prioritaire par les circonstances »[12]. Il doit être décliné dans chaque zone de défense puis dans chaque département, afin de répertorier les consommateurs prioritaires comme les ambulances ou les camions de pompier, les stations services qui seraient alimentées pendant la crise, les industries consommatrices de pétrole dont le coût d'arrêt du process est élevé, et hiérarchiser des mesures d'urgence de réduction de la demande. Le plan, rédigé en 2003, n'a été décliné que dans 2/3 des zones de défense et moins de 20% des départements.

Les mesures visant à réduire la demande de pétrole en cas de crise restent elles très peu développées. Il est plus facile politiquement d'utiliser les stocks stratégiques que de demander des modifications profondes du mode de vie de la population. De manière à promouvoir ce type de politique, l'AIE a publié en 2005 un guide intitulé « Saving Oil in a Hurry » qui

[12] DGEMP/SHFD, Plan Ressources Hydrocarbures, Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, 2003

recense les initiatives qui peuvent être mises en œuvre par les gouvernements pour faire face à des ruptures d'approvisionnement. Comme pour les PRH, les mesures permettant de réduire la demande ne s'improvisent pas et l'AIE souligne le nécessaire effort de préparation requis par les gouvernements pour pouvoir mettre rapidement en place ces mesures en situation de crise. Covoiturage, limitations de vitesse, télétravail, interdiction de circuler le week-end... Autant de mesures qui paraissent justifiées en cas de crise, mais qui bouleversent les habitudes. Le journal « Le Monde » qualifiaient même ces propositions de « mesures dignes d'un parti écologiste »[13].

RESUME DES MESURES PROPOSEES PAR L'AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE POUR REDUIRE LA DEMANDE DE PETROLE EN CAS DE CRISE[14]

Mesures à très fort impact en cas d'application dans l'ensemble des pays membres de l'AIE (plus d'un million de barils par jour)

Covoiturage Plan conséquent permettant de mettre en place des files prioritaires sur les autoroutes et des espaces de stationnement « park & ride » à l'entrée des villes, d'informer le grand public et de favoriser la rencontre de l'offre et de la demande de covoiturage

Interdictions de circuler En fonction de la parité des plaques d'immatriculation, avec renforcement des contrôles, information du public et signalisation adaptés

Mesures à fort impact en cas d'application dans l'ensemble des pays membres de l'AIE (plus de 500000 barils par jour)

Limitations de vitesse Vitesse réduite à 90 km/h sur autoroute, avec renforcement des contrôles, information du public et signalisation adaptés

Gratuité des transports publics

Télétravail Plan conséquent, impliquant les entreprises, informant le public avec quelques investissements

Semaine de travail réduite Réduction du nombre de jours travaillés avec augmentation en conséquence du nombre d'heures travaillées par jour

Conduite économe Information du public sur la maintenance des véhicules et les styles de conduite permettant de réduire sa consommation d'essence

Mesures à impact modéré en cas d'application dans l'ensemble des pays membres de l'AIE (plus de 100000 barils par jour)

---

[13] Édition du 3 avril 2005

[14] Source : Agence Internationale de l'Energie, « Saving Oil in a Hurry », IEA/OECD, 2005

Réduction de 50% du prix des transports en commun
Augmentation des transports en commun le week-end et en dehors des périodes de pointe
Covoiturage Information du public
Mesures à faible impact en cas d'application dans l'ensemble des pays membres de l'AIE (moins de 100000 barils par jour)
Files prioritaires pour les bus Conversion de certaines files en files prioritaires pour les bus

LA FIN D'UNE CONVERGENCE D'INTERETS ENTRE PRODUCTEURS ET CONSOMMATEURS ?

Ainsi, le marché n'assure pas structurellement la sécurité d'approvisionnement. Pourtant, le système fonctionnait sans heurts jusqu'à récemment, producteurs et consommateurs se partageant les bénéfices d'un système pétrolier stable. Mais les pays producteurs prennent peu à peu conscience que les alternatives au pétrole conventionnel ne risquent pas d'être produites industriellement en quantités significatives avant longtemps et que les économies développées résistent très bien à un pétrole à 70$. Le Peak Oil géopolitique et le renversement de rapport de force qu'il engendre pourraient-il menacer la pérennité du marché ?

PEAK OIL GEOPOLITIQUE
ET FRACTIONNEMENT DU MARCHE

Même si le marché n'assure pas structurellement la sécurité d'approvisionnement, ce mécanisme a pu fonctionner durant une vingtaine d'années de manière satisfaisante car producteurs et consommateurs partageaient les bénéfices de la stabilité qu'il semblait apporter. Cependant, depuis le début des années 2000, des crises pétrolières d'ampleur variable se succèdent et les cours augmentent impitoyablement. Le recours de plus en plus fréquent à l'expression « nouveau paradigme pétrolier » montre que les acteurs du marché prennent conscience des hypothèques pesant sur l'exploitation du pétrole.

Un renversement du rapport de forces entre producteurs et consommateurs est déjà à l'œuvre. Alors qu'il a longtemps existé une convergence d'intérêts entre les consommateurs, qui souhaitaient un prix raisonnable pour limiter le coût de l'énergie dans les économies occidentales, et les producteurs, qui redoutaient qu'un prix trop élevé n'entraîne une transition technologique, la montée des prix de ces deux dernières années a modifié la perception de la situation du côté des producteurs. Les économies occidentales ont en effet montré, malgré leur dépendance énergétique, une forte résilience à l'augmentation du coût de l'énergie. Les producteurs ont en outre pris conscience de l'absence d'alternatives crédibles au pétrole à moyen terme pour satisfaire les besoins énergétiques dans le domaine du transport. Le pétrole apparaît maintenant comme un produit rare et partiellement non-substituable. L'idée de prix « raisonnable » en vogue à la fin des années 1990 et la politique de fourchette de prix mise au point par l'OPEP suite à la relance de l'organisation par Hugo Chavez en 2000 semblent être désormais définitivement oubliées. Cette position avantageuse nouvelle des pays producteurs leur permet de s'affirmer par rapport aux grandes puissances sans même avoir besoin d'une action coordonnée au sein du cartel. Au-delà des discours provocateurs de certains dirigeants, une mutation idéologique est à l'œuvre dans les pays producteurs : de bien commun mondial dans l'idéologie occidentale, le pétrole est en train de devenir avant tout un bien commun national chez les pays producteurs. La course au renouvellement des réserves pétrolières n'est plus la priorité, et les prélèvements sur la rente pétrolière pour les besoins de l'Etat vont croissants. La situation de la compagnie mexicaine Pemex est à ce titre révélatrice. La compagnie finance environ le tiers du budget fédéral et n'investit que la moitié de ce qui serait nécessaire au renouvellement des réserves. En 2004, le taux de

renouvellement des réserves de la compagnie atteignait 23%, et en 2005, la production a même diminué de 1%[1].

L'Amérique du Sud est en effet une région où cette reprise de pouvoir des producteurs est sans doute la plus flagrante. Mais le phénomène est beaucoup plus général, et il est encouragé par les grands consommateurs émergents, qui, ne croyant plus au marché, cherchent par des accords bilatéraux à sécuriser leurs approvisionnements pétroliers.

LA REPRISE EN MAIN DU SECTEUR PETROLIER AU VENEZUELA

« Rendre le pétrole au peuple ! », tel était l'un des slogans d'Hugo Chavez lors de sa prise de fonctions à Caracas en 1998. Ce slogan a de quoi inquiéter les Etats-Unis, dont 15% des importations proviennent du Venezuela. Hugo Chavez n'a pas été pris tout de suite au sérieux et les Etats-Unis n'ont pas réagi immédiatement aux provocations. Mais celles-ci prennent une autre tournure lorsque le dirigeant vénézuélien décide d'engager un bras de fer avec la compagnie nationale PDVSA en 2002. L'entreprise avait suivi au cours des années 80 et 90 une politique d'ouverture et d'internationalisation avec un certain succès, mais qui s'était traduite par une baisse des recettes perçues par l'Etat sur les exportations, celles-ci passant de 70,6% en 1981 à 38,6% en 2000[2]. « *PDVSA avait alors sa propre ambition, celle de devenir une major mondiale* », rappelle Jean-Marie Chevalier[3]. Hugo Chavez veut alors reprendre le contrôle de l'entreprise pour pouvoir utiliser le pétrole et ses profits comme arme stratégique de sa diplomatie, ce qui déclenchera le conflit de décembre 2002. Malgré un coup d'Etat manqué en avril et une grève de deux mois en décembre, la compagnie retombe sous le contrôle de l'Etat, qui licencie alors 18000 salariés (sur un total de 42000).

