



# **PÉTROLE ET TRANSPORTS: LA FIN DES CARBURANTS À PRIX ABORDABLE ?**

**T A B L E  
R O N D E**

---

**139**



# **PÉTROLE ET TRANSPORTS: LA FIN DES CARBURANTS À PRIX ABORDABLE ?**

**T A B L E  
R O N D E**

---

**139**

# ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

L'OCDE est un forum unique en son genre où les gouvernements de 30 démocraties œuvrent ensemble pour relever les défis économiques, sociaux et environnementaux que pose la mondialisation. L'OCDE est aussi à l'avant-garde des efforts entrepris pour comprendre les évolutions du monde actuel et les préoccupations qu'elles font naître. Elle aide les gouvernements à faire face à des situations nouvelles en examinant des thèmes tels que le gouvernement d'entreprise, l'économie de l'information et les défis posés par le vieillissement de la population. L'Organisation offre aux gouvernements un cadre leur permettant de comparer leurs expériences en matière de politiques, de chercher des réponses à des problèmes communs, d'identifier les bonnes pratiques et de travailler à la coordination des politiques nationales et internationales.

Les pays membres de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, la Corée, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission des Communautés européennes participe aux travaux de l'OCDE.

Les Éditions OCDE assurent une large diffusion aux travaux de l'Organisation. Ces derniers comprennent les résultats de l'activité de collecte de statistiques, les travaux de recherche menés sur des questions économiques, sociales et environnementales, ainsi que les conventions, les principes directeurs et les modèles développés par les pays membres.

*Cet ouvrage est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE. Les opinions et les interprétations exprimées ne reflètent pas nécessairement les vues de l'OCDE ou des gouvernements de ses pays membres.*

Publié en anglais sous le titre :

**OIL DEPENDENCE: IS TRANSPORT RUNNING OUT OF AFFORDABLE FUEL ?**

Les corrigenda des publications de l'OCDE sont disponibles sur : [www.oecd.org/editions/corrigenda](http://www.oecd.org/editions/corrigenda).

© OCDE/FIT 2008

---

L'OCDE autorise à titre gracieux toute reproduction de cette publication à usage personnel, non commercial. L'autorisation de photocopier partie de cette publication à des fins publiques ou commerciales peut être obtenue du Copyright Clearance Center (CCC) [info@copyright.com](mailto:info@copyright.com) ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC) [contact@cfcopies.com](mailto:contact@cfcopies.com). Dans tous ces cas, la notice de copyright et autres légendes concernant la propriété intellectuelle doivent être conservées dans leur forme d'origine. Toute demande pour usage public ou commercial de cette publication ou pour traduction doit être adressée à [rights@oecd.org](mailto:rights@oecd.org).

---

## FORUM INTERNATIONAL DES TRANSPORTS

Le Forum International des Transports est une institution intergouvernementale appartenant à la famille OCDE. Le Forum est une plate-forme mondiale pour les décideurs politiques et les parties intéressées. Son objectif est d'aider les responsables politiques et un public plus large à mieux appréhender le rôle des transports en tant qu'élément clé de la croissance économique, ainsi que leurs effets sur les composantes sociales et environnementales du développement durable. Le Forum organise une Conférence pour les Ministres et les représentants de la société civile chaque année au mois de mai à Leipzig, Allemagne.

Le Forum International des Transports a été créé par une Déclaration du Conseil des Ministres de la CEMT (Conférence Européenne des Ministres des Transports) lors de la session ministérielle de mai 2006. Il est établi sur la base juridique du Protocole de la CEMT signé à Bruxelles le 17 octobre 1953 ainsi que des instruments juridiques appropriés de l'OCDE. Son Secrétariat se trouve à Paris.

Les pays membres du Forum sont les suivants : Albanie, Allemagne, Arménie, Australie, Autriche, Azerbaïdjan, Bélarus, Belgique, Bosnie-Herzégovine, Bulgarie, Canada, Corée, Croatie, Danemark, ERYM, Espagne, Estonie, États-Unis, Finlande, France, Géorgie, Grèce, Hongrie, Irlande, Islande, Italie, Japon, Lettonie, Liechtenstein, Lituanie, Luxembourg, Malte, Mexique, Moldavie, Monténégro, Norvège, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République tchèque, Roumanie, Royaume-Uni, Russie, Serbie, Slovaquie, Slovénie, Suède, Suisse, Turquie, Ukraine.

L'OCDE et le Forum International des Transports ont créé en 2004 un Centre conjoint de Recherche sur les Transports. Ce Centre mène des programmes coopératifs de recherche couvrant tous les modes de transport, recherches qui visent à aider la formulation des politiques dans les pays membres. A travers certains de ses travaux, le Centre apporte également des contributions aux activités du Forum International des Transports.



## TABLE DES MATIÈRES

<b>SYNTHÈSE DE LA DISCUSSION .....</b>	<b>7</b>
--	----------

### RAPPORTS INTRODUCTIFS

<b>Pics pétroliers et évolution des stratégies des pays importateurs et exportateurs de pétrole – par P. ALEKLETT (Suède).....</b>	<b>39</b>
1. Introduction.....	44
2. Évolution future de la demande de pétrole .....	49
3. Quantité de pétrole découverte et dates de découverte.....	54
4. Tendances historiques de la consommation et limites pour la consommation future .....	63
5. Scénarios d’importation et d’exportation .....	77
6. Production de carburants liquides pour le transport au moyen des procédés CTL et GTL .....	85
7. Stratégies possibles des pays importateurs et exportateurs de pétrole .....	90
8. Prise de conscience du pic pétrolier.....	94
Appendice : Prévisions basées sur les réserves concernant le pétrole, le gaz et le charbon et limites en matière d’émissions de dioxyde de carbone.....	103
<b>Évolution future des prix et de la disponibilité des carburants pour les transports - par D.L. GREENE (États-Unis) .....</b>	<b>127</b>
1. Introduction.....	131
2. Croissance de la demande de carburants pour les transports.....	134
3. Ressources, OPEP et transition énergétique.....	137
4. Évolution des politiques et progrès technologique.....	148
5. Perspectives des prix de l’énergie utilisée dans les transports .....	151
Annexe : Croissance de la demande, pic de production et pouvoir de marché de l’OPEP.....	159
<b>Incertitudes sur le marché pétrolier à moyen terme - par L. EAGLES (AIE).....</b>	<b>161</b>
1. Aperçu général.....	165
2. Incertitudes du côté de l’offre.....	172
3. Investissement.....	176
4. Conclusion .....	179

**Évolution à long terme de la demande de transport, élasticité-prix de la demande de carburant et conséquences des perspectives de l'industrie pétrolière pour la politique des transports - par K.A. SMALL (États-Unis) et**

<b>K. VAN DENDER (États-Unis et FIT) .....</b>	<b>181</b>
1. Introduction.....	185
2. Détermination de l'évolution à long terme de la demande de transport routier de voyageurs et de la demande d'énergie associée.....	187
3. Politique énergétique dans le secteur des transports .....	199
4. Conclusion .....	209

<b>LISTE DES PARTICIPANTS.....</b>	<b>221</b>
------------------------------------	------------

## SYNTHÈSE DE LA DISCUSSION





## SOMMAIRE

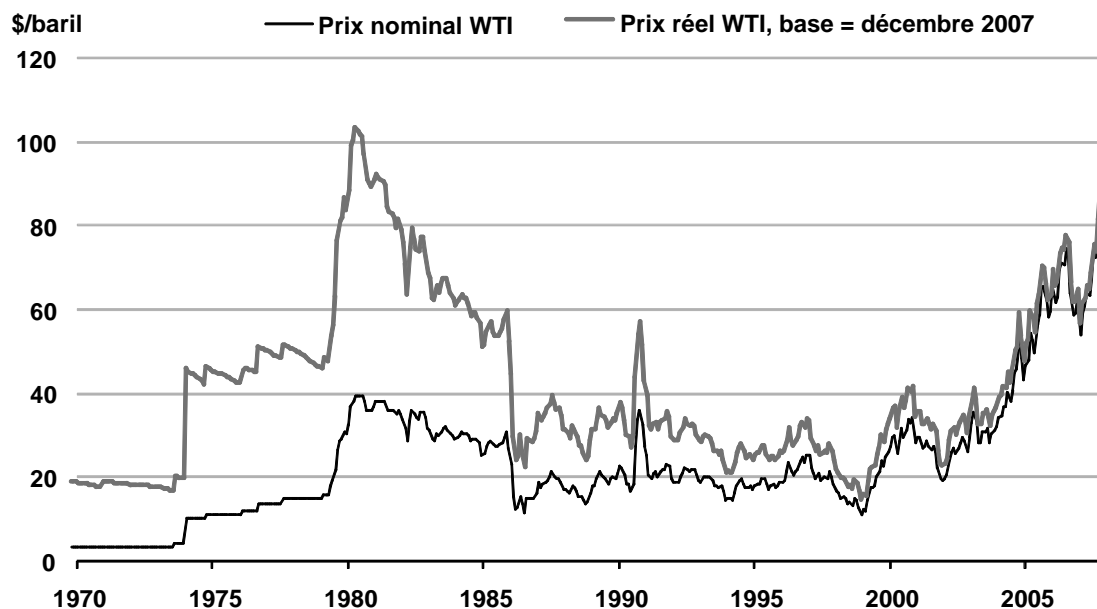
RÉSUMÉ.....	11
1. INTRODUCTION.....	14
2. MOTEURS DE L'ÉVOLUTION DES COURS DU PÉTROLE OBSERVÉE ENTRE 1960 ET 2007 .....	14
3. VOLATILITÉ DES COURS DU PÉTROLE ET EFFETS CYCLIQUES .....	17
4. PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION À COURT TERME DES COURS DU PÉTROLE.....	18
5. PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION À LONG TERME DE L'OFFRE DE PÉTROLE .....	19
6. HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS .....	20
7. IMPORTANCE À ACCORDER À L'ATTEINTE DU PALIER DES 100 DOLLARS LE BARIL .....	21
8. RÉACTION DU SECTEUR DES TRANSPORTS AUX VARIATIONS DES COURS DU PÉTROLE.....	22
9. RAISON D'ÊTRE DES POLITIQUES DES TRANSPORTS ET DYSFONCTIONNEMENTS DU MARCHÉ .....	23
10. MOYENS D'ACTION .....	25
10.1. Droits d'accises sur les carburants et taxe sur le carbone .....	25
10.2. Réglementation de l'efficacité des véhicules .....	28
10.3. Conception de la politique des transports : intégration nécessaire des dimensions « transports », « environnement » et « énergie » .....	30
NOTES .....	32
BIBLIOGRAPHIE.....	34



## RÉSUMÉ

La demande de pétrole venant du secteur des transports est moins sensible au prix que celle de toutes les autres branches d'activité, parce que la demande de services de transport est relativement insensible au prix, d'une part, et que les carburants routiers substituables au pétrole sont actuellement loin d'afficher un rapport coût-efficacité positif, d'autre part. Les réalités américaines démontrent que la demande de pétrole venant du secteur des transports se fait de moins en moins sensible au prix à mesure que les revenus augmentent. Il faut en déduire que la consommation de pétrole est appelée à se concentrer de plus en plus dans le secteur des transports et que des variations relativement faibles de la demande peuvent avoir un impact progressivement plus significatif sur les cours du pétrole.

Figure 1. Prix au jour le jour réels et nominaux du pétrole brut 1970–2007



*Note :* Dow Jones pour les chiffres d'avant janvier 1985 et Platts Cushing spot WTI mensuel à partir de janvier 1985. Les prix sont exprimés en prix constants en prenant ceux de décembre 1997 comme base et en utilisant les indices mensuels des prix à la consommation de l'OCDE.

*Source :* AIE.

Les cours du pétrole ont retrouvé, en termes réels, leur niveau record de 1980 en novembre 2007, au moment où la Table Ronde se réunissait (voir Figure 1). L'impact économique de cette hausse a été plus faible que celle des hausses antérieures, parce que les revenus ont augmenté depuis 1980 et que les économies des pays de l'OCDE dépendent moins du pétrole.

L'OPEP va vraisemblablement renforcer la position de force qu'elle occupe sur le marché. Les pays de l'OPEP, ceux du Moyen-Orient en particulier, verront leur part de l'offre mondiale de pétrole augmenter, parce que la production de pétrole des autres pays a soit atteint son niveau maximum et commence à diminuer, soit ne va plus augmenter dans un avenir prévisible. L'OPEP sera donc bien placée pour maintenir les prix à un niveau élevé face à l'augmentation de la demande, des économies émergentes en particulier.

Cela ne veut pas dire que les prix vont inévitablement continuer à augmenter ou même se maintenir à leur niveau actuel. Ils pourraient chuter si la croissance économique faiblissait, notamment aux États-Unis et en Chine dont les économies sont de plus en plus interdépendantes. L'instabilité probablement persistante des prix va générer des incertitudes qui vont repousser à plus tard les gros investissements en capacités de production et de raffinage de pétrole ainsi qu'en technologies de réduction de la consommation des véhicules automobiles.

Les carburants non conventionnels pourraient à plus long terme satisfaire une part importante de la demande de pétrole à des prix égaux ou supérieurs à 40 dollars le baril. Le point de vue le plus répandu est que les réserves de sables et schistes bitumineux et de charbon sont suffisantes pour alimenter des décades de progression de la consommation de pétrole. Cet avis a toutefois été contesté par certains experts de la Table Ronde qui ont estimé que la production de charbon a déjà atteint un pic. Dans la mesure où les ressources en pétrole non conventionnelles deviennent primordiales dans cette perspective, mieux appréhender leurs disponibilités et coûts de production est de plus en plus important.

La réponse au renforcement de la position de force de l'OPEP pourrait s'exprimer sous la forme d'un développement de la production d'hydrocarbures non conventionnels dans les pays non membres de l'OPEP ou d'une diminution de la consommation de pétrole. La promotion des carburants alternatifs peut aussi jouer un rôle, mais son potentiel reste limité à court terme comme les conclusions de la Table Ronde du CCRT sur les « biocarburants : lier les politiques de soutien aux bilans énergétiques et environnementaux » (OCDE/FIT 2007) l'ont souligné. Les hydrocarbures non conventionnels sont pénalisés par des émissions de gaz à effet de serre plus de deux fois plus importantes que le pétrole et leur développement peut donc être entravé par la politique environnementale.

L'internalisation du coût des émissions de CO<sub>2</sub> produites par les transports vise tout à la fois à atténuer le changement climatique et à réduire la consommation. Les taxes sur le carbone sont l'instrument que les économistes préfèrent pour arriver à ce résultat, parce qu'elles incitent à atteindre l'objectif environnemental au moindre coût. Les normes de consommation ou d'émission de CO<sub>2</sub> présentent toutefois aussi certains avantages, ne fût-ce qu'en termes d'acceptabilité politique. Elles permettent en outre de corriger la différence entre les taux social et privé d'actualisation au lieu d'achat du véhicule. La différence entre ces taux et les imperfections qui entachent les décisions prises par l'acheteur en matière de consommation peuvent justifier la fixation de telles normes, même si les taxes couvrent les coûts externes.

Les normes sont vulnérables à l'effet de rebond, c'est-à-dire que la réduction des coûts entraînée par la diminution de la consommation peut être contrebalancée par une augmentation soit des kilométrages parcourus, soit de la puissance ou de la masse des véhicules achetés. Il est généralement admis que l'effet de rebond concrétisé par l'allongement du kilométrage parcouru est faible (20 pour cent environ, sinon moins<sup>1</sup>) et que les normes se traduisent donc par une réduction substantielle de la consommation de carburant. Dans la mesure où il pose problème, l'effet de rebond témoigne d'une tarification incorrecte des émissions de CO<sub>2</sub> et des autres externalités des transports. Il convient en conséquence, là où les normes sont le principal moyen mis en œuvre pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> des transports, de les doubler d'une taxe qui devrait dans l'idéal se présenter sous la forme d'une taxe sur le carbone, d'une surtaxe sur les carburants ou d'une modulation des taxes à l'achat ou à l'utilisation des véhicules. Le fait ajoute en outre à l'urgence de la mise en place d'outils de gestion de la congestion.

Les politiques des transports, de l'environnement et de la sécurité de l'approvisionnement en pétrole interagissent de plusieurs façons différentes et il y a des arbitrages à opérer qui vont au-delà des impacts environnementaux de la mise au point d'hydrocarbures non conventionnels. La diésélisation du parc automobile, enclenchée par la modicité relative des taxes sur le gazole, est à la base des progrès accomplis en Europe en matière de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> des transports. La part de marché du gazole a donc fortement augmenté au point que le gazole représente aujourd'hui près de 70 pour cent du carburant automobile consommé dans l'Union Européenne. Il y a toutefois des limites aux possibilités qu'ont les raffineries de passer de la production d'un type de carburant à celle d'un autre sans utiliser des grandes quantités d'énergie supplémentaires pour traiter les produits pétroliers. L'excédent de la demande européenne de gazole est aujourd'hui couvert par le commerce : l'Europe importe du gazole des États-Unis et de Russie et exporte de l'essence vers les États-Unis. L'engagement d'un autre grand marché automobile sur la voie de la diésélisation irait de pair avec une forte hausse des prix du gazole et une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub>.