Mais Hugo Chavez ne s'arrête pas là et décide de mettre au pas les compagnies internationales présentes sur son sol, en décidant de réviser les contrats, notamment leurs aspects fiscaux. Le gouvernement vénézuélien a ainsi obtenu que 31 des 32 multinationales qui exploitent le pétrole sur le territoire national acceptent de se transformer en entreprises mixtes avec comme partenaire majoritaire la compagnie nationale PDVSA (à hauteur de 60%). ExxonMobil seule a refusé et se voit fermer la participation à de nouveaux projets dans le pays. En décembre 2005, plusieurs sociétés

---

[1] Rapport annuel Pemex

[2] B. Vignaux, « Le pétrole au cœur de la diplomatie », Le Monde diplomatique, juin 2005.

[3] Cité in L. Oualou, « La hausse de la rente énergétique et l'arrivé au pouvoir de la gauche dans plusieurs pays du sous-continent aiguisent les tensions », Le Figaro, 2 juin 2006.

internationales se sont vues accusées de fraudes fiscales et ont dû s'acquitter d'une forte amende (224 millions de dollars au total pour les compagnies Total, Repsol YFP et Teikoku Oil).

Aussi, le Venezuela est parvenu à augmenter considérablement le montant des profits pétroliers qui reviennent à l'Etat. En 2004, la contribution de PDVSA au budget national s'est élevée à 11,4 milliards de dollars pour un chiffre d'affaires de 60 milliards de dollars. Et Hugo Chavez vient d'annoncer le 7 mai 2006 que, suite à la montée des cours du pétrole, le Venezuela élèverait sa taxe d'exportation du pétrole à 50% contre 34% précédemment. Mais l'objectif n'est pas de suivre les modèles du golfe persique et de fermer l'amont pétrolier, bien au contraire. En effet, le Venezuela a besoin des investissements étrangers pour accroître sa production et atteindre l'objectif de 5 millions de barils en 2009 contre 3,1 millions de barils en 2005. D'autant plus que les nouveaux champs de pétrole exploité sont très souvent du brut non conventionnel, comme au niveau de la ceinture de l'Orénoque, dont les techniques d'exploitation sont très coûteuses. Tout en profitant des investissements étrangers, Hugo Chavez désire pouvoir contrôler les profits qui reviennent à l'Etat afin de pouvoir mener sa politique bolivarienne, y compris au-delà de ses frontières.

LA NOUVELLE DONNE DE LA DIPLOMATIE PETROLIERE BOLIVARIENNE EN AMERIQUE DU SUD

Dégagé de toute opposition dans son pays, fort d'une légitimité démocratique confirmée pour la huitième fois après l'échec du référendum révocatoire d'août 2004, Chavez a lancé en 2005 une offensive diplomatique sans précédent dans toute l'Amérique latine, dont la colonne vertébrale est la manne pétrolière de son pays. Il tente de relancer l'idée d'intégration latino-américaine chère à Simon Bolivar au XIXe siècle, fondée sur une logique d'avantages coopératifs que le président vénézuélien oppose à la théorie des avantages comparatifs de Ricardo et de l'économie libérale.

La mainmise retrouvée sur le secteur pétrolier au Venezuela a permis au gouvernement d'utiliser l'or noir comme instrument stratégique essentiel. L'objectif politique est de remettre en cause le rapport de dépendance avec les Etats-Unis : certes, les USA constituent le débouché principal des exportations de brut vénézuélien (plus de 60%), mais dans le même temps, ces exportations représentent 15% des importations américaines, ce qui limite les risques d'une intervention militaire directe.

De fait, la diplomatie bolivarienne fait voler en éclat le consensus de Washington en accordant la priorité à la coopération Sud-Sud. Le Venezuela a ainsi développé une initiative stratégique d'alliance avec Cuba, l'Alternative Bolivarienne pour les Amériques (ALBA). L'ALBA, qui a été évoquée pour la première fois par Hugo Chavez en décembre 2001 au 3ème

sommet des chefs d'Etat et de gouvernement de la Communauté des Caraïbes (Caricom), se présente comme une alternative au projet de Zone de Libre-échange des Amériques (ZLEA ou ALCA en espagnol), lancé par les Etats-Unis en vue de « garantir aux entreprises américaines le contrôle d'un territoire allant de l'Arctique à l'Antarctique et son libre accès, sans aucun obstacle, à nos produits » (Colin Powell)[4]. Le document paraphé initialement par Hugo Chavez et Fidel Castro fixe des priorités toutes autres : « l'ALBA ne se réalisera pas sur la base de critères mercantiles, ni en fonction des intérêts égoïstes des entreprises ou encore d'un bénéfice national réalisé au détriment des autres peuples ». L'ALBA s'oppose à la suppression des droits de douane, les considérant comme un moyen de protéger l'appareil productif sud-américain, alors que cette suppression est justement l'un des objectifs principaux de l'ALCA.

La lecture seule des traités de l'ALBA permet d'en mesurer le « caractère subversif »[5], dans la mesure où, pour la première fois, des accords commerciaux posent des conditions sociales et environnementales. Pour réduire les asymétries entre les pays, les pays de l'ALBA s'accordent des préférences tarifaires réciproques pour leurs échanges commerciaux : le Venezuela fournit ainsi 90000 barils de pétrole par jour à Cuba en échange de la participation de 20000 médecins et de milliers d'enseignants et d'entraîneurs sportifs cubains aux programmes sociaux. Cette initiative peut encore paraître anecdotique mais pourrait préfigurer une organisation différente du commerce en Amérique du Sud et soustraire des quantités non négligeables de pétrole du marché international. Ainsi, la compagnie pétrolière vénézuélienne Petrocaribe, fondée en juin 2005 par l'Etat vénézuélien, fournit déjà 185000 barils par jour à 14 pays de la zone caraïbe du Pétrole dans le cadre d'accords négociés avec des facilités de paiement, l'idée affichée par Caracas étant d'aider ces pays à se prémunir de la volatilité des prix tout en se libérant de la pression de Washington par des accords bilatéraux.

Et, alors que les négociations sur l'ALCA s'enlisent, la stratégie de l'ALBA semble, elle, gagner du terrain en Amérique du Sud. Ainsi, une des premières mesures du nouveau dirigeant de la Bolivie Evo Morales fut d'annoncer la nationalisation des hydrocarbures le 1er mai 2006, en la justifiant par cette phrase : « on ne peut pas privatiser les ressources naturelles parce qu'elles sont la propriété du peuple et que le peuple est la voix de Dieu ». La Bolivie avait par ailleurs rejoint l'ALBA le 29 avril. Même si le Pérou a préféré le social-démocrate Alan Garcia au nationaliste de gauche Ollanta Humala proche de Chavez, des craintes se font jour

---

[4] Cité in C. Jardim, « Par et pour les Latino-Américains », Le Monde Diplomatique, juin 2005

[5] B. Cassen, « Une nouvelle Amérique latine à Vienne », Le Monde Diplomatique, juin 2006

notamment aux Etats-Unis sur la possibilité d'une extension de l'axe Caracas-La Paz-La Havane au Nicaragua et en Equateur, où, sous la pression populaire, le ministre de l'Energie vient d'annuler le contrat d'exploitation de la compagnie pétrolière américaine Occidental Petroleum et de saisir ses actifs estimés à plus de 1 milliard de dollars. Déjà, l'Uruguay a signé un accord de troc avec le Venezuela, fournissant à Caracas 12000 maisons en préfabriqué contre du pétrole. Caracas avait par ailleurs décidé d'investir 600 millions de dollars au travers de sa compagnie nationale PDVSA en Uruguay pour travailler avec son homologue ANCAP spécialisée dans le raffinage[6]. Caracas a également signé un accord avec Brasilia pour construire une importante raffinerie dans le Nordeste brésilien. D'autres pays africains commencent également à s'intéresser à la démarche de l'ALBA. L'Angola a ainsi annoncé le 3 juin 2006 par la voie de son ministre du pétrole qu'une coopération dans le domaine du pétrole pourrait être engagée avec Cuba.