Deux questions importantes s'imposent à l'esprit quand la sécurité énergétique et les émissions de gaz à effet de serre des transports sont analysées dans une perspective plus large. La première est celle de la répartition des efforts de réduction des gaz à effet de serre entre les différentes branches d'activité. Une stratégie rentable de réduction du CO<sub>2</sub> doit viser à l'efficacité de cette répartition, c'est-à-dire minimiser simultanément le coût de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, les pertes éventuelles de compétitivité et le coût de la dépendance vis-à-vis des importations d'énergie. La part considérable prise par les transports dans les émissions totales de CO<sub>2</sub> n'apprend dans ce sens pas grand chose au sujet de l'ampleur souhaitable de leur contribution à la réduction des émissions totales, mais il faut bien reconnaître que le processus politique demandera qu'elle soit substantielle.

La seconde question est celle de l'intégration nécessaire des mesures prises pour réduire les émissions de gaz à effet de serre des transports dans la stratégie de réduction des autres coûts externes des transports, à savoir la pollution locale de l'air, les accidents et, surtout, la congestion. Le coût de la congestion dépasse de loin, selon la plupart des études, le coût des émissions de CO<sub>2</sub> des transports. L'impact considérable des péages de congestion instaurés à Londres et Stockholm sur les émissions de CO<sub>2</sub> (- 20 pour cent) donne à penser que la gestion de la congestion peut aider à atteindre les objectifs de réduction dans les zones qui souffrent de congestion.

## 1. INTRODUCTION

Le prix du brut était proche des 100 dollars le baril au moment où la Table Ronde s'est réunie, en novembre 2007, ce qui le plaçait, en dollars réels, au niveau des records atteints en 1980 (voir Figure 1). La montée progressive des cours du pétrole jusqu'à ce niveau observée ces cinq dernières années est imputable essentiellement à une augmentation de la demande, notamment chinoise, et une élasticité limitée de l'offre. Les perspectives d'évolution de l'offre et de la demande annoncent que les prix risquent de rester élevés au cours des cinq années à venir, mais aussi qu'une contraction des échanges mondiaux et un fléchissement de la croissance économique pourraient se traduire par une baisse, si ce n'est une chute, des cours du pétrole. Les prix continueront en tout état de cause, qu'ils baissent ou augmentent, à passer par des pics et des creux accusés.

La Table Ronde a analysé les moteurs de l'évolution des cours du pétrole en s'arrêtant à ceux qui pourraient se révéler les plus importants pendant les 25 prochaines années. Elle s'est penchée ensuite sur les réactions récentes des transports routiers à l'évolution du prix des carburants pour identifier les interrelations entre les politiques des transports et de l'énergie. Elle a également fait le point sur les perspectives d'évolution de l'offre de pétrole ainsi que sur les retombées de la mise en exploitation des bruts lourds, des sables et des schistes bitumineux et de la transformation du charbon en combustibles liquides sur la politique climatique. Le débat a ensuite, en se tournant vers les mesures qui pourraient être prises du côté tant de l'offre que de la demande, mis en lumière les arbitrages délicats à opérer entre le changement climatique et la sécurité de l'approvisionnement en pétrole. S'il n'est pas tenu compte de ces interactions, les mesures énergétiques prises dans le secteur des transports pourraient être source de coûts inutiles importants.

## 2. MOTEURS DE L'ÉVOLUTION DES COURS DU PÉTROLE OBSERVÉE ENTRE 1960 ET 2007

La Figure 1 illustre clairement l'impact des limitations de la production décrétées par l'Organisation de Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) en 1973 et 1979 sur les cours du pétrole. Ces limitations, motivées dans les deux cas par des considérations politiques (guerre du Yom Kippour et révolution iranienne), ne visaient pas à maximiser le profit<sup>2</sup>, mais coïncidaient avec un plafonnement de la production américaine qui a permis à l'OPEP de conquérir une position dominante depuis laquelle elle pouvait contrôler les prix. L'OPEP a par la suite fait usage de cette force pour maintenir les prix à un niveau élevé en contingentant la production de ses pays membres. Les compagnies pétrolières étaient incapables d'augmenter la production aux États-Unis, mais les prix élevés ont dopé l'exploration et accéléré la mise en exploitation de gisements situés dans des pays non membres de l'OPEP. La position de force de l'OPEP s'est alors érodée à un point tel que les prix se sont effondrés

en 1985-1986. Cet effondrement a donné un sérieux coup d'arrêt aux investissements coûteux des grandes compagnies pétrolières et ses effets se font encore sentir aujourd'hui dans la forte aversion des compagnies pétrolières et des constructeurs automobiles à (sur)investir dans la production de pétrole, le raffinage et l'efficacité énergétique. Il s'en suit que l'offre n'est pas très élastique, alors même que la demande est en forte augmentation. L'incertitude qui plane sur l'évolution future des prix ainsi que l'augmentation des coûts d'extraction et de raffinage exercent également un effet de dissuasion sur les gros investissements.

Les décisions prises par l'OPEP en matière de fixation des volumes de production ont, même pendant les périodes où elle dominait le marché, parfois entraîné de fortes baisses de prix qui ne font que confirmer la volatilité du marché. L'effet net se traduit par un renforcement de la tendance à la hausse des prix pétroliers.

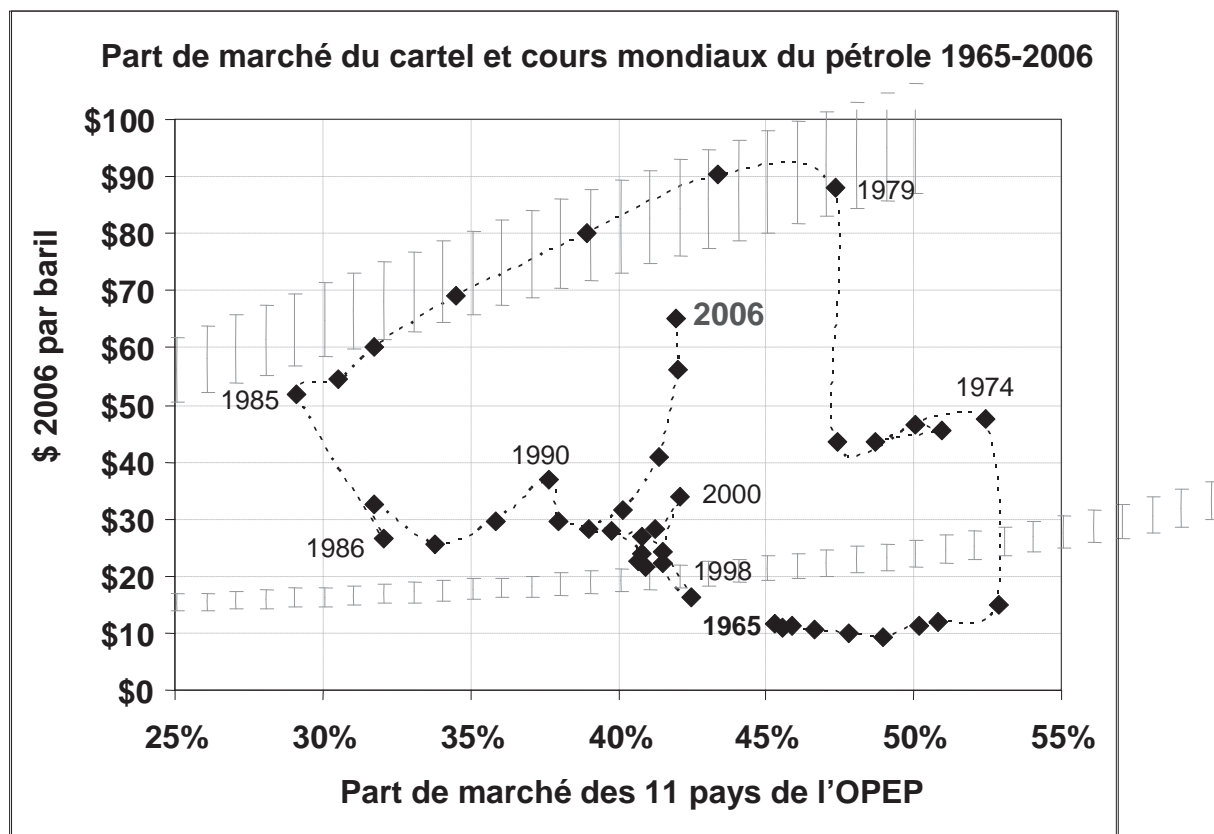
David Greene décrit cette évolution des prix et de cette puissance de marché dans le rapport qu'il a présenté à la Table Ronde (Greene, 2007). Le graphique de la Figure 2 qui le résume schématise l'évolution des niveaux maxima et minima des cours du pétrole, l'hypothèse étant que l'OPEP cherche à maximiser ses profits, en en faisant des fonctions de l'élasticité à court et long terme des prix du pétrole, d'une part, et de l'état de l'offre des pays hors OPEP, d'autre part. La marge de variation des prix maxima est calculée sur la base de l'élasticité prix à court terme de la demande de pétrole, c'est-à-dire le potentiel de remplacement rapide du pétrole par un autre combustible et de réduction de la demande en réponse à une hausse des cours, et de l'élasticité à court terme de l'offre de pétrole venant du reste du monde. La marge de variation des prix minima est calculée sur la base de l'élasticité, plus importante, à long terme de l'offre et de la demande. Cette élasticité est déterminée par des changements qui, tels la mise au point de véhicules plus économes en énergie ou la conversion d'autres branches d'activités à des combustibles autres que le pétrole, n'affectent le marché qu'après un certain temps.

Il y a lieu de souligner que la marge de variation des prix maxima est assez large, parce l'élasticité à court terme de l'offre et de la demande est difficile à calculer. Il convient en outre de rappeler que cette marge de variation illustre une évolution générale des prix plutôt que des maxima en chiffres absolus. Comme le modèle sous-jacent est déterministe, les prix peuvent déborder nettement de la marge pendant des courtes périodes.

La Figure 2 est révélatrice d'une relation positive forte entre la position de force occupée par l'OPEP sur le marché et les prix. L'observation de l'évolution des prix replacée dans ce cadre montre que les cours du pétrole sont restés inférieurs à la marge minimale jusqu'en 1973. L'OPEP a fait grimper les cours dans la marge de variation supérieure en 1979 et a occupé alors une position suffisamment dominante pour les y maintenir jusqu'en 1985. Le cartel a pu accroître ses profits en réduisant sa production dans des proportions telles que sa part est tombée à moins de 30 pour cent de l'offre mondiale de pétrole. A ce stade, la réponse de l'offre et de la demande à long terme a commencé à se faire sentir, la discipline s'est effritée à l'intérieur du cartel, les quotas de production ont été dépassés et les cours du pétrole se sont effondrés jusqu'à se rapprocher de la marge de variation inférieure. L'OPEP a néanmoins continué à contrôler la plus grosse partie de la capacité de production bon marché et reconquis petit à petit sa part de marché.



Figure 2. Évolution des cours mondiaux depuis 1965 et fonctions de prix maximisant les profits à court et moyen terme des pays de l'OPEP



Source : Greene 2007.

Qu'apprend l'analyse au sujet du passé récent et de l'avenir proche ? Il semble que les cours élevés actuels du pétrole ne devraient pas entraîner de hausse rapide de la production d'hydrocarbures conventionnels dans les pays hors OPEP. Certains analystes pronostiquent une diminution continue et la plupart s'attendent à une stabilisation prolongée du volume de la production mondiale. Il est impossible de pousser les taux d'extraction au-delà des limites tracées par les caractéristiques physiques des champs pétrolifères existants et la mise en exploitation des sources nouvelles est lente et hésitante. Quoi qu'il en soit, le Moyen-Orient devrait dans un avenir proche assurer une part croissante de l'offre mondiale de pétrole et l'OPEP voir ainsi sa position dominante se renforcer.

La Figure 2 montre que les cours actuels du pétrole et la part de marché de l'OPEP sont proches de ce qu'ils et elles étaient au moment du second choc pétrolier. Comme la demande de pétrole et la part de marché du cartel tendent à croître, l'OPEP sera sans doute capable de maintenir le niveau des cours et de conserver des rentes économiques importantes pendant plusieurs années jusqu'au moment où les réactions à long terme vont se faire sentir.

### 3. VOLATILITÉ DES COURS DU PÉTROLE ET EFFETS CYCLIQUES

Bon nombre de facteurs peuvent, en dehors de l'état général de l'offre et de la demande et des taux de production de l'OPEP, avoir une incidence significative à court terme sur les cours du pétrole brut et des produits pétroliers. Ces facteurs incluent, du côté de l'offre, les guerres, les troubles politiques, les grèves, les orages et les tornades, les accidents et les entretiens imprévus. Le raffinage est vulnérable au même genre de problèmes. Les stocks de pétrole brut et de produits raffinés font office de tampon entre l'offre et la demande, mais les variations de ces stocks peuvent influencer profondément sur les prix. Du côté de la demande, les facteurs les plus importants sont les variations des besoins hivernaux de chauffage induites par le dépassement, vers le haut ou le bas, des températures moyennes saisonnières et les crises économiques. Le brut et les produits raffinés s'échangent dans des bourses internationales où se concluent des contrats à terme de gré à gré pour parer aux risques de fluctuation des prix. Les interactions entre les marchés à terme, spot et à terme de gré à gré, entre les marchés du brut et des produits raffinés et entre différentes catégories d'opérateurs ne font qu'ajouter à la complexité de l'évolution des prix.

Au moment où la Table Ronde s'est réunie, les cours du brut étaient plus élevés sur le marché spot que sur le marché à terme. Cette situation durait depuis plusieurs semaines, avec des prix à terme d'autant plus bas que la date de règlement était éloignée, alors même que tout le monde s'attendait à ce que l'offre de pétrole reste serrée. Cette structure de prix <sup>3</sup> pousse les opérateurs à vendre sur le marché spot et acheter sur le marché à terme tant que les prix ne retrouvent pas leur équilibre. Les bénéfices réalisés de cette façon doivent toutefois être mis en regard des risques courus en termes de sécurité des approvisionnements, de qualité du pétrole et de délais de livraison. Les raffineurs, qui représentent une partie importante du marché, ne peuvent vendre qu'une partie de leurs stocks parce qu'ils en ont besoin pour alimenter leurs unités de raffinage. L'ampleur de l'écart entre les prix spot et à terme est parfois considérée comme un indicateur de l'étroitesse du marché, mais la situation est instable et il y a parfois réajustement des prix et souvent même chute brutale des prix spot.

Le prix des produits pétroliers dépendent certes des cours du brut, mais sont aussi soumis à des pressions qui leur sont propres. Au moment de la Table Ronde, les raffineurs et les distributeurs détenaient des stocks suffisants pour que la concurrence qu'ils se livrent sur le marché de l'approvisionnement des utilisateurs finaux et la crainte de voir des hausses supplémentaires des prix tarir la demande les empêchent de répercuter la totalité de l'augmentation du coût du brut sur les consommateurs. Ceci a mis fin à cinq années de marges de raffinage inhabituellement élevées et devrait maintenant restreindre les investissements en nouvelles capacités de raffinage.

Cette réduction des investissements en capacités de raffinage aura des répercussions sur l'offre et le prix futurs des produits. Ce décalage, caractéristique tant du raffinage que de la production de brut, a pour effet de faire passer l'offre par des cycles alternés d'excédent et de déficit. Les mouvements cycliques mis en branle par les crises pétrolières des années 70 et l'effondrement des cours du pétrole observé ensuite en 1985-1986 continuent à influencer le marché aujourd'hui.

#### 4. PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION À COURT TERME DES COURS DU PÉTROLE

Les facteurs qui conditionnent l'évolution à court terme des cours du pétrole sont très nombreux, mais leur impact dépend en fin de compte de l'équilibre fondamental entre l'offre et la demande. Le développement soutenu de l'activité économique mondiale est l'explication principale de la progression des cours du pétrole jusqu'à leurs niveaux actuels dans la mesure où la demande de pétrole qu'il a générée a augmenté plus rapidement que l'offre. La vigueur prolongée de la demande, chinoise notamment, devrait maintenir le marché du pétrole dans cette situation pendant un certain temps encore. L'économie chinoise est toutefois vulnérable à un ralentissement éventuel de ses exportations. Les difficultés dans lesquelles les marchés financiers se trouvent plongés depuis la crise des crédits hypothécaires qui a frappé les États-Unis en 2007 illustrent ce risque de dérapage et le Ministre chinois de l'Industrie a laissé entendre que cette crise pourrait entraîner une forte contraction de la production chinoise (Financial Times, 16 octobre 2007).

L'offre et les prix du pétrole dépendent aujourd'hui davantage de contraintes « de surface » que de la dynamique à long terme des réserves pétrolières, de l'exploration et de la production. La plus importante de ces contraintes est l'escalade des coûts des services pétroliers annexes (forage, mise en valeur des gisements et construction d'oléoducs) entraînée par la pénurie de main-d'œuvre qualifiée et la hausse du coût des matières premières.

Les tensions politiques et sociales ont fait baisser la production en plusieurs endroits, notamment au Nigeria et au Venezuela, tandis que la guerre en Irak a mis une grande partie du potentiel de production de ce pays à l'arrêt. Ces pays devraient recommencer à produire à moyen terme, mais dans des conditions qui leur permettront de maximiser leur profit sous la coordination de l'OPEP. Il a été souligné, plus généralement, que les contrats de concession des activités de production fixant des loyers moins élevés (après ajustement des coûts de production) que ceux de l'OPEP et d'autres pays sont intrinsèquement instables et sujets à renégociation et, le cas échéant, à réajustement.

Les modifications du régime fiscal auquel la mise en valeur des gisements et la production sont soumises jouent elles aussi un rôle. Ces modifications ne s'opèrent pas uniquement à l'occasion d'une renégociation de contrats de concession, comme cela s'est fait au Venezuela, mais aussi dans des pays de l'OCDE, tels que le Royaume-Uni où la modification du régime fiscal appliqué dans le secteur britannique de la Mer du Nord a bridé les activités d'exploration et de développement.