L'ENERGIE, NOUVEL INSTRUMENT STRATEGIQUE DES PAYS PRODUCTEURS

Le modèle anti-impérialiste et anticapitaliste du Venezuela est encore très loin de s'étendre à toute l'Amérique latine, mais le cas du Venezuela et de l'Amérique latine illustrent surtout un fait nouveau : les pays producteurs mesurent de plus en plus le pouvoir que leur confère le contrôle de la ressource. Ainsi, la récente affaire de la Russie et de l'Ukraine dans le domaine du gaz témoigne d'une même logique.

UNE REMISE EN CAUSE DE LA LOGIQUE DE MARCHE

Les coups d'éclat en Amérique du Sud peuvent se lire comme une remise en cause de la logique de marché. Après des années de libéralisation, dans le sillage du consensus de Washington et de l'orientation libérale de l'économie mondiale, le marché international du pétrole s'était construit progressivement et semblait pouvoir apporter une certaine sécurité des approvisionnements. Ainsi, en 2001, les Nations Unies estimaient que 57% de la production de pétrole était commercialisée internationalement[7]. Mais cette logique d'approvisionnement par le marché semble devoir être remise en cause par la multiplication des accords bilatéraux, qui permettent aux pays producteurs d'utiliser le pétrole dans des perspectives d'influence stratégique et d'intérêts non exclusivement commerciaux.

---

[6] E. Sader, « Alternatives latino-américaines », Le Monde Diplomatique, Février 2006

[7] « La Inversion extranjera en Amercica Latina », Commission des Nations Unies pour l'Amérique Latine, 2001

Les pays producteurs font ainsi monter les enchères. Un exemple probant est celui du Kazakhstan, où l'on a découvert le plus grand gisement de brut depuis 30 ans. Les réserves du gisement de Kashagan sont en effet estimées à 13 milliards de barils, et le gisement devrait selon les autorités kazakhes fournir de l'ordre de 3,5 millions de barils par jours à l'horizon 2015, ce qui fait du Kazakhstan le pays le plus courtisé d'Asie centrale. La question qui se pose est alors celle de l'acheminement du pétrole vers ses consommateurs. Le pétrole de la Caspienne transitait initialement par la Russie jusqu'au port de Novissiisk (Caspian Pipeline Consortium – CPC). Les occidentaux ont encouragé la construction de l'oléoduc Bakou-Tbilissi-Ceyhan –BTC- afin de relier la mer caspienne à la Méditerranée et ainsi aux marchés occidentaux, sans transiter par la Russie. Cette voie d'acheminement, financée par la Banque Européenne de Reconstruction et de Développement (BERD) et par la Banque Mondiale, est opérationnelle depuis mai 2005. Encore faut-il s'assurer que du pétrole l'alimentera. Pékin et Moscou, en réaction à l'initiative occidentale, ont proposé un partenariat stratégique au Kazakhstan avec la construction de la route Sibérie-Pacifique, qui permettra de prolonger l'oléoduc Atyrau-Samara vers la Chine et le Pacifique. Dès 2008 et l'achèvement du premier tronçon jusqu'à Skovorodino, le pétrole pourra être acheminé vers la Chine et vers le terminal du Pacifique, la fin du transport étant effectuée par rail. A cela s'ajoute l'oléoduc Atasu-Alashanku, qui vient d'être achevé et par lequel devraient transiter 20 millions de tonnes de brut kazakh et russe vers les raffineries chinoises. Aussi certains commencent-ils à se poser des questions sur la tenue des engagements kazakhs[8] : 67 millions de tonnes promis pour le CPC, 25 millions pour l'Atyrau-Samara, 20 millions pour les Chinois, 10 millions pour la consommation intérieure. Le Kazakhstan s'étant engagé à produire 150 millions de tonnes en 2015, l'engagement pris par Nazarbaev de fournir 30 millions de tonnes au BTC paraît difficile à respecter. Dès lors, la question de la rentabilité de l'oléoduc peut être posée. Mais la concurrence entre les voies permet justement aux dirigeants kazakhs de faire monter les enchères. Dans la mesure où le Kazakhstan n'a pas de parts dans le BTC, alors qu'il partage la propriété du CPC avec la Russie, les occidentaux n'apparaissent pas forcément en position de force dans les négociations. On comprend mieux l'appel de Georges W. Bush lancé le 6 juin au Kazakhstan dans une lettre rendue publique à Bakou à exporter son pétrole par l'intermédiaire de l'oléoduc BTC : "*Nous espérons voir l'Azerbaïdjan et le Kazakhstan se mettre d'accord sur les conditions d'un transport du pétrole produit au Kazakhstan par l'oléoduc Bakou-Tbilissi-Ceyhan*"[9].

---

[8] S. Daycard-Heid et S. Mazurelle, « En mal de pétrole, les grandes puissances courtisent le Kazakhstan », Caucaz Euronews, 7 mai 2006.

[9] « Le Kazakhstan signe son raccordement à l'oléoduc Bakou-Turquie », Nouvelles d'Arménie en ligne, 7 juin 2006.

Certains pays grand consommateurs comme la Chine ou l'Inde semblent ainsi ne plus compter sur le marché pour leur garantir l'approvisionnement en pétrole, et tissent des liens bilatéraux dans toutes les régions de la planète avec les pays producteurs.

La Chine, deuxième consommateur et deuxième importateur de pétrole au monde, voit en effet sa facture de pétrole exploser, sa consommation devant passer de 6,6 millions de barils par jour en 2005 à près de 7 millions de barils par jour en 2006. Et sa dépendance, de 50% aujourd'hui, pourrait augmenter jusqu'à 70% d'ici à 2020. La Chine cherche ainsi à diversifier ses sources d'approvisionnement pour en garantir la sécurité. Comme l'explique Pierre Noël, chercheur à l'Institut Français des Relations Internationales, « *les Chinois arrivent dans les pays producteurs avec beaucoup d'argent, peu de contraintes de rentabilité, et très peu de conditions* ». Et ils arrivent surtout avec un scénario politique alternatif à l'influence occidentale traditionnelle, permettant aux pays producteurs de se libérer de la pression occidentale. Ceci conduit par exemple au développement d'un axe Pékin-Téhéran, dont les implications sont fortes dans le conflit autour de la non-prolifération en Iran, et à un rapprochement de l'Arabie Saoudite, la compagnie chinoise *Sinopec* ayant par exemple remporté un contrat d'exploitation en Arabie Saoudite en 2004 (cette coopération ayant été renforcée en avril 2006 par un accord cadre de coopération avec la *Saudi Aramco,* qui comprend la construction de deux raffineries en Chine). Par ailleurs, l'Arabie Saoudite devrait alimenter prochainement une réserve stratégique de pétrole qui devrait être installée dans le Sud-Est de la Chine. Mais si la moitié des importations chinoises de pétrole proviennent du Moyen-Orient, un quart vient d'Afrique, où Pékin ne ménage pas ses efforts pour concurrencer les majors, souvent sous couvert d'amitié tiers-mondiste, mais en utilisant parfois leurs anciennes méthodes, comme au Gabon, où la Chine a financé le nouveau bâtiment de l'Assemblée Nationale... L'Afrique est en effet devenue le terrain de la diplomatie pétrolière chinoise. La Chine souhaite « *soutenir l'indépendance et la souveraineté (des Etats africains) et aider l'Afrique à résoudre ses problèmes* », a ainsi déclaré Hu Jintao lors de son déplacement au Nigéria le 26 avril 2006, le dirigeant nigérian lui répondant alors : « *Nous souhaiterions que la Chine dirige le monde* »[10]. Hu Jintao a pu obtenir à cette occasion 4 licences d'exploitation dans la région du Delta du Niger, la Chine s'engageant en contrepartie à investir 4 milliards de dollars dans la raffinerie de Kaduna au Nord du pays. Ceci s'ajoute à l'achat par la compagnie chinoise CNOOC de 45% d'une concession pétrolière offshore dans le delta du Niger, pour un montant de 2,7 milliards de dollars. En échange de ces contrats, la Chine serait prête à envoyer des patrouilleurs chinois pour protéger les installations pétrolières, ce à quoi se refusent les