Le cycle précité des investissements en capacités de raffinage pourrait également peser sur le prix des carburants utilisés dans les transports pendant les cinq prochaines années. Le raffinage a fait perdre, entre 1996 et 2003, beaucoup d'argent aux grandes compagnies pétrolières qui ont de ce fait réduit leurs investissements. Le déficit de capacité qui s'en est suivi de 2004 à 2007 a contribué à pousser les prix à la hausse, mais des nouvelles unités commencent aujourd'hui à produire, notamment au Moyen-Orient et en Inde. Les compagnies pétrolières ont aussi investi dans la conversion des bruts

lourds en gazole et autres produits de plus haute valeur. Ceci pourrait induire un encombrement du marché et une chute des prix à moyen terme, mais les avis divergent quant au degré de probabilité de l'apparition de ces phénomènes.

## 5. PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION À LONG TERME DE L'OFFRE DE PÉTROLE

Le rapport présenté par Kjell Aleklett à la Table Ronde retrace l'histoire de l'exploitation, en attirant l'attention sur le recul à terme inéluctable de la production de tous les gisements. Aleklett souligne également avec insistance que le taux d'extraction du pétrole des différents gisements est limité par les caractéristiques de ces gisements et de leur pétrole et observe que les possibilités d'augmentation de la production des gisements en exploitation en réponse à une augmentation de la demande ou à des perturbations de l'offre sont limitées d'autant. Aleklett s'est aussi fondé sur des recherches réalisées aux Universités d'Uppsala et de Reading à l'aide de modèles schématisant l'activité de tous les gisements du monde pour avancer que la production hors OPEP est déjà entrée dans une phase de déclin irréversible et que la production mondiale d'hydrocarbures conventionnels atteindra son sommet d'ici quelques années à peine avant de commencer ensuite à diminuer sans rémission.

Ces conclusions contredisent diverses analyses effectuées par l'Administration américaine pour l'information en matière énergétique (EIA) et l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) qui concluent au maintien du niveau actuel de la production hors OPEP pendant un temps assez long et n'excluent pas une augmentation de la production due à l'exploitation du potentiel de production de nouveaux gisements créé par le progrès technique. Étant donné la forte croissance de la demande de pétrole, le recul ou le plafonnement de la production hors OPEP ne fera que renforcer la position de force occupée par l'OPEP dans le futur.

Les vues divergent profondément quant au potentiel de production du Moyen-Orient, notamment parce que les données relatives aux réserves de la région sont de mauvaise qualité. L'Association pour l'étude des pics de production du pétrole et du gaz naturel avance que le plafond sera atteint d'ici peu et Aleklett se fonde sur des nouvelles données de l'Arabie saoudite pour abonder dans ce sens. Cette vue des choses est étayée par beaucoup d'autres analyses (passées en revue par Boyle et Bentley, 2007) et va à l'encontre des thèses classiques qui avancent que le plafond est encore loin d'être atteint ou qu'il est possible, avec des prix supérieurs à 40 dollars le baril, de mettre suffisamment de sources d'hydrocarbures non conventionnels en exploitation pour alimenter les transports en énergie d'origine pétrolière pendant tout l'avenir prévisible.

Les modèles sur lesquels les analyses des pics de production du pétrole s'appuient ne sont pas plus aléatoires et sont plutôt moins complexes que les modèles du changement climatique et méritent tout autant d'être sérieusement pris en considération. Ils impliquent, en termes climatiques, que les quantités de combustibles fossiles brûlées et le rythme d'augmentation à court terme des quantités de dioxyde de carbone contenues dans l'air pourraient mériter plus d'attention que l'accumulation totale de dioxyde de carbone à très long terme.

Aleklett juge la plupart des scénarios d'augmentation de l'offre de pétrole, y compris ceux de l'AIE et du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), trop optimistes et n'a pas été seul à penser qu'ils en apprennent plus sur le sens dans lequel la demande « aimerait aller » que sur les possibilités de couverture de la demande.

## 6. HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS

Il est aujourd'hui possible d'extraire de façon rentable du pétrole commercialisable aux prix actuels de toute une gamme de sources non conventionnelles. Le bassin de l'Orénoque, au Venezuela, contiendrait de 230 à 300 milliards de barils de brut extra lourd, c'est-à-dire des quantités plus ou moins égales aux réserves de l'Arabie saoudite. Le Canada en a environ autant dans les sables bitumineux de l'Alberta. Ces deux gisements ont déjà été mis en exploitation et sont rentables à des prix supérieurs à 40 dollars le baril. L'extraction progresse rapidement et les obstacles à surmonter sont d'ordre environnemental plutôt que technologique. Le Canada a produit 1 million de barils par jour en 2005 et compte en produire 2 millions par jour en 2010. Les États-Unis, la Russie et le Moyen-Orient possèdent également de vastes gisements de sables bitumineux.

Les schistes bitumineux contiennent des quantités encore plus grandes de pétrole théoriquement récupérables qui ont été estimées à quelque 3 000 milliards de barils. Il en existe des gisements dans de nombreux pays et ces gisements sont très riches aux États-Unis, en Russie et au Brésil. Plusieurs pays brûlent des schistes bitumineux dans certaines centrales électriques, mais il serait sans doute rentable d'en extraire du pétrole aux prix actuels en faisant appel à des technologies existantes. L'augmentation de la production ferait baisser très sensiblement les coûts.

SASOL transforme du charbon en pétrole en Afrique du Sud depuis 1955 et la Chine construit actuellement deux usines de transformation dont les plans ont été dessinés en Afrique du Sud. Beaucoup de pays de par le monde possèdent des gisements importants de charbon<sup>4</sup>, mais ce sont les États-Unis qui disposent des réserves les plus importantes. Le Congrès américain a été saisi en 2007 de plusieurs projets de loi visant à subventionner la construction d'usines de transformation du charbon en carburants liquides. Ces usines couvriraient leurs coûts d'exploitation avec un pétrole à plus de 40 dollars le baril.

Ces sources non conventionnelles permettent d'envisager la production de grandes quantités de pétrole aux prix actuels, mais posent aussi de graves problèmes environnementaux. L'extraction et le raffinage du produit tiré de ces sources requièrent beaucoup d'énergie et produisent ainsi plus du double des émissions de CO<sub>2</sub> imputables aux hydrocarbures conventionnels (Greene, 2007). Cela étant, le Canada étudie actuellement les possibilités d'utilisation d'électricité nucléaire comme source d'énergie pour le traitement de ses sables bitumineux. L'abattage des forêts et l'enlèvement des terres qui couvrent les gisements canadiens de sables bitumineux génèrent également des grandes quantités de gaz à effet de serre. L'extraction et le traitement des schistes et du charbon requièrent également des grandes quantités d'eau et bon nombre des mines qui pourraient être exploitées se trouvent dans des zones où les ressources hydriques sont en danger.

La capture et le stockage du carbone pourraient ramener les émissions de CO<sub>2</sub> générées par la production de pétrole au départ de sables et schistes bitumineux à des niveaux plus proches de ceux du pétrole conventionnel, mais la technologie doit encore faire ses preuves. Il est difficile d'envisager la mise en œuvre d'un vaste programme de conversion au Venezuela et au Canada, si la technologie devait s'avérer viable. La transformation du charbon en carburant liquide convient mieux pour la capture du carbone, parce que le procédé Fischer-Tropsch produit un courant de déchets très purs sous la forme de dioxyde de carbone.

Aleklett (2007b) avance que l'application d'une analyse de type « pic de production de pétrole » aux réserves de charbon et d'hydrocarbures non conventionnels prouve que les ressources en hydrocarbures sont insuffisantes pour produire les quantités de CO<sub>2</sub> qui devraient porter sa concentration dans l'atmosphère au niveau envisagé par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). La majorité des participants à la Table Ronde estime toutefois que ce sont les émissions de gaz à effet de serre et non la pénurie de pétrole qui constituent le problème à long terme le plus délicat pour la demande de pétrole émanant du secteur des transports. Les pouvoirs publics commencent certes à définir une politique de prévention des changements climatiques catastrophiques sans trop se préoccuper des zones d'ombre qui subsistent dans la modélisation de l'évolution du climat, mais le principe de précaution voudrait qu'ils accordent autant d'attention aux pics de production de pétrole en dépit des incertitudes qui planent sur la prudence de l'argumentation développée à ce propos.

## **7. IMPORTANCE À ACCORDER À L'ATTEINTE DU PALIER DES 100 DOLLARS LE BARIL**

Les hausses brutales des cours du pétrole détruisent la demande de pétrole et ont des répercussions sur toutes les activités économiques. Elles réduisent l'activité économique à un point tel que les substitutions à brève échéance et l'amélioration de l'efficacité ne peuvent plus empêcher les coûts de production des biens et des services de transport d'atteindre un niveau à partir duquel les consommateurs ne sont plus disposés à en payer le prix. La réduction de la production qui en résulte est source de faillites et de chômage.

Au cours des années 70, les économies de l'OCDE étaient très vulnérables aux chocs extérieurs, parce que les pouvoirs publics intervenaient largement dans la fixation des prix et que les marchés du travail et des finances pêchaient par leur rigidité. L'aggravation de l'inflation rendait un fort ajustement vers le bas quasiment inévitable, un ajustement que l'embargo pétrolier de 1973 a d'ailleurs précipité. Bon nombre des réactions directes des pays de l'OCDE, par exemple le renforcement du contrôle exercé sur le prix du pétrole produit aux États-Unis et la limitation de la production intérieure de pétrole dans le but de protéger les ressources au Canada, ont exacerbé la crise.

Les économies de l'OCDE dépendent aujourd'hui beaucoup moins du pétrole, sont moins rigides et ne souffrent pas de l'inflation (dont la menace commence toutefois à se préciser). Les marchés peuvent s'adapter beaucoup plus librement aux variations du prix de l'énergie. Les pays où les prix du pétrole sont fixés par les pouvoirs publics plutôt que par le marché se trouvent en Asie, notamment en Chine, où des prix artificiellement bas contribuent à faire croître vigoureusement la demande de pétrole de ces économies en développement. Les revenus ont, plus généralement, fortement augmenté

un peu partout dans le monde et les coûts de l'énergie absorbent une moindre part du revenu disponible. La plus grande partie de l'économie mondiale résiste donc beaucoup mieux aux variations brutales des prix que pendant les années 70.

La faiblesse actuelle du dollar par rapport à d'autres grandes monnaies a aussi son importance, puisque le pétrole est coté en dollars partout dans le monde. Le dollar, qui valait 0.99 euro en janvier 2000, s'échangeait contre 0.68 euro en novembre 2007, date à laquelle il valait donc un tiers de moins. Le prix du brut exprimé en euros ne représente donc que les deux tiers de ce qu'il serait si la parité du dollar s'était maintenue pendant toute la période de hausse constante des cours du pétrole vécue depuis 2000. Le taux de change yen/dollar n'a changé que de 8 pour cent depuis 2000, mais le yen japonais vaut aujourd'hui quand même trois fois ce qu'il valait en dollars en 1973.

Pour toutes ces raisons, l'impact économique d'un pétrole à 100 dollars le baril est beaucoup plus faible qu'il ne l'aurait été en 1973. Cela étant dit, certaines économies pâtissent plus que d'autres des prix élevés actuels du pétrole. Les consommateurs américains doivent s'accommoder d'un impact plus fort sur les prix, ceux en particulier des carburants utilisés dans les transports, parce que le pétrole est coté en dollars et que les droits d'accises ne représentent qu'une fraction relativement minime, nettement plus réduite que dans la plupart des pays de l'OCDE, des prix à la pompe.

Si les cours élevés du pétrole en arrivaient à ralentir l'activité économique aux États-Unis, les importations en provenance de Chine diminueraient. La croissance de la Chine est hautement tributaire de ses exportations dont les États-Unis absorbent la plus grande partie en volume, mais la plus grande part en valeur en revient, étant donné la faiblesse du dollar, à l'Europe (Financial Times, 10 décembre 2007). La Chine est aussi sensible au niveau élevé des cours internationaux du pétrole, parce que l'État en maintient le prix intérieur à un niveau qui ne couvre actuellement pas son coût et est donc contraint de verser des compensations importantes à ses raffineurs tant que les cours restent élevés. Ces facteurs pourraient, ensemble, contribuer à faire baisser les prix au cours des quelques prochaines années.

## **8. RÉACTION DU SECTEUR DES TRANSPORTS AUX VARIATIONS DES COURS DU PÉTROLE**

Le transport est une branche d'activité dans laquelle la substitution d'autres carburants au pétrole est restée négligeable. La réaction des consommateurs aux variations du prix des carburants est souvent mesurée en termes d'élasticité. Il est très généralement admis que l'élasticité-prix de la demande de carburant est relativement faible ou, en d'autres termes, que les prix n'ont pas d'impact considérable sur la demande, mais « pas d'impact considérable » ne veut pas dire « pas d'impact du tout » ! L'élasticité à long terme de la demande de carburant oscille depuis toujours entre - 0.4 et - 0.6. Comme la valeur absolue de l'élasticité est inférieure à l'unité, la consommation de carburant diminue quand les prix augmentent, mais les dépenses augmentent. La réorientation vers la mobilité d'une partie des dépenses consacrées à d'autres biens et services qui en résulte comprime la consommation dans d'autres secteurs de l'économie et se traduit par un transfert de richesse vers les pétroliers nationaux et étrangers.

La hausse du prix des carburants influe sur leur demande par deux voies différentes : les conducteurs roulent moins, d'une part, et investissent davantage dans les économies de carburant en se tournant vers des véhicules qui consomment moins, d'autre part. Des chiffres américains récents (Small et Van Dender, 2007) indiquent que l'importance relative de ces deux effets s'est modifiée avec l'augmentation des revenus : la diminution de la mobilité se fait nettement moindre et la réduction de la consommation prend le dessus.

Il n'est pas inutile de rappeler que l'atténuation du recul de la mobilité implique une diminution de l'élasticité de la demande par rapport au prix du carburant qui tombe à - 0.24 (contre - 0.36 aux États-Unis de 2000 à 2004) et que l'annulation de l'effet de la hausse des prix par l'effet de l'augmentation des revenus implique que la consommation augmente en même temps que les revenus.

Il convient de souligner que l'élasticité de la demande se calcule par rapport au prix à la consommation du carburant. L'essence et le gazole sont beaucoup plus lourdement taxés, surtout en Europe et au Japon, que les produits pétroliers utilisés dans d'autres secteurs. Les prix taxes comprises de l'essence excèdent 300 dollars le baril dans beaucoup de pays européens. Les prix à la consommation plus élevés d'Europe et du Japon sont une des raisons pour lesquelles l'élasticité y est plus forte qu'aux États-Unis. Elle l'est aussi parce que les Européens et les Japonais sont plus nombreux que les Américains à avoir accès à des modes de transport alternatifs et ont en outre des revenus réels un peu moins élevés. Par ailleurs, davantage de ménages américains disposent de plusieurs véhicules et peuvent donc en prendre un qui consomme moins quand le pétrole est cher. Les différences d'élasticité entre les États-Unis et l'Europe ou le Japon ne sont sans doute pas très grandes, mais il faudra, pour savoir si le phénomène de fléchissement de l'élasticité observé aux États-Unis est transférable à d'autres pays, réaliser des études empiriques dans ces pays mêmes.

Le transport de marchandises pâtit moins de la hausse des cours du pétrole que la mobilité automobile privée, parce que le carburant ne représente qu'une petite fraction du coût total de production de la plupart des biens. Les salaires, les véhicules et les taxes sont des postes de dépense plus importants que le carburant pour les entreprises de transport. En France, il a été estimé que le coût du brut devrait octupler pour multiplier par deux le coût du transport de marchandises par route (Chevroulet, 2007). Le principal problème auquel les entreprises de transport de marchandises sont confrontées tient aux délais dans lesquels elles peuvent répercuter leurs coûts de carburant sur leurs clients en période de hausse rapide des prix. En effet, les contrats ont des durées de validité assez longues et ne permettent pas toujours de répercuter les coûts de carburant avant leur renégociation.

## **9. RAISONS D'ÊTRE DES POLITIQUES DES TRANSPORTS ET DYSFONCTIONNEMENTS DU MARCHÉ**

Les transports génèrent de nombreux coûts sociaux dont les consommateurs ou les entreprises ne tiennent pas compte pour décider du volume et du type de transport à utiliser. Ces coûts externes justifient parfois l'intervention des autorités politiques, parce que le fonctionnement du marché donne des résultats qui ne sont pas optimaux. Les principaux coûts externes sont imputables aux accidents, au changement climatique, à la congestion et à la pollution locale de l'air. Certains de ces coûts, ceux



de la congestion notamment, se laissent assez bien cerner et mesurer, tandis que d'autres, notamment ceux du changement climatique, sont mal compris et posent des problèmes de quantification qui suscitent des controverses<sup>5</sup>.

Les débats à la Table Ronde ont pointé du doigt les incertitudes qui planent sur les quantités de pétrole exploitables à l'avenir et le prix auquel elles seront vendues. Ces incertitudes sont dues pour partie à l'OPEP et la position dominante qu'elle occupe sur le marché, mais il n'en demeure pas moins licite de se demander si ces incertitudes et la dépendance à l'égard du pétrole justifient vraiment l'intervention des pouvoirs publics sur les marchés de l'énergie ou des transports.