---

[10] Cité par A. Garcia, « La boulimie pétrolière de Hu-Jintao », RFI actualités, 27 avril 2006.

occidentaux. « *Si les Britanniques ne veulent pas de notre pétrole, nous le vendrons aux Chinois* »[11], concluait ainsi un des gouverneurs du Delta du Niger la rencontre avec les investisseurs chinois. Les implications chinoises sur le continent africain pour obtenir du pétrole ne sont en effet pas uniquement commerciales, notamment au Soudan : la Chine achète près de 85% de son pétrole à Khartoum en échange de matériels militaires et de licences de production d'armes[12], dont le régime a besoin du fait de son conflit avec le Tchad. La visée de Pékin serait à terme selon les experts de relier le golfe de Guinée à la mer rouge par un pipeline, où le pétrole pourrait être embarqué pour la Chine.

Ces exemples nous montrent que les Chinois ne considèrent plus le marché comme une source d'approvisionnement sûre. Les Chinois remettent au goût du jour des concepts de politique internationale qui sont ceux que développaient les pays européens il y a plusieurs décennies, au premier rang desquels la France, qui partait du principe que l'on ne pouvait s'appuyer sur un marché essentiellement contrôlé par les anglo-saxons. Cette défiance vis-à-vis du marché décontenance Washington, qui redoute les conséquences des coopérations avec des pays comme l'Iran, l'Arabie Saoudite ou les pays africains en termes de fournitures d'armes ou de technologies militaires. Pour autant, l'irruption brutale de la Chine sur la scène pétrolière internationale, aussi inquiétante soit-elle, n'a pas de précédent historique et il est difficile d'en prévoir l'évolution.

L'Inde est confrontée au même problème d'approvisionnement que la Chine : elle importe plus de 73% de son pétrole (pour un montant de 21 milliards de dollars, soit 4% de son PIB), et cette dépendance devrait passer à plus de 90% en 2030 selon le gouvernement indien. Et l'Inde n'a pas plus confiance dans le marché que la Chine pour lui assurer des approvisionnements : en conséquence, l'indienne ONGC a acquis quinze participations dans quatorze pays étrangers, aussi bien au Vietnam, en Russie, au Soudan, en Iran, en Libye, en Syrie, en Australie ou en Côte d'Ivoire et prospecte désormais activement en Algérie, aux Emirats Arabes Unis ou au Venezuela.

Ainsi, les grands consommateurs émergents rivalisent avec les majors pour prendre position sur tous les marchés pétroliers. Les pays producteurs ont déjà bien compris l'avantage stratégique qu'ils pouvaient en tirer soit pour mettre la ressource pétrolière au service se leur politique, comme c'est le cas en Amérique du Sud, soit pour asseoir leur puissance sur

---

[11] « La Chine continue son marché énergétique en Afrique », Le Figaro, 26 avril 2006.

[12] P. de Saint Exupéry, « Le Tchad, enjeu d'une bataille à trois », Le Figaro, 17 avril 2006.

la scène internationale en utilisant l'énergie comme levier dans toutes les négociations internationales, jeu que pratique désormais la Russie.

CONCENTRATION DES RESERVES ET PERTE D'INFLUENCE DES MAJORS

La dépendance est d'ores et déjà politique, mais elle va être de plus en plus concentrée géographiquement dans des régions instables. En effet, la ressource pétrolière est très inégalement répartie : 57% des réserves de pétrole prouvées sont concentrées au Moyen Orient, 68% dans les pays de l'OPEP, pays où les coûts d'extraction sont les plus bas. En d'autres termes, le pétrole bon marché est sous le contrôle de quelques pays. Il faut donc revenir sur la notion de « Peak Oil » en prenant en compte sa dimension géopolitique. L'AIE, dont les estimations sont souvent jugées optimistes, pense que le pic pétrolier pour la production de pétrole conventionnel et hors-OPEP surviendra en 2010/2015. Après cette date, seule l'OPEP sera ainsi en mesure de fournir le pétrole nécessaire pour couvrir la croissance des besoins..

La concentration des ressources est d'autant plus sensible qu'elle concerne une région très instable géopolitiquement. Les déclarations d'Aymane al-Zawahiri, numéro deux du mouvement Al-Qaida, diffusées sur Al Jazira début décembre 2005, dans lesquelles il appelait les « *moudjahidine à concentrer leurs attaques sur les infrastructures pétrolières des pays musulmans dont la majeure partie des revenus va aux ennemis de l'Islam* » ne sont pas là pour nous rassurer. Les craintes d'attentats en Arabie Saoudite, qui étaient déjà fortes depuis les attaques contre des complexes d'expatriés qui avaient fait 52 victimes en mai et novembre 2003, ont été ravivées en février 2006 avec l'attaque par des voitures kamikazes du plus grand complexe mondial de pétrole appartenant à la société Aramco.

Le problème prend par ailleurs une dimension particulière dans la mesure où l'amont pétrolier est très majoritairement contrôlé par les compagnies nationales[13] et de plus souvent fermé aux investissements étrangers, comme c'est majoritairement le cas au Moyen Orient. Dans ce cadre, les compagnies internationales peuvent-elles encore jouer un rôle dans une stratégie de sécurité des approvisionnements ? En apparence, ces compagnies sont florissantes. Les bénéfices atteints en 2005 sont sans précédent pour les majors du secteur[14]. A titre d'exemple, les chiffres d'affaires cumulés des deux premiers majors (Exxon et Royal Dutch Shell)

---

[13] La part des majors dans la production mondiale de pétrole atteint aujourd'hui à peine 15 % alors que celle des compagnies locales se situe autour de 70 %.

[14] 36 milliards de dollars pour Exxon, 25 milliards pour Shell, 22 milliards pour BP, 12 milliards pour Total

approchent le PIB de l'Inde, pays de plus d'un milliard d'habitants[15]! Et pourtant, l'avenir de ces compagnies semble bien incertain. Elles peinent à renouveler leurs réserves, du fait de la fermeture croissante de l'amont pétrolier. En 2005, Shell n'a remplacé que 70 % à 80 % du pétrole qu'il a extrait, BP 95 % et Exxon 85 %[16]. L'italienne ENI et le français Total semblent mieux s'en sortir avec des taux de remplacement avoisinant les 100% mais éprouvent de grandes difficultés pour maintenir leur production du fait des contrats de partage de production en valeur : lorsque le pétrole augmente de 1$, l'ENI voit sa production baisser de 4000b/j. Ce paradoxe s'explique par le fait que les groupes ont massivement eu recours à ce type de contrat pour maintenir coûte que coûte leurs réserves. Cette pratique est en train de montrer ses limites dans un contexte de hausse des prix. Le groupe Total a ainsi enregistré une baisse de la production de 3,5% en 2005. Outre le fait que de nombreuses réserves leur sont fermées, les grandes compagnies internationales doivent faire face à une concurrence élargie sur les marchés ouverts. Des « juniors » pétroliers, petites compagnies occidentales ou compagnies nationales de pays producteurs qui sortent de leurs frontières, viennent ainsi concurrencer les majors sur tous les marchés.