L'incertitude imprègne toute l'économie et n'est pas en soi cause de dysfonctionnement du marché. Tant que les entreprises et les consommateurs fondent leurs décisions sur les meilleures informations disponibles, les marchés optimiseront leur réponse à l'incertitude. Cette incertitude est grande, mais n'empêche pas les compagnies pétrolières d'investir dans l'exploration et la production ainsi que dans le renforcement de la capacité de raffinage. La justification la plus évidente de l'intervention publique se trouve donc dans la large diffusion d'informations de qualité<sup>6</sup>.

La dépendance à l'égard du pétrole est avant tout une question de puissance de marché. La concentration de la production entre les mains d'un cartel qui vise explicitement à contrôler les prix est un exemple patent de dysfonctionnement du marché. En dépit des efforts accomplis par les pouvoirs publics et le secteur privé pour diversifier les sources d'approvisionnement en pétrole, la concentration de la puissance de marché au Moyen-Orient devrait s'accroître plutôt que s'effriter.

La dépendance à l'égard du pétrole a aussi ses externalités. Les États-Unis consomment et importent d'énormes quantités de pétrole et font donc en quelque sorte figure de monopole sur le marché mondial du pétrole, à tel point qu'une contraction de la demande américaine pousse les prix mondiaux à la baisse. Le consommateur américain n'a pas conscience de cet état de fait quand il achète des produits pétroliers, des véhicules et d'autres biens consommateurs de pétrole. Cet effet potentiel de monopole est donc extérieur au marché et les avantages qu'il peut présenter seront perdus sans intervention des pouvoirs publics.

La dépendance à l'égard des importations de pétrole se caractérise aussi par un transfert de ressources des pays importateurs vers les pays exportateurs. Ces transferts ne soulèvent pas de préoccupations particulières sur le plan strictement économique, étant donné que les recettes tirées du pétrole retomberont à terme dans l'escarcelle des pays importateurs de pétrole sous la forme d'achats de biens et de services ainsi que d'investissements. Comme les prix du pétrole sont élevés, les transferts sont importants, sont politiquement très visibles et peuvent être à l'origine de graves déséquilibres temporaires.

L'affaiblissement de la puissance de marché par substitution d'autres combustibles au pétrole et réduction de la consommation est le meilleur remède qui soit à la dépendance à l'égard du pétrole, même s'il est théoriquement possible de transférer une partie de la rente économique générée par la production du pétrole vers les pays importateurs en majorant, au risque de faire augmenter encore les prix, les taxes qui frappent la consommation des produits pétroliers.

## 10. MOYENS D'ACTION

### 10.1. Droits d'accises sur les carburants et taxe sur le carbone

Beaucoup de pays de l'OCDE voient dans le prélèvement des droits d'accises sur les carburants utilisés dans les transports une source fiable de recettes publiques, parce que l'élasticité prix de la demande est relativement faible. Il est difficile de prédire l'effet qu'exerceront sur les cours du pétrole la course au profit de l'OPEP et l'augmentation des taxes prélevées sur les carburants par les pays importateurs de pétrole. Il est concevable que le relèvement des taxes américaines sur les carburants fasse progresser le bien-être s'il s'accompagne d'un allègement des taxes frappant le travail et le capital. Ce relèvement devrait en outre réduire quelque peu la rente tirée de la production du pétrole par les pays exportateurs, parce que la réduction de la consommation américaine atténue la pression sur les prix mondiaux. La situation est actuellement tout à l'opposé : les droits d'accises sur les carburants sont stables en termes nominaux aux États-Unis et dans beaucoup d'autres pays de l'OCDE depuis les 5 à 10 dernières années, ce qui veut dire que leur valeur s'érode en termes réels.

Plusieurs pays ont compensé la hausse des cours du pétrole par des diminutions légères des droits d'accises sur les carburants. La protection qu'ils peuvent ainsi apporter aux consommateurs est toutefois limitée par l'ampleur et la durée de son impact sur les finances publiques. Elle a aussi des effets pervers dans la mesure où elle érode l'incitation à économiser le carburant et tempère la réaction des consommateurs à la hausse des cours du pétrole. Les pays concernés ne se bornent donc pas à peser sur cette réaction, mais réduisent aussi l'élasticité par rapport aux prix qui opère sur les pays exportateurs de pétrole dont ils renforcent ainsi la puissance de marché.

Il est peu probable que les États majorent les taxes sur les carburants quand les cours du pétrole montent, parce qu'ils ne feraient ainsi qu'amplifier l'impact à court terme de cette hausse. Il est en revanche possible de relever les droits d'accises quand les cours baissent.

Une taxe sur le carbone exercerait sur les marchés de transport des effets très semblables à ceux des droits d'accises sur les carburants, parce que les carburants sans carbone ne semblent pas destinés à conquérir rapidement une grande part du marché. La principale différence réside dans le fait qu'une taxe sur le carbone frapperait de façon égale tous les secteurs économiques, alors que les taxes actuelles sur les produits pétroliers diffèrent considérablement d'un secteur à l'autre. Le fuel de chauffage est généralement beaucoup moins taxé que le gazole routier qui est pourtant un produit très semblable, si ce n'est qu'il est utilisé à des fins différentes. Le gazole perdrait aussi l'avantage fiscal qu'il a sur l'essence parce qu'il serait frappé, en volume, d'une taxe sur le carbone un peu plus élevée que l'essence.

Une taxe pigouvienne sur le carbone destinée à internaliser le coût social des émissions de CO<sub>2</sub>, frappant à taux égal tous les secteurs de l'économie dans un grand nombre de pays, semble être la réponse la plus efficiente à donner au risque de changement climatique. La fixation de ce taux est un exercice politique en raison des incertitudes très réelles qui planent sur l'estimation des coûts du changement climatique, c'est-à-dire de son impact sur le niveau de la mer et le climat ainsi que,

partant, sur la production agricole, les fleuves et rivières, les écosystèmes, la santé de même que la fréquence et la gravité des désastres naturels d'origine climatique. Ces coûts ont été inférés du montant vraisemblable des dépenses à effectuer pour réduire les émissions dans des proportions telles que l'accumulation de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère se stabiliserait à un niveau jugé suffisamment bas pour éviter les changements climatiques catastrophiques. Le rapport Stern (Stern, 2006), le rapport récent le plus écouté sur la politique climatique, estime que le coût total des dommages causés par le réchauffement futur devrait représenter de 5 à 20 pour cent du PIB mondial à perpétuité et recommande de poser le coût social équivalent aux 311 dollars par tonne de carbone (60 euros par tonne de CO<sub>2</sub>) calculés par *Resources for the Future* (Harrington *et al.*, 2006). Ce montant est très largement supérieur à quelques autres montants fréquemment avancés, notamment les 20 euros par tonne fixés comme prix de vente moyen des permis d'émission de carbone pendant la deuxième phase du système européen d'échange<sup>7</sup>, mais reste nettement inférieur au niveau que les droits d'accises sur les carburants atteignent dans n'importe quel pays européen. Les droits d'accises britanniques sur les carburants, les plus lourds de toute l'Europe, s'élèvent à 0.70 euros par litre et équivalent à 304 euros par tonne de CO<sub>2</sub> pour l'essence et 270 euros par tonne de CO<sub>2</sub> pour le gazole, tandis que les droits d'accises français s'élèvent à 0.60 euros par litre, soit 259 euros par tonne de CO<sub>2</sub>, pour l'essence et à 0.43 euros par litre, soit 163 euros par tonne de CO<sub>2</sub>, pour le gazole.

Tableau 1. **Taxation des carburants et prix à la tonne des émissions de CO<sub>2</sub>**

<b>Taxation</b>	<b>Euros / tonne de CO<sub>2</sub></b>
<b>Prix permis négociables</b>	<b>20</b>
États-Unis – taxe essence	37
États-Unis – taxe diesel	37
<b>Évaluation rapport Stern</b>	<b>60</b>
France – taxe diesel	163
France – taxe essence	260
Royaume-Uni - taxe diesel	270
Royaume-Uni - taxe essence	304

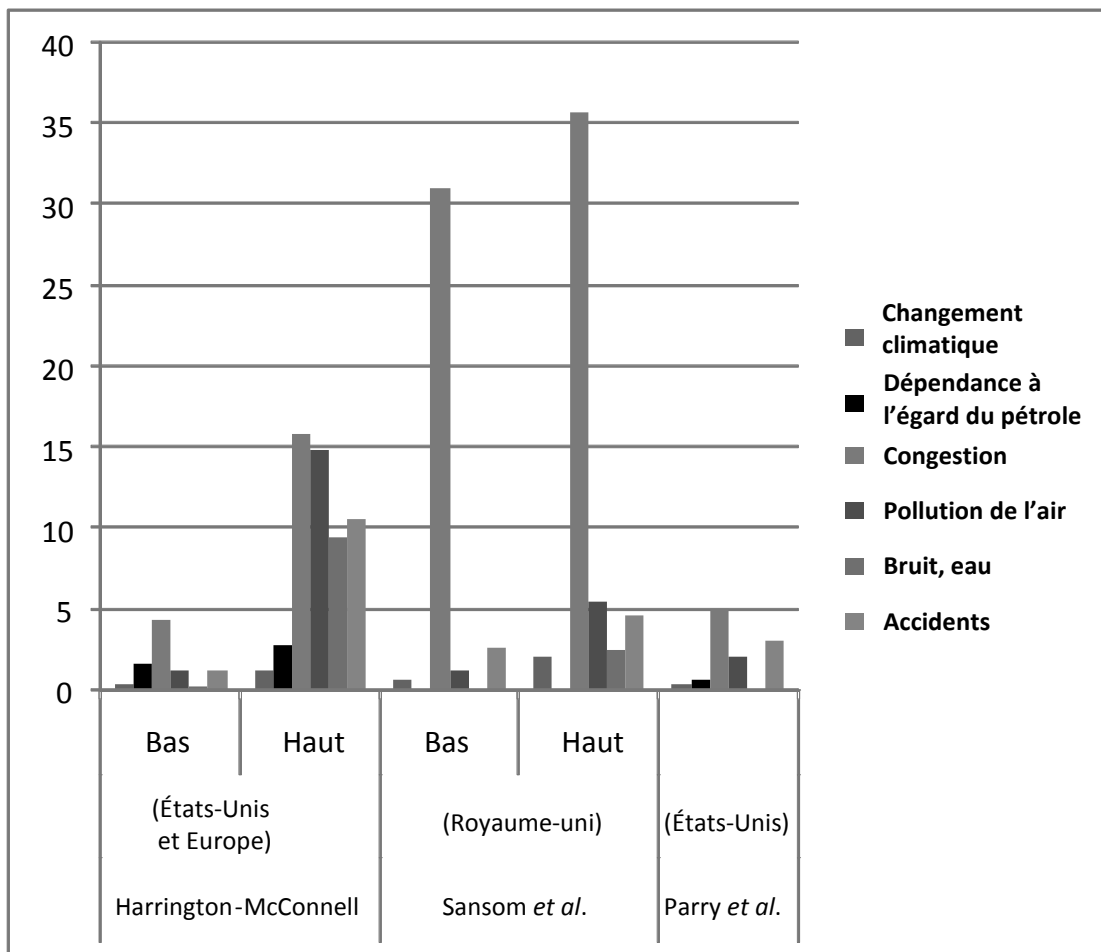
Ces chiffres amènent à se demander à quoi les droits d'accises sur les carburants servent. Aux États-Unis, les taxes fédérales sur le carburant alimentent le Fonds des routes, un Fonds qui finance les travaux routiers ainsi que les transports en commun et dont les revenus réels diminuent, parce que le produit des taxes sur les carburants diminue en termes réels. Les taxes sur les carburants ne sont pas affectées à des fins particulières dans la plupart des autres pays où elles grossissent les recettes publiques. Tant que les systèmes sophistiqués de tarification routière resteront l'exception plutôt que la règle, un système raisonnable de redevances routières fera couvrir les coûts fixes des routes par le budget général<sup>8</sup> et leurs coûts variables par des redevances variables telles que les taxes sur les carburants. Ces coûts variables englobent le coût de l'entretien des routes (dans la mesure où il dépend de leur usage plutôt que des conditions climatiques) et les coûts externes des émissions de gaz à effet de serre, de la pollution locale de l'air, des accidents et de la congestion<sup>9</sup>. Les recherches ont démontré

que dans des pays tels que le Royaume-Uni où les droits d'accises sur les carburants sont élevés, le produit des taxes et autres redevances couvre actuellement plus ou moins les coûts, à ceci près que le taux de couverture varie selon le type de véhicules ainsi que le lieu et le moment où ils sont utilisés (Sansom, 2001). Parry et Small (2005) considèrent que les taxes sur les carburants sont trop élevées au Royaume-Uni et trop faibles aux États-Unis, en adoptant cette approche « optimale de second rang » pour mettre en rapport les taxes sur les carburants et les coûts externes.

La plupart des études des coûts externes de l'usage des routes concluent dans le même temps que les émissions de CO<sub>2</sub> sont des externalités moindres que les autres, la congestion en particulier (Figures 3 et 4). Ceci veut dire non pas que le coût du changement climatique est faible, mais que le marché des transports accuse d'autres dysfonctionnements qui méritent plus d'attention dans l'immédiat.

Figure 3. CO<sub>2</sub> et autres coûts externes

(cents US par mille)



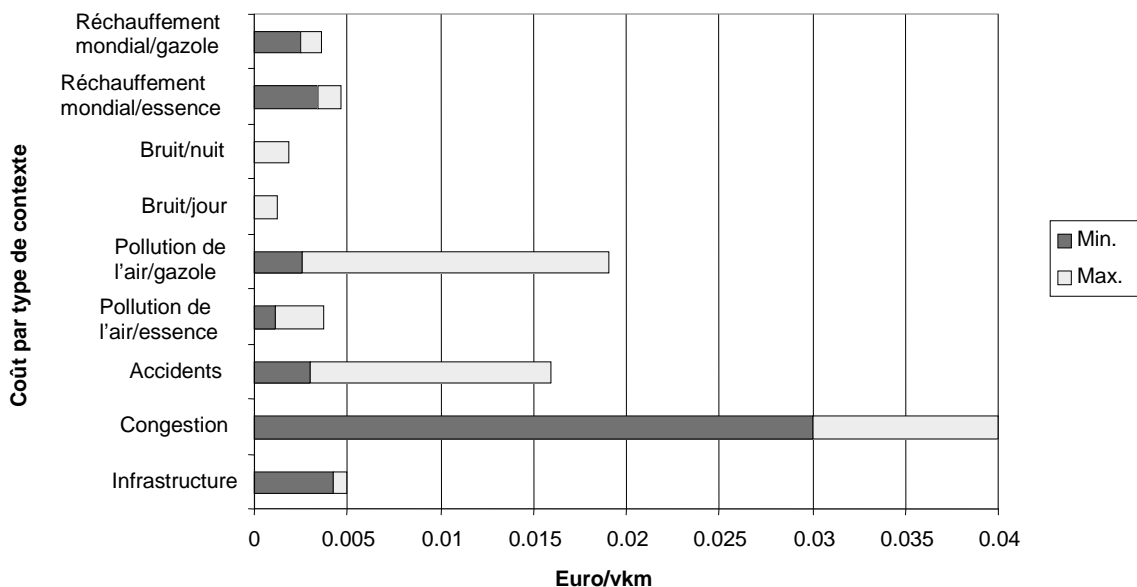
Source : Small et Van Dender (2007).

Les taxes sur les carburants utilisés dans les transports peuvent viser à :

- internaliser les coûts externes (objectif pigouvien) ;
- générer des recettes publiques en perturbant le moins possible la répartition des ressources (objectif de Ramsey). Étant donné que la modification des taxes sur le carburant s'opère dans un contexte de taxes préexistantes, l'important est de savoir si la modification exacerbe ou tempère l'effet perturbateur exercé par ces taxes préexistantes sur la répartition des ressources. Comme l'effet perturbateur des taxes qui frappent le facteur travail est particulièrement fort, il y a lieu de se demander si le relèvement des taxes sur le carburant débouche sur une hausse ou une baisse des salaires, mais la réponse à cette question dépend tant du mode d'utilisation du produit des taxes que de leur changement même ;
- influencer sur la répartition des ressources en transférant des rentes des autorités publiques des pays exportateurs de pétrole vers les autorités publiques des pays importateurs nets de pétrole.

S'il est décidé d'atteindre ces trois objectifs en prélevant un droit d'accises sur les carburants, il faut encore se demander quel doit en être le taux. La réponse dépend en règle générale de l'importance relative qui est accordée à chacun de ces objectifs et qui dépend elle-même des priorités gouvernementales. Si la priorité va aux recettes, il peut se justifier de porter les taxes sur les carburants à un niveau élevé dans la mesure où elles compensent alors l'alourdissement de la fiscalité qui frappe le facteur travail. Cette vision des choses pourrait être conforme à la pratique européenne.

Figure 4. **Coûts marginaux de la mobilité automobile interurbaine (Euro/vkm)**



Source : Nash (2003).

## 10.2. Réglementation de l'efficacité des véhicules

Pour ce qui est de la dépendance à l'égard des importations de pétrole, il ne ressort pas clairement de ce qui précède que les moyens fiscaux sont ceux qui conviennent le mieux pour régler le problème de puissance de marché ou tirer un avantage externe de la réduction de la consommation de carburant. Il convient d'user d'autres moyens, notamment de la réglementation, pour faire baisser la consommation.