Ainsi, c'est la pertinence même du modèle des compagnies internationales qui est remis en cause. Même si elles ont encore un bel avenir financier devant eux, les concessions qu'elles détiennent encore leur assurant des profits pour encore de nombreuses années, leurs investissements dans le secteur pétrolier deviennent de plus en plus problématiques.

VERS UN FRACTIONNEMENT DU MARCHE ?

Le cadre du marché international libéral comme mécanisme de sécurisation des approvisionnements pétroliers semble ainsi s'effriter peu à peu. Dès lors, il convient de s'interroger sur un fractionnement possible du marché et ses conséquences. En effet, ce que l'on observe en Amérique du Sud et en Afrique, notamment, est un retour à des accords commerciaux bilatéraux tels qu'il en existait avant l'avènement du marché. Si cette tendance devait ce confirmer et se généraliser, la sécurité des approvisionnements serait ainsi complètement à réinventer. Une première approche serait de considérer que l'on revient peu à peu dans un cadre que l'on a connu avant la libéralisation du secteur pétrolier. A ceci près que les pays de l'OCDE ne sont plus les seules puissances consommatrices. Et que la concurrence pour négocier les accords bilatéraux risque d'être difficile

---

[15] CA 2005 d'Exxon : 371 milliards $; CA 2005 de Shell : 307 milliards $; PIB de l'Inde en 2004 : 692 milliards $

[16] Chiffres de la Securities and Exchange Commission (SEC), même si la compagnie, d'après ses propres calculs, arrive au chiffre de 112%.

avec des pays comme la Chine ou l'Inde. En effet, l'Occident doit assumer un lourd passé colonial dans les pays riches en ressources naturelles. « Le souvenir toujours présent de la colonisation dans les consciences est un élément d'autant plus crucial que l'Amérique – et Israël – jouent un rôle de substitut de la puissance colonisatrice pour toute une partie du monde. Tous deux ont remplacé dans l'imaginaire des peuples les véritables colonisateurs – c'est-à-dire les Européens (...) Le désir de rééquilibrage stratégique est fort »[17]. Ainsi, commercialiser avec la Chine permet pour certains pays producteurs de pétrole non seulement d'obtenir des contreparties qu'ils ne parviendraient peut-être pas à obtenir aussi facilement des compagnies internationales, mais représente surtout une alternative stratégique qui sonne comme une revanche prise sur les puissances occidentales.

Ainsi, l'avenir de la ressource pétrolière n'est-elle pas seulement conditionnée par la seule géologie et la politique de sécurité des approvisionnements ne peut pas se dispenser d'une analyse stratégique des acteurs, dans la mesure où la disparition partielle de la convergence d'intérêts entre producteurs et consommateurs occidentaux peut hypothéquer à très court terme l'alimentation du marché.

[17] T. Delpech, « L'ensauvagement », Grasset 2005.

CONCLUSION :
LES NOUVEAU ENJEUX DES APPROVISIONNEMENTS PETROLIERS

« *Au lieu de jouer avec le destin comme autrefois une honnête partie de cartes, connaissant les conventions du jeu, connaissant le nombre de cartes et de figures, nous nous trouvons désormais dans la situation d'un joueur qui s'apercevrait avec stupeur que la main de son partenaire lui donne des figures jamais vues et que les règles du jeu sont modifiées à chaque coup.* [1]» Ce passage de Paul Valéry résume ce que l'on peut ressentir face au jeu pétrolier actuel, où certains décèlent les signes d'un nouveau paradigme. Un fait est en tout cas acquis : nous sommes entrés dans un système durablement instable, et les politiques de sécurité des approvisionnements se trouvent confrontées à des enjeux majeurs pour le fonctionnement de nos économies, mais peut-être et surtout pour la paix et la sécurité internationale.

En apparence, les crises pétrolières que nous avons connues ces dernières années s'inscrivent dans un cadre connu : les conflits sociaux au Venezuela, les troubles au Nigéria ou même la guerre en Irak peuvent se lire comme l'effacement momentané d'un producteur, auquel les stocks stratégiques de l'Agence Internationale de l'Energie peuvent si nécessaire apporter une réponse satisfaisante.

Mais la situation de la production pétrolière a beaucoup changé en quelques années. Les marges de capacité au niveau de l'amont ont très fortement diminué (1,2 Mbj environ fin 2005) et ceci s'ajoute à une forte tension dans le domaine du raffinage. La gestion des crises se fait donc dans un contexte beaucoup moins confortable que par le passé.

Dans cet environnement tendu, nombreux sont ceux qui comprennent l'impact que peut avoir une action contre des installations pétrolières - les rebelles au Nigéria par exemple. Les organisations terroristes semblent également l'avoir bien compris. On ne peut donc que craindre une recrudescence de ce genre de troubles à l'avenir. Certains points névralgiques comme les détroits (Malacca, Ormuz...) pourraient être à l'avenir la cible d'actions malveillantes et entraîner des conséquences immédiates et désastreuses pour le fonctionnement de l'économie mondiale.

---

[1] P. Valéry, Regards sur le monde actuel, in Œuvres, Gallimard, Bibliothèque de la Pléiade, tome II

A ces crises « classiques » dans leur forme s'ajoute un risque à l'ampleur inconnue lié au réchauffement climatique et à l'augmentation de la violence des évènements extrêmes. Katrina en a été un premier exemple. Le 29 août 2005, en quelques heures, 2% de la production et 8% des capacités de raffinage mondiales ont été réduites à néant. Ce qui a fait dire à William Ramsey, le vice-directeur de l'AIE, qu'en comparaison, le Peak Oil ne pourrait être qu'une « distraction ». Sans aller jusque là, il est certain que les évènements de ce genre sont appelés à se multiplier.

Les stocks stratégiques de l'Agence Internationale de l'Energie sont justement faits pour couvrir ces risques de rupture physique momentanée de l'approvisionnement. Mais les capacités sont limitées. Et la grande inquiétude au niveau de l'AIE est la conjonction de multiples crises, que les stocks ne suffiraient pas à pallier. Ainsi le directeur de l'AIE a-t-il récemment annoncé que les stocks stratégiques couvriraient un effacement de l'Iran pendant un an et demi. Ce qui, dans le cas d'une intervention militaire dans la région, donnerait une idée du délai pour retrouver un niveau de production avant le conflit, si aucune autre crise ne se déclenche dans l'intervalle. Donnée qui ne fait sans doute pas pencher en faveur d'une intervention, quand on s'aperçoit que l'Irak n'a toujours pas retrouvé son niveau de production d'avant la guerre.

Prenant conscience de ce risque, l'ouvrage de l'AIE publié en 2005 « Saving Oil in a Hurry »[2] incite les pays consommateurs à mettre en place une série de mesures permettant de réduire la demande de pétrole. Au lieu de recourir systématiquement aux stocks stratégiques, les états consommateurs devraient pouvoir moduler leur consommation très rapidement à la baisse en cas de crise. Les mesures fournies par l'AIE sont connues (limitations de vitesse, mise en place de covoiturage, circulations alternées, télétravail...), mais celles-ci ne peuvent être appliquées en cas de crise que si des plans de gestion de crise ont préalablement été établis et que des exercices ont été réalisés. Il faudrait alors disposer de différents niveaux de crises auxquels correspondraient des mesures dont la mise en place ne nécessiterait que quelques heures ou quelques jours, permettant ainsi une forte réactivité par rapport à la survenue de crises brutales.

La mise en place de tels plans serait par ailleurs un moyen de sensibiliser la population à la nécessité de réduire globalement la consommation d'hydrocarbures et à diffuser des « bonnes pratiques ».