Il est souvent argué, pour justifier l'intervention de la puissance publique en faveur de la réduction de la consommation, que les consommateurs sous-évaluent la consommation des voitures (et autres équipements) qu'ils achètent, parce que leurs calculs se fondent sur des taux d'actualisation plus élevés que ceux qui correspondent à l'optimum social (ils programment à plus court terme que les pouvoirs publics). Les consommateurs se prononcent sur les économies de carburant qu'ils achètent dans un contexte où l'incertitude le dispute à la phobie du risque. Les économies de carburant sont alors plus faibles que dans un contexte d'où le risque est exclu, mais il n'y a pas pour autant dysfonctionnement du marché, du moins si les consommateurs sont suffisamment informés du coût d'utilisation d'une voiture (il y a pléthore de magazines automobiles dans lesquels les acheteurs de voitures peuvent trouver des informations à ce sujet). Les pouvoirs publics sont toutefois fondés à intervenir pour substituer un taux d'actualisation social au taux d'actualisation à plus court terme que les consommateurs prennent en compte dans le choix des voitures qu'ils achètent.

La fixation de limites d'émission est un moyen qui a été utilisé avec un certain succès pour lutter contre la pollution locale de l'air. Il est possible aussi de l'utiliser pour s'attaquer aux émissions de CO<sub>2</sub> et des dispositions de ce genre ont été adoptées aux États-Unis, en réponse aux hausses des cours du pétrole intervenues pendant les années 70, sous la forme de normes de consommation moyenne par constructeur.

Les normes d'émission ont, contrairement à une taxe sur le carbone, l'inconvénient d'être sectorielles et de tendre à privilégier une technologie plutôt qu'une autre par le niveau auquel elles situent les limites et le mode de mesure qu'elles imposent. Les normes doivent être définies avec soin pour éviter les effets pervers. La modulation des normes d'émission de CO<sub>2</sub> en fonction du type ou de la masse des véhicules, une modulation qui doit éviter que leur respect coûte plus à un constructeur qu'à un autre, peut avoir pour effet pervers de favoriser les véhicules qui en émettent beaucoup. Tel a été le cas des normes américaines de consommation moyenne par conducteur qui, étant donné qu'elles étaient moins sévères pour les utilitaires légers, a contribué jusqu'en 2007 à réorienter la demande des véhicules classiques vers les 4x4 à usages multiples. Une modulation curvilinéaire plutôt que par paliers peut enlever de son acuité au problème, mais peut quand même éroder l'incitation à réduire les émissions en allégeant les véhicules – là où une réduction considérable est réalisable à assez bon compte (la question est examinée plus en détail dans Plotkin, 2007, et OCDE/FIT, 2008). La modulation sur la base de la surface au sol (empattement x voie) est une solution un peu moins déformante, parce qu'un changement d'empattement est plus coûteux pour les constructeurs. L'augmentation de la masse peut réellement se solder par une réduction des coûts. D'autres contraintes encore compliquent l'agrandissement de la surface au sol, notamment les dimensions des places de stationnement accessibles dans les garages en sous-sol et les parkings à étages.

Les normes sont assorties de coûts de contrôle que les simples taxes évitent, mais présentent certains avantages, en termes notamment d'acceptabilité politique, que les taxes n'ont pas.

Le recours aux normes plutôt qu'à la fiscalité a aussi l'avantage d'atténuer les incertitudes des constructeurs automobiles, parce qu'ils peuvent être nettement plus sûrs des réactions tant de leurs acheteurs que de leurs concurrents à la mise en œuvre d'une norme que de mesures fiscales. Il leur est ainsi plus facile de réaliser les gros investissements requis par la mise au point des nouvelles générations de technologies réductrices de la consommation.

L'efficacité des normes d'émission de CO<sub>2</sub> est minée dans une certaine mesure par l'effet de rebond. En réduisant la consommation moyenne de carburant, ces normes réduisent, toutes autres choses étant égales par ailleurs, le coût de la mobilité et incitent ce faisant à multiplier et allonger les déplacements, ce qui contrebalance en partie l'impact des normes. Il est possible de remédier à cet état de *choses* en combinant les normes avec une taxe sur le carbone destinée à compenser la réduction des coûts de carburant à laquelle les normes donneraient autrement naissance. Cette combinaison trouve une autre justification dans le fait que les normes risquent, si elles restent isolées, de simplement différer les émissions de CO<sub>2</sub> au lieu de ramener la quantité de CO<sub>2</sub> qui sera émise au total par les réserves mondiales de brut à un niveau acceptable (efficace), ce qu'une taxe pigouvienne peut par contre faire, si la fixation du prix peut se fonder sur une estimation raisonnablement précise des dommages.

Les participants à la Table Ronde ont toutefois mis en garde contre la combinaison d'un trop grand nombre d'instruments pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et sécuriser l'approvisionnement en pétrole. La prolifération des instruments nuit à la transparence, complique l'identification des effets des interventions et majore le coût de la mise en œuvre et du contrôle pour finir par plomber leur rapport coût/efficacité. Ceci ne veut pas dire qu'il ne faut pas combiner des instruments, mais implique qu'il est nécessaire de comprendre comment les politiques des transports, de l'environnement et de l'énergie interagissent. Un autre rapport (OCDE/FIT, 2008) traite de l'efficacité et de l'efficacité de la combinaison de divers instruments.

### **10.3. Conception de la politique des transports : intégration nécessaire des dimensions « transports », « environnement » et « énergie »**

La correction des dysfonctionnements des marchés du pétrole et des transports pourraient obliger à opérer des arbitrages. La structure actuelle de l'offre de pétrole, avec une production concentrée dans les mains d'un cartel, comprime la demande et contribue ce faisant à réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Des mesures qui viseraient à affaiblir la position dominante de l'OPEP et faire baisser les cours du pétrole pourraient miner la politique menée sur le front du changement climatique.

La promotion des hydrocarbures non conventionnels, par octroi d'aides aux unités de traitement des schistes bitumineux et de transformation du charbon en combustible liquide, demandée dans plusieurs projets de loi soumis au Congrès américain en 2007 pourrait entamer la position dominante de l'OPEP, si ces unités pouvaient couvrir une partie suffisamment importante des besoins américains de pétrole, mais provoquerait une augmentation massive des émissions de CO<sub>2</sub>. Il convient de souligner que la production à moins grande échelle d'hydrocarbures non conventionnels laisserait l'OPEP en mesure de contrôler les prix et obligerait à maintenir le prix de ces hydrocarbures au niveau des cours du pétrole de l'OPEP. L'aide aux hydrocarbures non conventionnels ne ferait que transférer des ressources du contribuable et des consommateurs américains vers les entreprises qui traitent les schistes bitumineux et transforment le charbon en combustibles liquides.

Les interactions entre la politique des transports et les politiques pétrolière et environnementale sont aussi plus subtiles. Les caractéristiques des carburants ont eu un impact significatif sur le coût du raffinage ainsi que sur le coût de la distribution et le prix des produits pétroliers au cours de ces dernières décennies. Les règles californiennes qui définissent les spécifications des carburants dans une optique de protection de l'environnement isolent ainsi le marché local du marché mondial des produits pétroliers. Les raffineurs locaux jouissent de la protection que ces dispositions assurent, à tel point que l'essence se vend à Singapour à un prix inférieur de 10 dollars le baril au prix de gros californien. L'hétérogénéité des normes de composition des produits pétroliers fragmente les marchés et cette fragmentation, même si elle est moins marquée dans d'autres parties du monde, contribue partout à majorer nettement le prix des produits pétroliers.

Les lois environnementales ont fortement réduit la teneur en soufre de l'essence et du gazole afin de réduire les quantités de dioxyde de soufre, de particules et de CO<sub>2</sub> contenues dans les gaz d'échappement. Comme les moteurs actuels produisent plus de NOx quand ils sont réglés pour réduire leur consommation, il est nécessaire d'introduire dans le circuit d'échappement des catalyseurs réducteurs de NOx extrêmement sensibles à l'empoisonnement par le soufre. La désulfuration du pétrole en cours de raffinage dévore beaucoup d'énergie et les émissions de CO<sub>2</sub> produites par les raffineries ne font de ce fait qu'augmenter. L'importance relative des véhicules et des raffineries dans le bilan des augmentations et diminutions des émissions de CO<sub>2</sub> évolue à mesure que la part des produits traités dans les raffineries représentée par les bruts à haute teneur en soufre augmente. La demande de gazole à faible teneur en soufre est un des facteurs qui poussent au développement de la production européenne de biodiesel étant donné qu'il ne contient pas du tout de soufre. Il est permis de dire que la production actuelle de biodiesel génère davantage et non moins d'émissions de gaz à effet de serre que celle du gazole classique, s'il est tenu compte du N<sub>2</sub>O émis par la culture des matières dont il est tiré (OCDE/FIT, 2007).

La réduction des émissions de CO<sub>2</sub> des voitures neuves observée dans l'Union Européenne après l'entrée en vigueur (en 1998) de l'accord conclu avec les constructeurs automobiles est imputable pour deux tiers à l'augmentation de la proportion des véhicules à moteur diesel, elle-même facilitée par une taxation plus faible du gazole. La consommation de gazole a de ce fait augmenté de façon inexorable à tel point qu'il se vend aujourd'hui plus de gazole que d'essence en Europe. Le changement a considérablement déséquilibré le secteur européen du raffinage qui vend désormais son trop plein d'essence aux États-Unis et importe du gazole de Russie. Cette situation a des répercussions sur les émissions de CO<sub>2</sub> et les prix. Le pétrole brut contient plusieurs hydrocarbures différents et sa composition détermine les composants utiles qui peuvent en être extraits au prix d'une consommation minimale d'énergie. Les raffineries peuvent modifier dans une certaine mesure leur gamme de produits, mais cette modification requiert des grandes quantités d'énergie supplémentaire. Un nombre croissant de raffineries européennes convertissent du fuel lourd (dont la demande est la plupart du temps faible) en gazole, mais cette conversion fait augmenter leurs émissions de CO<sub>2</sub>. Le rapport gazole/essence a été poussé jusqu'à ses limites sur les marchés mondiaux du raffinage. Si les autorités américaines se décidaient à mener une politique de promotion des véhicules à moteur diesel<sup>10</sup>, le prix du gazole augmenterait de façon significative et les émissions de CO<sub>2</sub> iraient dans le même sens, parce qu'il faudrait davantage de brut, requérant une conversion plus poussée, pour alimenter le marché. Aucun autre grand marché automobile ne pourrait arriver au taux européen de diésélisation.

Les normes ou les taxes destinées à internaliser le coût des émissions de gaz à effet de serre doivent donc éviter, non seulement de favoriser certaines technologies (en l'espèce les moteurs diesels), mais aussi de faire migrer les émissions d'une source (échappement des véhicules) vers une autre (cheminées des raffineries) et de majorer d'autres coûts externes, en l'occurrence les émissions de NOx, du fait que les moteurs diesels produisent plus de NOx que les moteurs à essence et sont



soumis à des normes généralement moins exigeantes. Ces justifications premières de l'intrusion des pouvoirs publics dans la sphère de l'environnement sont souvent méconnues dans la pratique. Les taxes prélevées en Europe qui favorisent le gazole ne donnent manifestement pas les résultats attendus.

## NOTES

1. Les données américaines montrent que l'augmentation des revenus va de pair avec une diminution de l'élasticité prix de la mobilité routière privée. Il s'en suit que la réponse à la hausse du prix des carburants a évolué et que le kilométrage parcouru est moins sensible au prix du carburant que la consommation des véhicules.
2. La guerre israélo-arabe de 1973 et l'embargo pétrolier qui l'a suivie ont toutefois été précédées par une renégociation des concessions pétrolières et la nationalisation de plusieurs compagnies pétrolières au Moyen-Orient et en Afrique ainsi que par la coordination par l'OPEP de la hausse des prix à la production et des taxes en réponse à la faiblesse du dollar.
3. ... connue sous le nom de « situation de déport sur les marchés à terme ».
4. Aleklett pense cependant que la production de charbon a, comme celle du pétrole, aujourd'hui atteint son plafond.
5. Les conséquences du changement climatique ne peuvent se définir qu'en termes de probabilités. Étant donné en outre que certaines des conséquences les plus catastrophiques semblent ne devoir se produire que dans un avenir lointain, la conversion de ces coûts en valeurs présentes pose un réel problème, parce qu'elle oblige inévitablement à faire entrer en jeu des questions d'équité intergénérationnelle. Certains participants ont à ce propos rappelé que le célèbre rapport Stern demande aux générations actuelles de faire de grands sacrifices pour améliorer le bien-être de générations futures plus riches.
6. Le secteur privé produit des grandes quantités de pétrole, mais il est essentiel de disposer des données et des analyses de l'AIE et d'administrations nationales telles que l'administration américaine pour l'information en matière énergétique pour avoir une image complète et fiable de la situation. Les travaux universitaires sur les pics de pétrole ont énormément contribué à améliorer l'interprétation des données relatives aux réserves pétrolières fournies par les compagnies pétrolières.
7. Le prix est déterminé par la quantité de carbone que les participants au système sont autorisés à émettre, cette quantité étant elle-même déterminée par celle qu'ils émettaient avant l'entrée en vigueur du système. Ce mode de fixation des droits d'émission mine la capacité de réduction des émissions du système et illustre la nature artificielle du prix du carbone qui en résulte. L'Union Européenne a l'intention de réduire le volume de carbone échangé dans le cadre du système et fera ainsi augmenter le prix.
8. ... ou peut-être par des redevances fixes telles que la taxe annuelle de circulation.

9. Les taxes sur les carburants ne sont toutefois pas le meilleur instrument de couverture de certains de ces coûts.
10. Ce genre de politique a été mené au départ en Europe pour soutenir les constructeurs de moteurs diesels.

## BIBLIOGRAPHIE

Aleklett, K (2007a) Peak Oil and the Evolving Strategies of Oil Importing and Exporting Countries: Facing the Hard Truth about an Import Decline for the OECD Countries, Document de travail du CCRT 2007-17, FIT/OCDE, Paris.

Aleklett, K (2007b) Reserve Driven Forecasts for Oil, Gas and Coal and Limits in Carbon Dioxide Emissions: Peak Oil, Peak Gas, Peak Coal and Peak CO<sub>2</sub>, Document de travail du CCRT 2007-18, FIT/OCDE, Paris.

Boyle, G and Bentley, R (2007) Global Oil Production: Forecasts and Methodologies, Environment and Planning B: Planning and Design, Volume 34, 2007.

Eagles, L (2007) Incertitudes sur le marché pétrolier à moyen terme, document pour la Table Ronde du CCRT “La dépendance à l’égard du pétrole : Les transports vont-ils manquer de carburant à un prix abordable ?”, FIT/OCDE, Paris

GIEC, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Rapport Spécial du GIEC : Scénarios d'Émissions : <http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/spm/sres-fr.pdf> /; series; [http://sres.ciesin.org/final\\_data.html](http://sres.ciesin.org/final_data.html)

Greene, D (2007) L'évolution future des prix et de la disponibilité des carburants de transport, Document de travail du CCRT 2007-15, FIT/OCDE, Paris.

Harrington, W and V. McConnell (2003) *Motor Vehicles and the Environment*, Resources for the Future Report (April), <http://www.rff.org/rff/Documents/RFF-RPT-carsenviron.pdf>.

Harrington, W, I. Parry and M. Walls (2007) Automobile Externalities and Policies, *Journal of Economic Literature*, 45, 374-400.

OCDE/FIT (2007) Biocarburants: Lier les politiques de soutien aux bilans énergétiques et environnementaux – Résumé et conclusions, OCDE/FIT, Paris.  
(<http://www.internationaltransportforum.org/jtrc/RTbiofuelsSummary.pdf>).

OCDE/FIT (2008) Le coût et l'efficacité des politiques visant à réduire les émissions des véhicules – Résumé et conclusions, OCDE/FIT, Paris.

Nash, C (2003) Final Report of the UNITE programme (UNification of accounts and marginal costs for Transport Efficiency), Commission Européenne.

Parry, I and K. Small (2005) Does Britain or the United States Have the Right Gasoline Tax, *American Economic Review*, 95, 1276–1289.

Parry, I, M. Walls and W. Harrington (2007) Automobile Externalities and Policies, *Journal of Economic Literature*, 45: 373-399.

Sansom, T, C. Nash, P. Mackie, J. Shires, and P. Watkiss (2001) Surface Transport Costs and Charges - Great Britain 1998, ITS Leeds in association with AEA Technology Environment, report commissioned by the Department of the Environment, Transport and the Regions.

Small, K and K. Van Dender (2007) Tendances d'évolution à long terme de la demande de transport, élasticité-prix de la demande de carburant et conséquences des perspectives de l'industrie pétrolière pour la politique des transports, Document de travail du CCRT 2007-16, FIT/OCDE, Paris.

Stern, N (2006) The Economics of Climate Change: The Stern Review, HM Treasury, London.  
[http://www.hm-treasury.gov.uk/independent\\_reviews/stern\\_review\\_economics\\_climate\\_change/stern\\_review\\_report.cfm](http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/stern_review_report.cfm)

UNITE (2006) UNification of accounts and marginal costs for Transport Efficiency.