L'avenir proche du pétrole sera fortement perturbé par des crises locales de plus en plus fréquentes, mais qu'en est-il de l'avenir de la ressource à proprement parler ? Les visions apocalyptiques s'appuient souvent sur des données géologiques difficilement vérifiables et accessibles, du fait du contrôle de l'amont par un certain nombre d'acteurs qui n'ont

---

[2] Agence Internationale de l'Energie, "Saving Oil in a Hurry", 2005

aucun intérêt à la transparence. Les optimistes raisonnables situent cependant le plafonnement de la production pétrolière conventionnelle mondiale aux alentours de 2020 à 2025, ce qui n'est certes pas rassurant. Mais alors que les experts géologues tentent d'effrayer les foules sur la fin du pétrole, que les économistes se montrent beaucoup plus confiants dans la capacité du marché à réguler la demande et à susciter des transitions technologiques et que les experts en géopolitique s'interrogent sur l'émergence de la question énergétique au premier plan de la politique de certains Etats, ne sommes-nous pas en train de passer à côté d'enjeux beaucoup plus immédiats, au croisement de ces trois spécialités?

En effet, la production de pétrole, avant d'être une question de stock est une affaire de débit conditionné par des investissements renouvelés en exploration-production, et il se pourrait bien que ce débit ne croisse moins vite que les besoins dans les pays émergents, alors que les pays industrialisés tardent à engager de réelles politiques pour réduire leur consommation. Et l'influence stratégique des nouveaux pays grands consommateurs comme la Chine ou l'Inde dans les pays producteurs est croissante, ce qui les place en position de force pour négocier des accords privilégiés pour leurs approvisionnements.

Ainsi, le grand jeu pétrolier ressemble de plus en plus à une montée des enchères des consommateurs vis-à-vis de producteurs de moins en moins nombreux et de plus en plus concentrés au Moyen Orient — ce que nous avons appelé « Peak Oil géopolitique » — et qui se sentent nécessairement en position de force. Et il paraît difficile d'imaginer retrouver une convergence d'intérêts entre consommateurs et producteurs dans ces conditions, les stratégies devenant avant tout nationales. Ainsi, si nous risquons de manquer de pétrole, ce ne sera pas tant du fait de l'épuisement des réserves encore lointain que du fait d'un débit insuffisant, du fait d'investissements trop faibles, et du fait du détournement d'une grande partie de ce débit vers des grands consommateurs émergents influents.

Les enjeux qui se présentent à nous pour les toutes prochaines années sont alors la gestion des investissements pour assurer le renouvellement des réserves, et l'anticipation d'un fractionnement du marché qui pourrait être générateur de conflits.

L'incertitude sur l'évolution du marché du pétrole pèse sur les investissements. En effet, même si le prix du baril de pétrole semble être désormais durablement orienté à la hausse, rien ne garantit qu'il ne puisse pas s'effondrer à 30$ ou 40$, au moins de manière conjoncturelle. Par ailleurs, l'augmentation de la probabilité de crises locales freine les ardeurs des investisseurs. C'est ainsi que le prix du baril de pétrole utilisé par la compagnie Total pour ses calculs d'investissement serait toujours situé entre 25 et 30 dollars. Et ceci à un moment où les besoins en investissements sont très importants, de l'ordre de 3000 milliards de dollars

dans l'amont et 484 milliards de dollars dans le raffinage sur la période 2004-2030 d'après l'AIE. Le monde pétrolier ne manque pas d'argent — en témoignent les profits des compagnies internationales de pétrole — mais le risque est que cet argent n'aille pas là où il devrait aller pour assurer un renouvellement des réserves et une logistique pétrolière de nature à satisfaire nos besoins futurs. Et ce pour deux raisons : la fermeture de l'amont de nombreux pays aux investissements internationaux et les risques trop importants de ces investissements par rapport aux critères fixés par le marché libéral.

La généralisation probable du retour à des relations bilatérales dans le commerce du pétrole ne sera pas sans conséquences sur les relations internationales le jour où le marché viendra à ne plus être suffisamment approvisionné. En effet, celle-ci ferait voler en éclats la stratégie de sécurité des approvisionnements, telle qu'elle a été conçue en occident ces vingt dernières années, et le risque est grand de voir des Etats ou des groupes d'Etats recourir à des solutions violentes face à leur éviction progressive du marché du pétrole s'ils n'arrivent pas à suivre la surenchère de nouvelles puissances émergentes.

Les Etats-Unis et leurs alliés pourraient ainsi être tentés de forcer l'approvisionnement du marché, y compris par la force, comme ils l'ont déjà fait d'une certaine manière en Irak. La défense de la démocratie dans le monde s'entend en effet dans les mots des responsables de l'administration américaine comme la promotion de régime libéraux, y compris sur le plan économique, et qui ne font pas obstacle au fonctionnement du marché international. Une intervention en Iran, au-delà de la justification liée au non-respect du traité de non-prolifération par Téhéran, pourrait en outre être motivée par le même dessein, alors que le deuxième producteur de l'OPEP est de plus en plus courtisé par Pékin, et utilise régulièrement la menace de l'arme pétrolière dans les négociations multilatérales.

La question du changement climatique est beaucoup plus large que celle de la ressource pétrolière, mais un aspect les caractérise toutes deux : la responsabilité des puissances occidentales. En effet, ce sont les mêmes puissances qui ont profité pendant plus d'un siècle et demi du développement reposant sur la combustion des ressources fossiles et sur le rejet de dioxyde de carbone dans l'atmosphère qui voudraient aujourd'hui continuer à sécuriser leurs approvisionnements, tout en expliquant aux puissances émergentes que la planète ne survivrait pas à une généralisation de leur propre modèle occidental de développement, dont ils ont fait pourtant la promotion jusqu'ici. A cela s'ajoute un désir d'émancipation des anciennes puissances impérialistes et un désir de revanche vis-à-vis d'un sentiment partagé d'humiliation des Nations du Sud, si longtemps exploitées au seul profit des Nations du Nord.

Il est ainsi de la responsabilité des Nations du Nord de prendre conscience de cette cristallisation des tensions, qui pourrait avoir de

fâcheuses conséquences pour la sécurité internationales. Ce qui commence par prendre conscience de la nature de l'enjeu et retrouver une capacité d'analyse stratégique. Comme le disait Foch, « *si le feu tue, les idées périmées aussi* ». Et la meilleure façon de se prémunir des conflits majeurs dans le domaine énergétique est sans doute en premier lieu d'en envisager la possibilité, tâche particulièrement difficile, notamment en Europe, où cinquante ans de paix et de prospérité ont éloigné dans l'imaginaire collectif toute perspective de conflit.

Que ce soit dans le domaine du changement climatique ou dans le domaine du pétrole, les logiques de marché semblent avoir atteint leurs limites. Le retour à des relations bilatérales dans le pétrole nous montre bien que l'acteur pertinent redevient l'Etat, même si ses possibilités d'action après des années de libéralisation sont beaucoup plus réduites que par le passé.

Ainsi, même s'il est urgent que l'Etat Français revienne aux affaires dans le domaine énergétique et retrouve un discours dans ce domaine, il n'aura certainement que très peu de moyens à sa disposition pour influer sur l'industrie pétrolière. Ce qui ne l'empêche pas d'intégrer à sa politique de sécurité des approvisionnements des mesures visant à mieux contrôler et à réduire sa consommation de pétrole, les marges dans ce domaine étant considérables. Mais il semble aujourd'hui clair que la France ne dispose pas à son niveau de leviers d'intervention suffisants : la sortie du jeu pétrolier, c'est-à-dire le lancement d'une politique de rupture sur la consommation et l'encouragement de toutes les substitutions technologiques envisageables, apparaît difficile au niveau d'une seule nation, du fait de la complexité et du coût que cette stratégie représente.

L'Europe est elle aussi impuissante pour intervenir efficacement dans le domaine de la sécurité énergétique, qui touche notamment aux questions de défense, de politique étrangère et de fiscalité, autant de domaines qui demeurent de compétence nationale. Il serait donc illusoire d'attendre une quelconque avancée sur ces questions au niveau européen. En revanche, l'Europe se doit d'investir massivement dans la recherche et le développement des technologies énergétiques et dispose pour ce faire d'outils efficaces.

La seule action pertinente en termes stratégiques ne peut avoir lieu qu'au niveau multilatéral. Pour mettre en place une quelconque politique concertée, il faut au préalable disposer d'un forum de discussion entre Etats aux intérêts au moins en partie convergents. L'Agence Internationale de l'Energie, qui constitue en somme un cartel des pays consommateurs riches, pourrait être un forum idéal pour discuter de ces questions et définir une stratégie commune, mais le nombre et la diversité des membres constitue sans doute un frein à la mise au point rapide d'une politique commune. Il serait ainsi sans doute plus efficace de rechercher en premier lieu une base de discussion commune au sein d'un groupe de partenaires proches, la

France, l'Allemagne et la Grande Bretagne pouvant constituer par exemple ce noyau, avant de lancer une initiative plus large.

La France aurait ainsi tout intérêt, après avoir défini au préalable un discours national stratégique cohérent, à lancer une initiative auprès de ses partenaires visant à s'engager dans une telle stratégie de rupture, en comptant sur un effet d'entraînement. Cette position de responsabilité permettrait par ailleurs à la fois d'émettre un message hautement positif vis-à-vis des pays émergents, les encourageant à restreindre eux aussi leur consommation, et de relâcher la tension sur le marché du pétrole, éloignant d'autant les frictions potentielles sur l'approvisionnement. Les technologies alternatives auraient ainsi d'autant plus de temps pour être développées et amorcer une longue marche vers la sortie définitive du pétrole qui, sans nul doute, n'est pas encore pour demain.

LISTE DES PERSONNES CONTACTEES[1]

Nom	Fonction
Jérôme Adnot	Professeur à l'Ecole des Mines de Paris, Centre Énergétique et Procédés
Paul Caseau	Académie des Technologies
Dominique Maillard	Directeur Général de l'Energie et des Matières Premières
Roland Nussbaum	Directeur de la Mission Risques Naturels
Pierre-René Beauquis	Professeur Total Professeurs Associés Ancien directeur Stratégie et Planification du groupe Total, ASPO France
Jean-Marie Chevalier	Professeur de Sciences Economiques à l'Université Paris-Dauphine Directeur du CGEMP
Nathalie Alazard-Toux	Directrice des Etudes Economiques Institut Français du Pétrole
Richard Lavergne	Secrétaire général de l'Observatoire de l'Energie DGEMP
Louis Meuric	Adjoint au Secrétaire général de l'Observatoire de l'Energie, DGEMP
Philippe Guillard	Chargé de la sous-direction Raffinage et Logistique pétrolière, DIREM, DGEMP
Patrick Leblanc	Stockages et logistique pétrolière, Raffinage et Logistique pétrolière, DIREM, DGEMP
Fabrice Noilhan	Approvisionnements internationaux, Approvisionnements en hydrocarbures, DIREM, DGEMP

[1] Rencontres, téléphone, mail ou courrier, par ordre chronologique

Thierry Bros	Approvisionnements internationaux, Approvisionnements en hydrocarbures, DIREM, DGEMP
Joël Maurice	Ingénieur général des Ponts et Chaussées Directeur du Master d'Action Publique (ENPC) Auteur du rapport « Prix du pétrole » pour le Conseil d'Analyse Economique
Pierre Noël	Responsable du programme Energie et Relations internationales à l'Institut Français des Relations Internationales (IFRI)
Christian Cuquel	Stockages et logistique pétrolière, Raffinage et Logistique pétrolière, DIREM, DGEMP
Xavier Préel	Directeur de la Stratégie Amont, Total
Jean-Pierre Orfeuil	Professeur à l'Université Paris 12
Christian Balmes	PDG Shell France
Jean-Michel Gires	Directeur du Développement durable et de l'Environnement, Total
Georges Vermeersch	Directeur de la Prospective et des Innovations, Sofiproteol
Alain Bucaille	Directeur Recherche et Innovation, Areva
Grégoire Postel-Vinay	Responsable de la Prospective, Direction Générale des Entreprises
Henri Prévot	Conseil Général des Mines
Christian Parent	Président de la 3ème Section du Conseil Général des Ponts et Chaussées
Philippe Hirtzman	Centre d'Analyse Stratégique
Hervé Pouliquen	Chargé de mission Energie, Centre d'Analyse Stratégique
Gilles Pennequin	Délégation Interministérielle à l'Aménagement et à la Compétitivité des Territoires (DIACT)

Claude Mandil	Directeur exécutif, Agence Internationale de l'Energie
Eric Loiselet	Maître de conférences à Sciences Po
Olivier Appert	Président de l'Institut Français du Pétrole
Gérard Friès	Directeur général adjoint & Directeur du Centre de Résultats Exploration-Production, IFP
Pierre Laffitte	Sénateur des Alpes-Maritimes Vice-Président de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques
Claude Saunier et Joseph Kergueris	Sénateurs, auteurs du rapport d'information parlementaire : « La hausse des prix du pétrole : une fatalité ou un retour du politique ? »
Stéphane Dupré la Tour	Conseiller, Présidence de la République
Pierre Audigier	Ingénieur conseil
Jean-Marc Jancovici	Ingénieur conseil, ASPO France
Jean Laherrère	Géologue et géophysicien pétrolier, ASPO France

BIBLIOGRAPHIE RECAPITULATIVE

ARTICLES

CEPII, Document de travail n°98 - 08, CEPII,1998

Revue de l'énergie IFP/DSEP, Editecom, 1994

P. Noël et M. Meidan, *« L'approvisionnement énergétique de la Chine, marchés et politique »*, in S. Boisseau du Rocher et F. Godement, *Annuaire de l'Asie 2005*, La Documentation Française, 2005

Petit et al, Science, juin 1999

Bertrand Château, *« Bilan des émissions de CO2-énergie dans le monde et enjeux du protocole de Kyoto en Europe »*, Enerdata, 2005

P. Ambrosi et S. Hallegatte, *« Changement climatique et enjeux de sécurité »*, Centre International de Recherches sur l'Environnement et le Développement, 2005

G. Fischer, S. Malendra et H. van Velthuizen, *« Climate Change and Agricultural Vulnerability,International »*, Institute for Applied Systems Analysis, 2002

M. Parry, N. Arnell, M.T.R Nicholls, P. Martens, S. Kovats, M. Livermore, C. Rosenzweig, A. Iglesias, G. Fischer, *« Million at Risk: defining critical climate change threats and targets »*, Global Environmental Change 11, 2001

C. Schär, P.L. Vidal, C. Frei, C. Haberti, M. Liniger, C. Appenzeller, *« The role of increasing temperature variability in European summer heatwaves »*, Nature 427, 2004

M.K. Hubbert, *« Nuclear Energy and the Fossil Fuels »*, 1956

B. E. Munk, *«The End of Cheap Oil, Once Again: Geopolitics or Global Economics? »*, Foreign Policy Research Institute,2005

Y. Mathieu, *« Estimer les réserves pétrolières, une question de méthodologie ? »*, Revue de l'Energie n°562, 2004

P.R. Beauquis, *« Un point de vue sur les besoins et les approvisionnements en énergie à l'horizon 2050 »*, Total Professeurs Associés, 2004

J. Vidal, *«The end of oil is closer than you think »*, The Guardian, 21 avril 2005

« *Before the Wells Run Dry* », The Foundation for the Economics of Sustainability, 2002

« *La SEC enquête sur les réserves de Shell* », La Tribune, 20 février 2004

« *Prédicateur de la fin* », supplément, *Vive le pétrole cher,* Libération, 29 mai 2006