## **RAPPORTS INTRODUCTIFS**



**PICS PÉTROLIERS ET ÉVOLUTION DES STRATÉGIES DES PAYS IMPORTATEURS  
ET EXPORTATEURS DE PÉTROLE**

**Vers un déclin des importations de pétrole des pays de l'OCDE ?**

**Kjell ALEKLETT<sup>1</sup>**

Université d'Uppsala  
Uppsala  
Suède

<sup>1</sup> Kjell Aleklett est également président de l'International Association for the Study of Peak Oil & Gas (ASPO), [www.peakoil.net](http://www.peakoil.net)





## SOMMAIRE

RÉSUMÉ.....	43
1. INTRODUCTION.....	44
1.1. Mission.....	44
1.2. Principaux articles du Groupe d'étude sur l'épuisement des hydrocarbures de l'Université d'Uppsala ( <i>Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group</i> ).....	44
1.3. Pic pétrolier et société contemporaine .....	45
1.4. Références .....	47
2. ÉVOLUTION FUTURE DE LA DEMANDE DE PÉTROLE .....	49
2.1. Prévision de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) et de l' <i>Energy Information Administration</i> (EIA) .....	49
2.2. Une demande tirée par l'intensité pétrolière.....	49
2.3. Références .....	53
3. QUANTITÉ DE PÉTROLE DÉCOUVERTE ET DATES DE DÉCOUVERTE.....	54
3.1. Ressources et réserves.....	54
3.2. Gisements de pétrole .....	55
3.3. Découverte de pétrole brut .....	56
3.4. Découverte de pétrole lourd .....	61
3.5. Références .....	61
4. TENDANCES HISTORIQUES DE LA CONSOMMATION ET LIMITES POUR LA CONSOMMATION FUTURE.....	63
4.1. Prévisions de production selon le modèle de déplétion .....	63
4.2. Production des gisements géants.....	65
4.3. Production des petits gisements .....	69
4.4. Production des gisements de pétrole en eaux profondes.....	69
4.5. Production provenant du développement de nouveaux gisements.....	70
4.6. Production provenant des sables asphaltiques canadiens.....	71
4.7. Production de pétrole lourd dans la ceinture de l'Orénoque au Venezuela .....	72
4.8. Profil de production final et conclusions.....	74
4.9. Conclusions en termes de production.....	76
4.10. Références .....	76
5. SCÉNARIOS D'IMPORTATION ET D'EXPORTATION .....	77
5.1. Pays importateurs et exportateurs .....	77
5.2. Références .....	84

6. PRODUCTION DE CARBURANTS LIQUIDES POUR LE TRANSPORT AU MOYEN DES PROCÉDÉS CTL ET GTL .....	85
6.1. Production de carburants liquides à partir de charbon (CTL) .....	85
6.2. Production de carburants liquides à partir de gaz naturel (GTL) .....	89
6.3. Références .....	89
7. STRATÉGIES POSSIBLES DES PAYS IMPORTATEURS ET EXPORTATEURS DE PÉTROLE .....	90
7.1. Références .....	93
8. PRISE DE CONSCIENCE DU PIC PÉTROLIER .....	94
8.1. Références .....	96
9. REMERCIEMENTS .....	96
ANNEXE : Déclarations du 14 octobre 2005.....	97

Uppsala, septembre 2007

## RÉSUMÉ

Les tendances statistiques de l'intensité pétrolière de pays ou groupes de pays démontrent qu'une augmentation du PIB de 3 pour cent par an en moyenne va de pair avec une prévision d'augmentation de la demande de liquides de 101 mbpj à l'horizon 2030. À l'évidence, cette demande ne pourra pas être satisfaite par la production provenant des réserves actuelles et des nouvelles découvertes prévues.

Cet article présente deux modèles permettant d'évaluer le pic de la production de pétrole : le modèle de déplétion et le modèle des gisements géants. D'après le modèle de déplétion, le pic pétrolier (taux de production maximum) aura lieu en 2011, et s'établira à 90 mbpj. Dans le modèle des gisements géants, un « scénario le plus pessimiste » prévoit que la production sera en phase plateau à partir de maintenant et pendant les 5 à 7 années à venir, durant lesquelles la production s'établira à 84 mbpj et un « scénario haut » pronostique un pic de la production en 2012, à 94 mbpj. Une hausse moins nette peut différer le pic jusqu'en 2018. Dans les deux modèles, le taux de production de pétrole sera de l'ordre de 50 à 60 mbpj en 2030.

La demande de pétrole des pays importateurs nets devrait augmenter, pour passer de 50 mbpj actuellement à 80 mbpj. L'Arabie saoudite, la Russie et la Norvège, qui sont aujourd'hui les premiers pays exportateurs du monde, vont voir leurs exportations diminuer de 4 à 6 mbpj d'ici 2030. La baisse prévue ne pourra pas être compensée par des exportations en provenance d'autres régions.

Il est évident que la pénurie de liquides provenant de combustibles fossiles utilisés pour le transport va devenir importante d'ici 2030. Les décisions nécessaires en vue d'opérer le changement de cap économique qui s'impose pour atténuer les effets de cette diminution de l'approvisionnement en pétrole auraient déjà dû être prises et les mesures qui s'imposent pour mettre en œuvre de nouvelles solutions devraient être en cours d'application.

Nous sommes allés jusqu'à un niveau élevé de « l'échelle du pétrole » et nous devons en redescendre d'une manière ou d'une autre. Il est peut-être trop tard pour que cette descente se fasse progressivement, mais peut-être ne l'est-il pas pour fabriquer un matelas susceptible d'amortir la chute.

## 1. INTRODUCTION

### 1.1. Mission

Au cours du siècle écoulé, la civilisation moderne a vu s'accroître sa dépendance vis-à-vis du pétrole, désormais considéré comme le premier produit de base échangé dans le monde. Le secteur gazier et pétrolier est devenu le premier secteur d'activité du monde, devançant même l'agriculture. Le prix du pétrole brut s'établissant à 70 USD le baril, le marché mondial du pétrole brut représente à lui seul plus de 2 000 milliards USD par an. Toutefois, le pétrole brut est bien loin d'être uniformément réparti sur l'ensemble de la planète, de sorte que seuls quelques pays sont des producteurs importants. Cette réalité divise le monde en deux : les pays importateurs de pétrole d'un côté et les pays exportateurs de l'autre. La majorité des membres de l'OCDE appartiennent à la première catégorie et ne peuvent fonctionner sans une sécurité mondiale au niveau du marché exportateur de pétrole. Malheureusement, du fait du pic pétrolier, ce marché va devenir de moins en moins sûr.

L'étude présentée dans cet article porte sur le pic pétrolier et l'évolution des stratégies des pays importateurs et exportateurs de pétrole.

### 1.2. Principaux articles du Groupe d'étude sur l'épuisement des hydrocarbures de l'Université d'Uppsala (Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group)

Cette étude s'appuie principalement sur les recherches du Groupe d'étude sur l'épuisement des hydrocarbures de l'Université d'Uppsala (UHDSG), Université d'Uppsala, Suède. Les principales références sont les suivantes :

- [1.1] K. Aleklett et C.J. Campbell, *The Peak and Decline of World Oil and Gas Production*, Minerals & Energy 18 (2003) 5-20 (article disponible à l'adresse : [http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/Minerals&Energy\\_2003.doc](http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/Minerals&Energy_2003.doc))
- [1.2] K. Aleklett, *Testimony on Peak Oil*, communication présentée devant la sous-commission sur l'énergie et la qualité de l'air de la Chambre des Représentants (*House Subcommittee on Energy and Air Quality*), Washington DC, États-Unis, 7 décembre 2005, <http://energycommerce.house.gov/reparchives/108/Hearings/12072005hearing1733/Aleklett2770.htm>
- [1.3] K. Aleklett; *Oil: A Bumpy Road Ahead*, World Watch 19-1 (2006) p.10, (article disponible à l'adresse : [http://www.peakoil.net/uhdsg/WorldWatch\\_2006\\_Jan.doc](http://www.peakoil.net/uhdsg/WorldWatch_2006_Jan.doc))
- [1.4] K. Aleklett; *Oil production limits mean opportunities, conservation*, Oil & Gas Journal pp. 104-31 (2006), (article disponible à l'adresse : [http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/OGJ\\_Aug\\_21\\_2006.doc](http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/OGJ_Aug_21_2006.doc))

- [1.5] Bengt Söderbergh, Fredrik Robelius et Kjell Aleklett; *A crash programme scenario for the Canadian oil sands industry*, Energy Policy, 35-3 (2007) pp.1931-1947
- [1.6] Fredrik Robelius, *Giant Oil Fields - The Highway to Oil: Giant Oil Fields and their Importance for Future Oil Production*. Acta Universitatis Upsaliensis 69 (2007) <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-7625>, (R. Robelius et K. Aleklett, en préparation, pour publication dans Energy Policy)
- [1.7] Kristofer Jakobsson, Fredrik Robelius et Kjell Aleklett; *Oil use and economic growth in sub-Saharan Africa: current patterns and scenarios*, soumis à Energy Policy (2007), <http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications.html> et Kristofer Jakobsson, *Oil Use and Economic Development in Sub-Saharan Africa*, thèse de diplôme, Université d'Uppsala UPTec F05 000 (2007), [http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/Jakobsson\\_Thesis.pdf](http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/Jakobsson_Thesis.pdf)
- [1.8] Kjell Aleklett, *Discussion - Peak Oil - a fact of reality*, Journal of Petroleum Technology 59-6 (2007) <http://www.spe.org/spe-app/spe/jpt/2007/06/DissReply.htm>
- [1.9] Aram Mäkvierikko, *Russian Oil, an estimate of the future oil production and oil export potential of Russia using the Depletion rate model*, thèse de diplôme, Université d'Uppsala, UPTec ES07 018 (2007), <http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications.html> (Aram Mäkvierikko, B. Söderbergh, R. Robelius et K. Aleklett, en préparation pour publication dans Energy Policy)
- [1.10] Mikael Höök, Werner Zittel, Jörg Schindler et Kjell Aleklett, *A resource-driven forecast for the future global coal production*, proposé à Energy Policy (2007); <http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications.html>

### 1.3. Pic pétrolier et société contemporaine

Le terme « pic pétrolier » (*Peak Oil*) a été introduit en 2001 par l'*Association for the Study of Peak Oil and Gas* (ASPO). Colin Campbell, fondateur de l'ASPO, en a donné la définition suivante :

« Le terme "pic pétrolier" désigne le niveau maximum de la production de pétrole dans une région donnée, et témoigne de ce que le pétrole est une ressource naturelle finie, susceptible de s'épuiser. »

Lorsque l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), institution autonome rattachée à l'OCDE, a publié l'édition 2004 de son *World Energy Outlook* (WEO 2004), elle a évoqué le « pic pétrolier » comme un scénario possible pour l'avenir. Elle affirme, dans le résumé du rapport, que « la production de pétrole conventionnel n'atteindra pas son maximum avant 2030, si les investissements nécessaires sont réalisés ». Toutefois, dans le chapitre 3 du rapport, on apprend que cette hypothèse repose sur une « estimation médiane » de la *United States Geological Survey* (USGS) selon laquelle il resterait 2 626 milliards de barils de pétrole conventionnel. Dans son rapport, l'AIE émet toutefois une réserve, précisant que si cette estimation se révélait trop élevée, le « **pic de production pourrait être atteint à l'horizon 2015, voire plus tôt** ». Le groupe *Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group* (UHDSG), groupe de recherche sur l'épuisement des hydrocarbures, basé à l'Université d'Uppsala, en Suède, a démontré, dans un article commentant le

WEO 2004, que l'hypothèse d'une production de 120.3 mbjp en 2030 est peu réaliste [1.11]. La suite des événements et les rapports publiés ultérieurement ont prouvé que le « pic pétrolier » est une problématique essentielle, qui doit être au centre des réflexions sur le développement économique.

De juillet 2005 à décembre 2006, le *Government Accountability Office* (GAO), institution suprême chargée du contrôle des comptes aux États-Unis, a étudié diverses questions liées au pic pétrolier et a, en février 2007, transmis aux *Congressional Requesters* un rapport intitulé « *CRUDE OIL – Uncertainty about Future Oil Supply Makes It Important to Develop a Strategy for Addressing a Peak and Decline in Oil Production* » [1.12]. Le fait que le GAO ait eu besoin de près de deux ans pour réaliser cette étude montre l'importance que les responsables de la politique publique américaine accordent au pic pétrolier.

En outre, le 5 octobre 2005, Samuel W. Bodman, Secrétaire américain à l'énergie, a commandé au *National Petroleum Council* (NPC) une étude sur les ressources gazières et pétrolières disponibles dans le monde [1.12]. Sa lettre, présentée ci-dessous, témoigne de ce que le pic pétrolier intéresse maintenant les responsables politiques au plus haut niveau.

« Monsieur,

*Les prévisions concernant la capacité de l'offre pétrolière et gazière à répondre à la croissance de la demande mondiale, la date à laquelle la production mondiale atteindra un sommet avant de commencer à décliner (« pic pétrolier »), les conséquences qui en découleront pour l'économie américaine et mondiale et les mesures à prendre pour trouver une issue plus favorable sont très diverses.*

*C'est pourquoi je demande au National Petroleum Council (NPC) de réaliser une étude sur l'offre mondiale de pétrole et de gaz naturel. Cette étude pourrait notamment aborder les grands thèmes suivants :*

- *Comment l'offre mondiale de pétrole et de gaz naturel va-t-elle évoluer ?*
- *L'offre marginale de pétrole et de gaz naturel peut-elle être amenée à un niveau suffisant, suffisamment tôt et à un prix raisonnable pour répondre à la demande sans que la croissance mondiale soit mise en péril ?*
- *Quelles stratégies le NPC recommande-t-il aux États-Unis, du côté de l'offre et/ ou de la demande de pétrole et de gaz naturel, pour garantir davantage de stabilité et de prospérité économiques ?*

-----

*Veillez me soumettre la proposition du NPC en ce qui concerne la composition du comité d'étude et le plan détaillé de l'étude.*

*Cordialement,*

*Samuel W. Bodman »*

Le 17 juillet 2007, le NPC a approuvé le rapport intitulé « *Facing the Hard Truths about Energy* » et l'a présenté au Secrétaire à l'énergie.

En décembre 2005, le Premier Ministre suédois Göran Persson a mis en place la Commission sur l'indépendance pétrolière (*Commission on Oil Independence*) et lui a demandé de présenter des propositions concrètes pour diminuer la dépendance de la Suède vis-à-vis du pétrole à l'horizon 2020 et, par conséquent, pour réduire de manière substantielle la consommation de pétrole du pays. Le rapport du 21 juin 2006 intitulé « *Making Sweden an OIL-FREE Society* » [1.14], souligne que la création de la commission a été principalement motivée par le débat qui avait lieu en Suède au sujet du pic pétrolier.

En décembre 2005, ce débat était parvenu jusqu'à la Chambre des Représentants, aux États-Unis, plus précisément jusqu'à la Sous-commission sur l'énergie et la qualité de l'air. Le 5 décembre, j'ai été le seul citoyen non américain invité à faire une contribution écrite et à présenter un exposé à Capitol Hill [1.2].

Pour des raisons évidentes, le GAO et le NPC se sont d'abord intéressés à la situation aux États-Unis. Par conséquent, avant d'aborder certains des aspects essentiels du rapport, il est nécessaire de le replacer dans un contexte se rapprochant de celui de l'OCDE. Aux États-Unis, la production de pétrole a atteint un sommet en 1970, et connaît une baisse constante depuis cette date. Dans le même temps, la consommation a augmenté, de sorte que les États-Unis sont devenus de plus en plus dépendants du pétrole importé. En Europe, la production de pétrole a augmenté jusqu'à la fin du 20<sup>ème</sup> siècle, mais le rythme de production est en baisse depuis le début du nouveau millénaire. L'Europe, comme les États-Unis avant elle, voit sa dépendance vis-à-vis du pétrole importé augmenter d'année en année. Elle est donc confrontée aux mêmes difficultés que celles décrites dans les rapports du GAO et du NPC pour les États-Unis.

Au cours de la période 2008-2030, les pays producteurs de pétrole membres de l'OCDE devraient connaître les mêmes problèmes que ceux auxquels se heurtent aujourd'hui les États-Unis et l'Europe. Il est en tout cas certain qu'en 2030, les pays de l'OCDE dans leur ensemble, dépendront davantage des importations de pétrole qu'aujourd'hui.

Le présent article concerne uniquement le pétrole et est structuré comme suit :

- Évolution future de la demande de pétrole
- Quantité de pétrole découverte et dates de découverte
- Tendances historiques de la consommation et limites pour la consommation future
- Scénarios d'importation et d'exportation
- Production de carburants liquides pour le transport au moyen des procédés ctl et gtl
- Stratégies possibles des pays importateurs et exportateurs de pétrole
- Prise de conscience du pic pétrolier.