D. Babusiaux et P.-R. Beauquis, « *Anticiper la fin du pétrole* », Le Monde Diplomatique, janvier 2005

A. Farrell et al., « *Ethanol can contribute to energy and environmental goals* », Science, Vol. 311, 2006

L. Brown, « *Biofuels : Renewable Energy or Environmental Disaster in the Making* », World Watch Institute, 2006

JM. Bezat, « *L'AIE prône des mesures drastiques pour économiser le pétrole* », Le Monde, 3 avril 2005

B. Vignaux, « *Le pétrole au cœur de la diplomatie* », Le Monde diplomatique, juin 2005

L. Oualou, « *La hausse de la rente énergétique et l'arrivé au pouvoir de la gauche dans plusieurs pays du sous-continent aiguisent les tensions* », Le Figaro, 2 juin 2006

C. Jardim, « *Par et pour les Latino-Américains* », Le Monde Diplomatique, juin 2005

B. Cassen, « *Une nouvelle Amérique latine à Vienne* », Le Monde Diplomatique, juin 2006

E. Sader, « *Alternatives latino-américaines* », Le Monde Diplomatique, février 2006

S. Daycard-Heid et S. Mazurelle, « *En mal de pétrole, les grandes puissances courtisent le Kazakhstan* », Caucaz Euronews, 7 mai 2006

« *Le Kazakhstan signe son raccordement à l'oléoduc Bakou-Turquie* », Nouvelles d'Arménie en ligne, 7 juin 2006

A. Garcia, « *La boulimie pétrolière de Hu-Jintao* », RFI actualités, 27 avril 2006

« *La Chine continue son marché énergétique en Afrique* », Le Figaro, 26 avril 2006

P. de Saint Exupéry, « *Le Tchad, enjeu d'une bataille à trois* », Le Figaro, 17 avril 2006

OUVRAGES

D. Yergin, *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power*, Simon Schuster , 1991

J.M. Chevalier, *Les grandes batailles de l'énergie*, Folio actuel, Gallimard, 2004

P. Roberts, *The End of Oil: on the edge of a perilous new world*, First Mariner books, 2005

R. Heinberg, *The Party's Over: Oil, War, and the Fate of Industrial Societies*, New Society Publishers, 2003

Y. Cochet, *Pétrole apocalypse*, Fayard , 2005

M. R. Simmons, *Twilight in the Desert: The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy*, John Wiley & Sons , 2005

C.J. Campbell, *The Coming Oil Crisis , Multi-Science Publishing Co. Ltd*, 1997

J.L. Wingert, *La vie après le pétrole*, Autrement, 2005

X. Boy de la Tour, *Le pétrole, au-delà du mythe*, Technip, 2004

J.H. Künstler, *The long Emergency*, Atlantic Monthly Press, 2005

G. Challiand, A. Jafalian, *La dépendance pétrolière: mythes et réalités d'un enjeu stratégique*, Universalis , 2005

E. Dalemont, *Le pétrole*, Presses Universitaires de France, 1975

Collectif, *Economie et géopolitique du pétrole*, Alternatives Sud, 2003

T. Delpech, *L'ensauvagement: le retour de la barbarie au XXIème siècle* , Grasset, 2005

C. de Lestrange, C.A. Paillard, P. Zelenko, *Géopolitique du pétrole*, Technip, 2005

ETUDES ET DOCUMENTS

Agence Internationale de l'Energie, "30 years of Energy Use in IEA Countries", OECD/IEA, 2004

British Petroleum, « Statistical Review of World Energy 2005", BP, 2005

Agence Internationale de l'Energie, « Energy Balances of Non-OECD Countries », 2001-2002, OECD/IEA, 2004

IFP, Panorama 2005, « La consommation d'énergie dans le secteur des transports », Institut Français du Pétrole, 2006

IFP, Panorama 2005, « Réserves de pétrole : des données évolutives en fonction de la technique et de l'économie », Institut Français du Pétrole, 2006

IFP, Panorama 2004, « Les investissements et la déplétion », Institut Français du Pétrole, 2005

Agence Internationale de l'Energie, « World Energy Outlook 2003 », OECD/IEA, 2003

Agence Internationale de l'Energie, « World Energy Outlook 2004 », OECD/IEA, 2004

Agence Internationale de l'Energie, « World Energy Outlook 2005 », OECD/IEA, 2005

Agence Internationale de l'Energie, "Saving Oil in a Hurry", OECD/IEA, 2005

OECD, OECD Factbook 2006

World Development Indicators, the World Bank, 2002

Economic, Environmental and Social Statistics, OECD, 2006

Observatoire de l'énergie, Statistiques 2003, DGEMP-DIDEME, 2003

J. Maurice, « Prix du pétrole », Conseil d'Analyse économique, La Documentation Française, 2001

Energy Information Administration, « International Energy Outlook 2005 », DOE/EIA, 2005

GIEC, « Bilan 2001 des changements climatiques : des éléments scientifiques », OMM/PNUE, 2001

P. Radanne, « La division par 4 des émissions de dioxyde de carbone en France d'ici 2050 », Mission Interministérielle de l'Effet de Serre, 2004

J. Kergueris et C. Saunier, Rapport d'information n°105 sur les perspectives d'évolution du prix des hydrocarbures à moyen et long terme, Sénat, 2005

C. Baudouin (IFP), « Coal to Liquids », Conférence EPFL-AISEN, 38657

Commission Européenne, Livre vert sur le développement d'une politique énergétique européenne commune et cohérente, Commission Européenne, 2006

Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matières Premières, « Simulation de la fermeture du détroit de Malacca », CGEMP, Université Dauphine, 2005

DGEMP/SHFD, Plan Ressources Hydrocarbures, Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, 2003

Commission des Nations Unies pour l'Amérique Latine, « La Inversion extranjera en Amercica Latina », CNUAL, 2001

SITES INTERNET

RECHERCHE ET INFORMATIONS SUR LE PETROLE ET L'ENERGIE

Agence Internationale de l'Energie, http://www.iea.org

Energy Information Administration (DOE), http://www.eia.doe.gov/

Cambridge Energy Research Associates (CERA), http://www.cera.com

Institut Français du Pétrole (IFP), http://www.ifp.fr

Mission Interministérielle de l'Effet de Serre, http://www.effet-de-serre.gouv.fr/

Intergovernmental Panel on Climate Changes, http://www.ipcc.ch/

Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP), http://www.industrie.gouv.fr/energie/sommaire.htm

Institut d'Economie et de Politique de l'Energie (Université de Grenoble), http://www.upmf-grenoble.fr/iepe

The Hubbert Peak, http://www.oilcrisis.com

Association For Study Of Peak Oil&Gas – ASPO, http://www.peakoil.net

ASPO France, http://aspofrance.fr

Institut Français des Relations Internationales (IFRI), http://www.ifri.fr

Centre d'Etudes et de Recherches Internationales (CERI), http://www.ceri-sciencespo.com

Pétrole et Gaz Arabe, http://www.arab-oil-gas.com

Pétrostratégies, http://www.petrostrategies.org

Oil and gas online, http://www.oilandgasonline.com

Informations sur l'énergie (J.M. Jancovici), http://www.manicore.com/

COMPAGNIES PETROLIERES

Aramco, http://www.saudiaramco.com

British Petroleum, http://www.bp.com

Chevron Texaco, http://www.chevrontexaco.com

CNPC, http://www.cnpc.com.cn

Conocophillips, http://www.conoco.com

Exxonmobil, http://www.exxon.mobil.com

ONGC, http://www.ongcindia.com/

Pemex, http://www.pemex.com

PDVSA, http://www.pdvsa.com

Petrobras, http://www.petrobras.com.br

Royal Dutch Shell, http://www.shell.com

Sasol, http://www.sasol.com

Sinopec, http://english.sinopec.com/

Sonatrach, http://www.sonatrach-dz.com

Statoil, http://www.statoil.com

Total, http://www.total.com

DIVERS

Joint Oil Data Initiative, www.jodi.org

Comité des Constructeurs Français d'Automobiles, www.ccfa.fr/