#### 1.4. Références

- [1.1] K. Aleklett et C.J. Campbell, *The Peak and Decline of World Oil and Gas Production*, Minerals & Energy 18 (2003) 5-20 (article disponible à l'adresse : [http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/Minerals&Energy\\_2003.doc](http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/Minerals&Energy_2003.doc))
- [1.2] K. Aleklett, *Testimony on Peak Oil*, communication présentée devant la Sous-commission sur l'énergie et la qualité de l'air de la Chambre des Représentants (*House Subcommittee on Energy and Air Quality*), Washington DC, États-Unis, 7 décembre 2005, <http://energycommerce.house.gov/rearchives/108/Hearings/12072005hearing1733/Aleklett2770.htm>



- [1.3] K. Aleklett, *Oil: A Bumpy Road Ahead*, World Watch 19-1 (2006) p.10, (article disponible à l'adresse : [http://www.peakoil.net/uhdsg/WorldWatch\\_2006\\_Jan.doc](http://www.peakoil.net/uhdsg/WorldWatch_2006_Jan.doc))
- [1.4] K. Aleklett, *Oil production limits mean opportunities, conservation*, Oil & Gas Journal 104-31 (2006), (article disponible à l'adresse : [http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/OGJ\\_Aug\\_21\\_2006.doc](http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/OGJ_Aug_21_2006.doc) )
- [1.5] Bengt Söderbergh, Fredrik Robelius et Kjell Aleklett, *A crash programme scenario for the Canadian oil sands industry*, Energy Policy, 35-3 (2007) pp.1931-1947.
- [1.6] Fredrik Robelius, *Giant Oil Fields - The Highway to Oil: Giant Oil Fields and their Importance for Future Oil Production*, Acta Universitatis Upsaliensis 69 (2007) <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-7625>, (R. Robelius et K. Aleklett, en préparation pour publication dans Energy Policy).
- [1.7] Kristofer Jakobsson, Fredrik Robelius et Kjell Aleklett, *Oil use and economic growth in sub-Saharan Africa: current patterns and scenarios*, proposé à Energy Policy (2007), <http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications.html> et Kristofer Jakobsson, *Oil Use and Economic Development in Sub-Saharan Africa*, thèse de diplôme, Uppsala University UPTEC F05 000 (2007), [http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/Jakobsson\\_Thesis.pdf](http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/Jakobsson_Thesis.pdf)
- [1.8] Kjell Aleklett, *Discussion - Peak Oil - a fact of reality*, Journal of Petroleum Technology 59-6 (2007) <http://www.spe.org/spe-app/spe/jpt/2007/06/DissReply.htm>
- [1.9] Aram Mäkivierikko, *Russian Oil, an estimate of the future oil production and oil export potential of Russia using the Depletion rate model*, thèse de diplôme, Uppsala University, UPTEC ES07 018 (2007), <http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications.html> (Aram Mäkivierikko, B. Söderbergh, R. Robelius et K. Aleklett, en préparation pour publication dans Energy Policy)
- [1.10] Mikael Höök, Werner Zittel, Jörg Schindler et Kjell Aleklett, *A resource-driven forecast for the future global coal production*, proposé à Energy Policy (2007), <http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications.html>
- [1.11] Kjell Aleklett, 20040906, *International Energy Agency accepts Peak Oil. An analysis of Chapter 3 of the World Energy Outlook 2004*, <http://www.peakoil.net/uhdsg/weo2004/TheUppsalaCode.html>
- [1.12] The United States Government Accountability Office (GAO), février 2007, « *Crude Oil – Uncertainty about Future Oil Supply Makes It Important to Develop a Strategy for Addressing a Peak and Decline in Oil Production* », [www.gao.gov/new.items/d07283.pdf](http://www.gao.gov/new.items/d07283.pdf)
- [1.13] National Petroleum Council, NPC, « *Facing the Hard Truths about Energy* », rapport présenté au Secrétaire d'État à l'énergie, <http://www.npc.org/>
- [1.14] The Swedish Oil Commission, rapport du 21 juin 2006, « *Making Sweden an Oil-Free Society* » (<http://www.sweden.gov.se/sb/d/574/a/67096> )

## 2. ÉVOLUTION FUTURE DE LA DEMANDE DE PÉTROLE

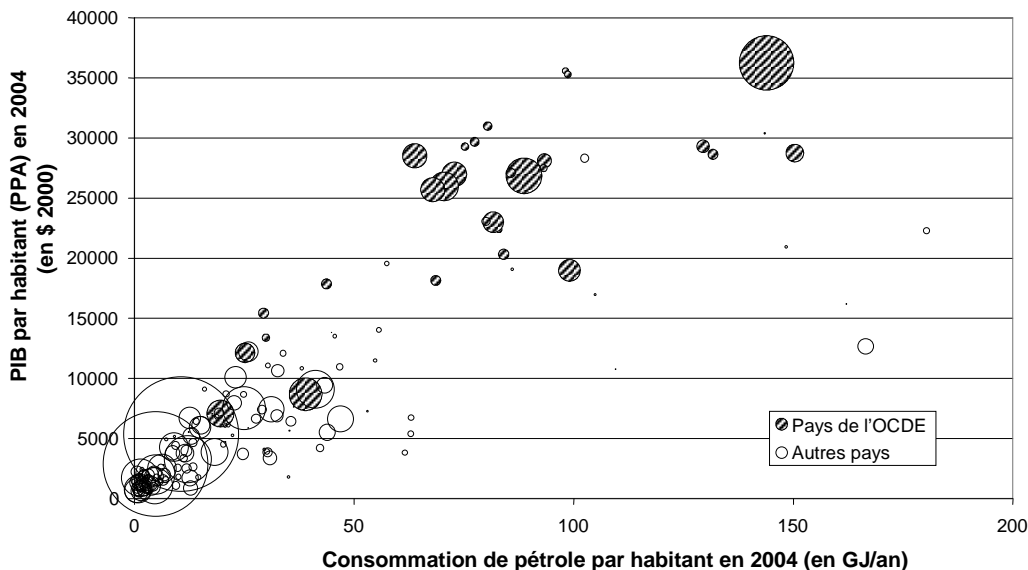
### 2.1. Prévision de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) et de l'*Energy Information Administration* (EIA)

L'édition 2004 du *World Energy Outlook* (WEO 2004) publié par l'AIE [2.1]) analyse la corrélation entre croissance du PIB et hausse de la consommation de pétrole. Il parvient à la conclusion qu'une croissance du PIB de 3 pour cent, calculée en moyenne sur 20 ans, entraînerait une augmentation de la consommation mondiale de pétrole de 1.6 pour cent par an. En partant d'une consommation de 77.0 mbpj en 2002, le rapport prévoit une demande de 121.3 mbpj en 2030, ce qui, en 28 ans, représente une hausse exponentielle. Dans l'édition 2001 du WEO, la période sur laquelle portait la prévision se terminait en 2020 [2.2] ; c'est dans l'édition 2002, que l'AIE a ajouté 10 années de croissance exponentielle de la demande [2.3] sans tenir compte des implications du pic pétrolier. Dans l'édition suivante, en l'occurrence celle de 2004, les prévisions ont encore été faites sur la base d'une croissance exceptionnelle de la consommation de pétrole. Nous avons réalisé une analyse qui prouve que cette prévision n'est pas réaliste [2.4], ce qui a tellement ébranlé l'AIE qu'elle a pris contact avec nous pour nous demander d'arrêter de diffuser cette étude sur Internet. Nous n'avons toutefois pas arrêté et dans l'édition 2005 du WEO, la progression de la demande a été ramenée à 1.4 pour cent, et la prévision de demande pour 2030 à 115 mbpj [2.5]. Depuis, ce chiffre a été retenu par l'AIE comme prévision officielle de demande [2.6]. Quant à l'EIA, aux États-Unis, [2.7]) elle prévoit une demande de 118 mbpj en 2030, adressée à raison de 57 mbpj aux pays de l'OPEP et de 61 mbpj aux pays non membres de l'OPEP.

### 2.2. Une demande tirée par l'intensité pétrolière

L'évolution du PIB étant utilisée comme indicateur de la croissance de la demande de pétrole, une étude précise de la corrélation entre PIB et consommation de pétrole a été réalisée [1.7]. La méthode classique utilisée pour calculer le PIB repose sur les taux de change, ce qui n'est pas fiable pour effectuer des comparaisons internationales, les différences de prix n'étant pas prises en compte. Le calcul en parité de pouvoir d'achat (PPA) permet de résoudre ce problème et donne une image plus fidèle des niveaux de vie et de revenu relatifs. Dans l'ensemble de cette étude, c'est donc le PIB réel (PPA) en prix constants de 2000 qui a été utilisé, au lieu du PIB non corrigé.

Graphique 2.1. **Consommation de pétrole par rapport au PIB par habitant en 2004 dans tous les pays pour lesquels des données sont disponibles. La taille des cercles symbolise celle de la population. Un certain nombre de petits pays, notamment le Luxembourg, Singapour, le Koweït et le Qatar ont une consommation de pétrole par habitant trop importante pour apparaître sur le Graphique. Les cercles hachurés correspondent aux pays de l'OCDE. C'est la Turquie qui affiche le chiffre le plus faible**



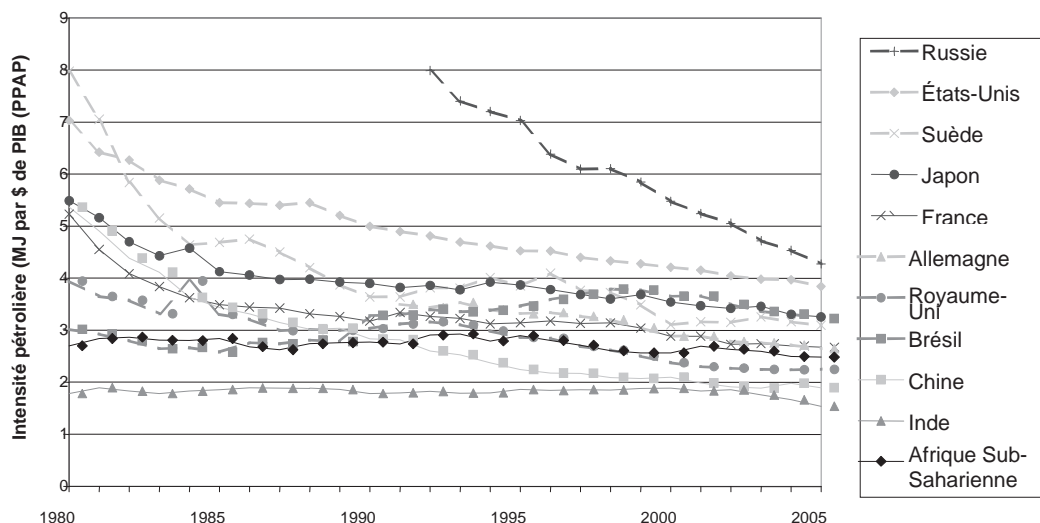
Le Graphique 2.1 fait apparaître la corrélation entre le PIB par habitant et la consommation de pétrole par habitant, démontrant ainsi l'importance du pétrole pour le PIB. La taille des cercles symbolise celle de la population de chaque pays. À l'évidence, il existe une forte corrélation entre le PIB et la consommation de pétrole. Aucun pays n'a atteint un PIB similaire à celui des pays européens membres de l'OCDE sans voir sa consommation de pétrole augmenter de manière substantielle. Ce constat vaut probablement aussi pour la Turquie et d'autres pays cherchant à améliorer leur PIB. Historiquement, les pays qui arrivent en tête du classement, comme les États-Unis, affichent une corrélation de plus de un à un entre la consommation de pétrole et la croissance économique. Dans les pays dont l'économie est aujourd'hui en expansion, comme la Chine et l'Inde, la corrélation est de un à un. [1.7].

En partant de l'hypothèse que le PIB est le principal indicateur de la demande de pétrole, il est possible de formuler un modèle simple de cette demande :

$$E_{oil} = (E_{oil}/PIB) * PIB \quad (1)$$

où  $E_{oil}$  est la demande totale d'énergie de source pétrolière et  $(E_{oil}/PIB)$  un facteur dénommé « intensité pétrolière » (OI). L'intensité pétrolière est elle-même fonction de différents éléments, tels que l'efficacité technique, la structure du PIB et l'importance relative du pétrole en tant que source d'énergie primaire. Par conséquent, la traiter comme un indicateur direct de « l'efficacité » de l'utilisation du pétrole, comme on le fait parfois, est source d'erreur. L'intensité pétrolière est influencée par divers facteurs sans rapport avec l'efficacité. Pour construire un scénario de l'évolution de la demande de pétrole à partir de l'équation (1), il suffit d'élaborer des scénarios du PIB et de l'intensité pétrolière.

Graphique 2.2. Évolution de l'intensité pétrolière dans quelques pays, 1980-2005 [1.7]



Le Graphique 2.2 fait apparaître l'évolution de l'intensité pétrolière dans quelques pays entre 1980 et 2005. L'Afrique subsaharienne est une région où le PIB par habitant n'a pas crû ; la Chine et l'Inde sont des pays qui ont connu une forte croissance et la Russie un pays en transition vers un nouveau système économique. Quelques pays de l'OCDE sont également représentés.

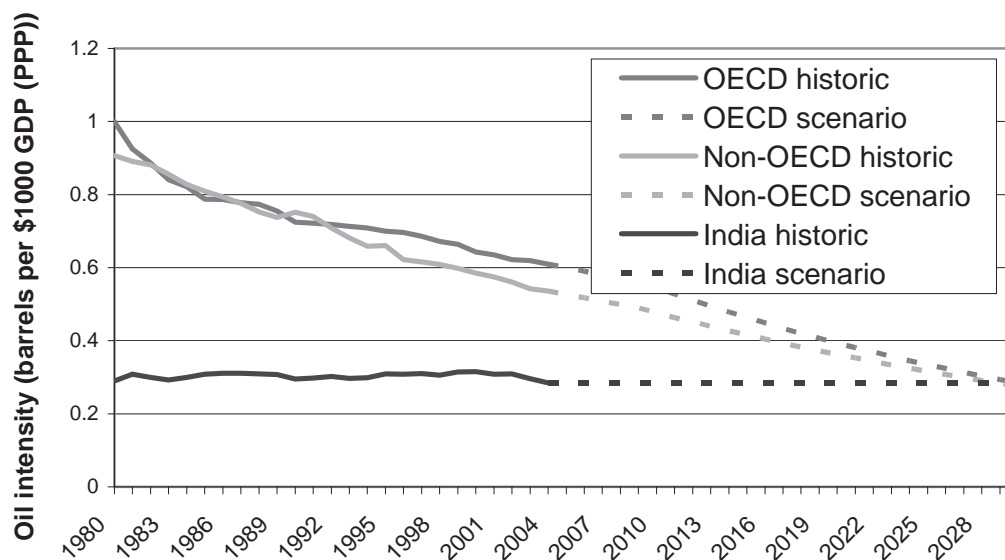
Ce Graphique appelle quatre observations :

- L'intensité pétrolière des différents pays tend à évoluer vers un même niveau.
- L'intensité pétrolière a chuté de manière spectaculaire dans les pays où elle était à l'origine élevée, comme les États-Unis, la Russie, le Japon, la France, la Chine et la Suède.
- La majeure partie de la baisse de l'intensité pétrolière a eu lieu durant la première moitié de la période considérée, soit entre 1980 et 1990 ; par la suite, la baisse a été nettement moins marquée (sauf en Russie).
- Dans les pays de l'OCDE, l'intensité pétrolière est en baisse, mais reste plus élevée qu'en Inde pour l'ensemble de la période. L'intensité pétrolière est relativement faible en Afrique subsaharienne par rapport au reste du monde.

La dernière observation peut sembler paradoxale. Il est en effet surprenant que les pays de l'OCDE ne soient pas parvenus à avoir une intensité pétrolière inférieure à celle d'une économie en développement comme l'Inde, alors même qu'ils sont passés à une économie de services, ont accès à diverses sources d'énergie autres que le pétrole, disposent de capacités technologiques et mettent parfois en œuvre des politiques expressément destinées à réduire leur dépendance vis-à-vis du pétrole. La forte baisse de l'intensité pétrolière observée dans plusieurs pays après 1990 peut correspondre à une réaction à l'envolée des prix du pétrole lors du deuxième choc pétrolier. Il est toutefois frappant de ne pas observer cette réaction en Afrique subsaharienne, en Inde ou au Brésil, où l'intensité pétrolière était déjà faible. Toutefois, l'Inde ayant, plus récemment, été soupçonnée de ne pas déclarer l'intégralité de ses importations de pétrole [2.7], il est difficile de déterminer si la baisse de l'intensité pétrolière observée dans ce pays depuis 2002 est bien réelle.

Il n'en ressort pas moins qu'aucun pays de l'OCDE n'a une économie qui fonctionne sur la base d'une intensité pétrolière inférieure à celle de l'Inde. Si l'on retient l'intensité pétrolière de l'Inde comme le niveau à atteindre dans un avenir proche, on peut élaborer un scénario de la demande mondiale de pétrole sur la base de l'évolution future de l'intensité pétrolière.

**Graphique 2.3. Intensité pétrolière de la zone OCDE et de la zone non-OCDE et intensité pétrolière de l'Inde. Ces prévisions reposent sur l'hypothèse selon laquelle l'intensité pétrolière mondiale sera égale à celle de l'Inde en 2030. Cela suppose qu'à partir de 2010, l'intensité pétrolière diminue de 3.2 pour cent par an dans les pays membres de l'OCDE et de 2.7 pour cent par an dans les pays non membres**



#### **Intensité pétrolière (en barils par milliers de dollars de PIB (PPA))**

**Tendance historique – zone OCDE**

**Scénario – zone OCDE**

**Tendance historique – zone non-OCDE**

**Scénario – zone non-OCDE**

**Tendance historique – Inde**

**Scénario – Inde**

Une comparaison de l'intensité pétrolière des pays membres et non membres de l'OCDE avec celle de l'Inde démontre que l'économie mondiale doit, à l'évidence, diminuer son intensité pétrolière. Cette baisse doit être de 3.2 pour cent par an pour les pays membres de l'OCDE et de 2.7 pour cent par an pour les pays non membres. On peut partir de l'hypothèse que cet objectif peut être atteint, même si cela suppose d'utiliser de nouvelles technologies, de réaliser des économies, de faire évoluer les modes de vie etc.

Notre scénario repose sur une hypothèse de croissance future du PIB mondial de 3 pour cent, répartie à raison de 2 pour cent pour les pays de l'OCDE et 5 pour cent pour les pays non membres. En retenant ces chiffres, l'équation n°1 aboutit à une demande de 101 mbpj, soit un chiffre inférieur de 14 mbpj aux prévisions de l'AIE et de 17 mbpj à celles de l'EAI. Il convient toutefois de rappeler que la diminution de l'intensité énergétique représente un véritable défi pour la majorité des pays du monde.

### 2.3. Références

- [2.1] Agence Internationale de l'Énergie, AIE, *World Energy Outlook 2004*, <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/weo2004.pdf>
- [2.2] Agence Internationale de l'Énergie, AIE, *World Energy Outlook 2001*, <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/weo2001.pdf>
- [2.3] Agence Internationale de l'Énergie, AIE, *World Energy Outlook 2002*, <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/weo2002.pdf>
- [2.4] Kjell Aleklett, *IEA accepts Peak Oil - An analysis of Chapter 3 of the World Energy Outlook 2004*, novembre 2004, <http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/AnalysisWorldEnergyOutlook2004.pdf>
- [2.5] Agence Internationale de l'Énergie, AIE, *World Energy Outlook 2005*, <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/weo2005.pdf>
- [2.6] Agence Internationale de l'Énergie, AIE, *World Energy Outlook 2006*, [http://www.iea.org/Textbase/publications/free\\_new\\_Desc.asp?PUBS\\_ID=1929](http://www.iea.org/Textbase/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1929)
- [2.7] Energy Administration Information, EAI, *International Energy Outlook 2007*, mai 2007, [http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484\(2007\).pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484(2007).pdf)

### 3. QUANTITÉ DE PÉTROLE DÉCOUVERTE ET DATES DE DÉCOUVERTE

La production de pétrole repose sur le développement de gisements découverts grâce à l'exploration de structures géologiques susceptibles de contenir des hydrocarbures. L'USGS a réalisé des études détaillées pour localiser les ressources pétrolières conventionnelles dans le monde [3.1] ; il en ressort que les compagnies pétrolières ont recherché ou recherchent du pétrole dans toutes les régions identifiées, sauf dans celles situées à proximité du Pôle nord. En outre, toute réflexion sur l'avenir de la production de pétrole doit tenir compte du fait que l'industrie pétrolière est une industrie parvenue à maturité, qui n'a pas le même avenir devant elle que des industries moins matures.

#### 3.1. Ressources et réserves

Un bref rappel des diverses classifications utilisées pour définir les ressources et réserves pétrolières est nécessaire pour mieux appréhender les données relatives à la quantité de pétrole découverte et aux dates de ces découvertes. Les ressources initiales correspondent à la quantité de pétrole initialement présente dans l'écorce terrestre. Parmi les ressources initiales, celles qui ont été découvertes sont, pour partie récupérables et pour partie non récupérables. Tout gisement a un facteur de récupération spécifique, qui varie non seulement selon les caractéristiques géologiques du réservoir, mais aussi en fonction des techniques d'exploitation utilisées.

Les ressources découvertes récupérables, dénommées « ressources ultimes récupérables », correspondent à la somme de la production cumulée et de ce qui sera produit à partir des réserves. Les ressources découvertes non récupérables se répartissent en deux catégories : celles qui sont récupérables du point de vue technique, mais pas économique et celles qui ne sont pas récupérables, ni du point de vue technique, ni du point de vue économique. Par conséquent, la production future de pétrole dépend des réserves actuelles, des réserves qui seront économiquement exploitables dans l'avenir et du pétrole non découvert susceptible d'être converti en réserves récupérables dans des conditions économiques satisfaisantes.

Toutefois, la quantité de pétrole qui peut réellement être extraite d'un gisement est toujours incertaine. Du fait de cette incertitude, les réserves sont calculées sur la base d'une probabilité d'extraction, qui correspond aux chances de récupérer une quantité donnée de pétrole d'un gisement donné. Ainsi, une estimation des réserves suivie de la mention « P90 » signifie qu'il y a 90 pour cent de chances de récupérer une quantité de pétrole au moins égale à l'estimation.

En outre, l'industrie pétrolière subdivise les réserves comme suit :

- a. Réserves prouvées : il s'agit des réserves qui ont une forte probabilité d'être récupérées. Selon toute vraisemblance, la quantité qui sera réellement récupérée sera supérieure aux réserves prouvées estimées. Les réserves prouvées sont désignées par « 1P ».
- b. Réserves probables : il s'agit d'autres réserves récupérables, mais avec une probabilité moins forte que les réserves prouvées. De même, selon toute vraisemblance, la quantité qui sera réellement récupérée sera plus ou moins élevée que la somme des réserves

prouvées estimées et des réserves probables estimées. Cette somme est désignée par « 2P ».

- c. Réserves possibles : il s'agit d'autres réserves qui ont une probabilité de récupération inférieure à celle des ressources probables. Il est peu vraisemblable que la quantité qui sera effectivement extraite dépasse la somme des réserves prouvées, probables et possibles estimées. Cette somme est désignée par « 3P ».

Il est difficile d'interpréter les statistiques publiées concernant les réserves annoncées, parce que certaines se limitent aux réserves 1P, d'autres aux réserves 2P et d'autres encore concernent à la fois les réserves 1P, 2P, voire 3P. [3.2]

Les statistiques concernant les réserves de l'Arabie saoudite témoignent de cette difficulté. Pour les besoins de cet article, ce sont les données citées par Mahmoud M. Abdul Baqi et Nansen G. Saleri, de Saudi Aramco, à l'occasion d'un exposé à Washington D.C., le 24 février 2004, qui ont été retenues [3.3].

Le pétrole en place, à savoir la quantité totale estimée de pétrole présent dans le sol avant mise en production, serait, pour l'Arabie saoudite de 700 milliards de barils (Gb) (récemment, certains organes de presse ont avancé le chiffre de 720 Gb). À ce jour, 105 Gb ont été produits au total, soit 15 pour cent des 700 Gb correspondant au pétrole en place. Les réserves 2P s'établiraient à 260 Gb, soit 37 pour cent du pétrole en place. En additionnant la quantité déjà produite et la quantité en réserve, on obtient un facteur de récupération de 52 pour cent en moyenne pour l'ensemble des cent gisements saoudiens.

Leif Magne Merling, de Statoil, qui a étudié les facteurs de récupération de milliers de gisements pétroliers, a fait état, en 2004, d'un facteur de récupération de 29 pour cent à l'échelle mondiale (susceptible d'augmenter jusqu'à 38 pour cent dans l'avenir grâce aux progrès technologiques) [3.4]. Le chiffre annoncé pour les réserves 1P de l'Arabie saoudite était de 131 Gb, soit 19 pour cent du pétrole en place [3.3]. En ajoutant ce chiffre à celui de la production, on obtient un facteur de récupération de 34 pour cent, ce qui est déjà supérieur aux moyennes publiées actuellement.

Dans les années 80, malgré l'absence de nouvelles découvertes, on avançait que les réserves des pays de l'OPEP avaient augmenté de 300 Gb [1.1]. On peut certes voir ces chiffres comme d'autres estimations des facteurs de récupération, mais la question se pose alors de savoir si ces nouveaux facteurs, plus élevés, sont réalistes. Mieux vaut ne pas considérer cela comme acquis pour planifier la production future de pétrole liquide pour le transport.

### 3.2. Gisements de pétrole

Les gisements peuvent avoir des tailles très diverses. Sur les quelque 47 500 gisements existant dans le monde, seuls 507 sont considérés comme géants. Un gisement est qualifié de géant dès lors qu'il permettra, *in fine*, de produire plus de 500 millions de barils (mb). Le groupe UHDSG a réalisé une étude approfondie des gisements géants présentés dans la thèse de Fredrik Robelius [1.6]. Le groupe a collecté les données et informations et les a intégrées dans une base de données sur les gisements géants, baptisée « *Giant Field Data* ». Les données regroupées dans la base sont : l'année de découverte du gisement, l'année de mise en production, la production cumulée jusqu'en 2005 et différentes estimations de réserves ultimes récupérables.



Dans cette étude, l'indicateur retenu pour mesurer la taille des gisements (qui permet de les qualifier de géants ou non), en l'occurrence les réserves ultimes récupérables, s'est révélé très important. Auparavant, les ressources ultimes récupérables s'obtenaient en additionnant la production cumulée et les réserves récupérables. Or, le concept de « réserves récupérables » est une donnée très évolutive, ce qui a une incidence sur le volume des réserves ultimes récupérables. Pour réduire à son minimum l'incidence de cette dimension évolutive, le groupe UHDSG a retenu, pour l'étude, la somme des réserves prouvées et probables (2P).

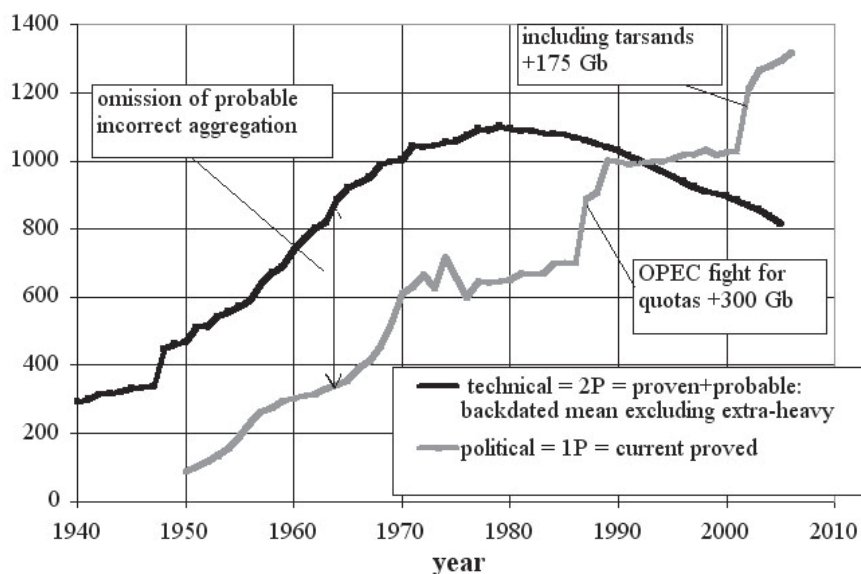
Les nombreuses et diverses estimations effectuées ces dix dernières années évaluent les réserves ultimes récupérables entre 1 750 et 2 050 Gb. Ces fortes disparités tiennent notamment au fait que toutes les estimations ne tiennent pas compte des mêmes qualités de pétrole : ainsi, certaines incluent les sables asphaltiques, tandis que d'autres ne tiennent compte que du pétrole conventionnel. De surcroît, les estimations tiennent compte de gisements « qui seront découverts dans un avenir proche ». Or, cette dimension de la mesure a un caractère incertain et le chiffre correspondant est l'objet de nombreuses controverses.

Un calcul de la moyenne des estimations effectuées ces dix dernières années permet d'évaluer les réserves ultimes récupérables à 2 250 Gb ; on obtient un chiffre similaire en additionnant les quelque 1 000 Gb produits à ce jour et les estimations de l'IHS Energy, qui évalue à 1 200 Gb les réserves 2P restantes [3.10]. D'après la base de données sur les gisements géants, les réserves ultimes récupérables des 507 gisements géants seraient comprises entre 1 150 et 1 550 Gb ; en d'autres termes, si l'on évalue les ressources ultimes récupérables au niveau mondial à 2 250 Gb, celles des gisements géants en représentent environ 55 pour cent. À l'évidence, les gisements géants ont donc jusqu'à présent joué un rôle prépondérant dans la production et la production de pétrole continuera d'en dépendre dans l'avenir.

### 3.3. Découverte de pétrole brut

Estimer la quantité de pétrole susceptible d'être produite dans l'avenir suppose de connaître la quantité découverte, les dates de ces découvertes et la quantité que l'on peut espérer trouver. Chaque année, *Oil & Gas Journal* [3.5], *BP Statistical Review of World Energy* [3.6] et *World Oil* [3.7] publient des statistiques sur la production et la consommation de pétrole ainsi que sur les réserves. Les réserves calculées annuellement à partir de ces bases de données ouvertes correspondent à la somme des réserves 1P, des réserves politiques et des réserves de sables asphaltiques du Canada. Jean Laherrere, ancien responsable de l'exploitation au sein du groupe pétrolier français Total, a recueilli pendant de nombreuses années des données sur les réserves et les a présentées dans différents articles [3.8], [3.9]. Le Graphique 3.1 présente une série temporelle des réserves dites « politiques », par opposition aux réserves « techniques ». L'analyse des réserves dites « politiques » semble indiquer qu'elles augmentent au fil du temps.

Graphique 3.1. **Réserves mondiales de pétrole en milliards de barils (Giga barils, Gb) déclarées comme prouvées (1P) et prouvées + probables (2P) [3.9]**



**Dont sables asphaltiques + 175 GB**

**Omission d'une probable agrégation incorrecte**

**Guerre des quotas de l'OPEP + 300 Gb**

**Réserves techniques = 2P = prouvées + probables : réserves médianes rétrodatées hors pétrole lourd**

**Réserves politiques = 1P = actuellement prouvées**

À l'inverse, l'analyse des réserves dites « techniques » (réserves rétrodatées 2P, hors pétrole extra lourd) aboutit à un résultat totalement différent : elles atteignent un maximum en 1980 ou aux alentours de cette date, et baissent ensuite de manière évidente. L'avenir de la production de pétrole apparaît alors sous un jour nettement moins positif.

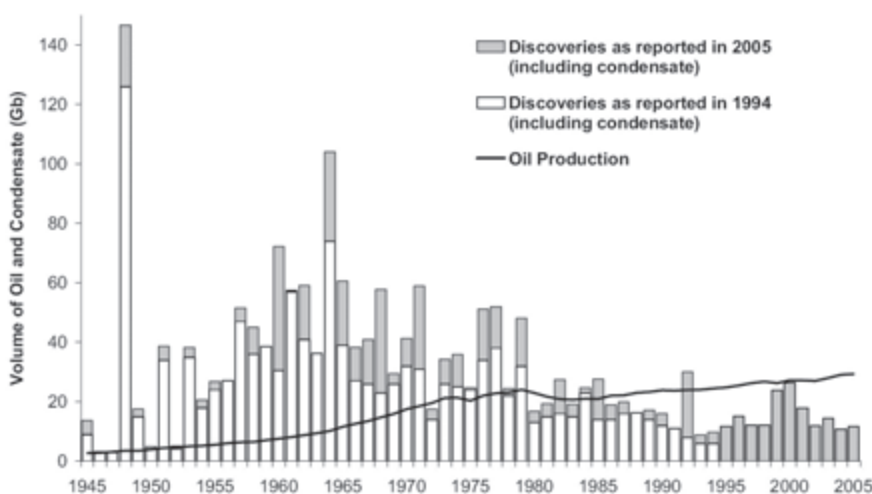
À chaque fois qu'un nouveau gisement est découvert, les estimations sont réalisées selon la classification en réserves 1P, 2P et 3P, présentée au point 3.1. Ces premières estimations sont effectuées au cours de l'année de découverte du gisement. Des estimations plus exactes peuvent être effectuées pendant la phase de production, qui commence en principe plusieurs années plus tard. Bien que ces calculs puissent, dans un petit nombre de cas, aboutir à réviser à la baisse la taille annoncée du gisement, on observe en principe une augmentation des réserves, qui peut être due à des extensions de gisement, à la révision d'estimations antérieures et à l'arrivée sur le marché de nouvelles technologies, qui améliorent la récupération de pétrole. La question se pose alors de la date à laquelle il convient de tenir compte de cette augmentation. Les bases de données sectorielles, comme celles d'IHS Energy [3.10] reportent ces changements de taille des gisements au moment de la découverte. Ce procédé porte le nom de rétrodatation (*backdating*). Sur le Graphique 3.1, les points qui composent la courbe des réserves « techniques » sont rétrodatés : l'intégralité du pétrole présent dans le gisement a donc été découvert la même année que le gisement lui-même, si bien que les réserves 2P atteignent visiblement un plafond aux alentours de 1980, avant de diminuer.

Le Graphique 3.2 présente les découvertes annuelles mondiales de réserves 2P, comprenant à la fois le pétrole et les condensats, telles qu'elles ont été annoncées en 1994 et 2005. La différence entre 1994 et 2005 concernant les découvertes annoncées pour une année donnée tient à la

rétrodatation de l'augmentation de la taille des gisements existants. Dans les années 60 et 70, les méthodes utilisées pour découvrir les gisements étaient moins sophistiquées que celles appliquées ces dix dernières années. Il n'est donc pas surprenant que l'augmentation de la taille des gisements soit plus importante pour ces deux décennies. Ces données permettent en outre de tirer un enseignement important : les gisements découverts ne seront plus jamais aussi nombreux ni aussi grands qu'au milieu du siècle dernier.

Une autre étude sur la découverte de gisements géants (Graphique 3.3), qui sont actuellement à l'origine de plus de 50 pour cent de la production mondiale de pétrole brut, brosse un tableau plus clair de la situation. Si l'on a découvert autant de gisements géants dans les années 90 que dans les années 40, ceux découverts dans les années 40 étaient quatre fois plus grands que ceux découverts dans les années 90. Il ne fait donc aucun doute que l'industrie pétrolière a connu son âge d'or dans les années 60 et qu'il est peu probable qu'elle le connaisse de nouveau un jour.

**Graphique 3.2. Découvertes annuelles mondiales de pétrole et de condensats, telles qu'annoncées en 1994 et 2005 et production de pétrole en milliards de barils (Gb).  
La différence entre 1994 et 2005 concernant les réserves annoncées correspond à la croissance des réserves**



**Axe des ordonnées : volume de pétrole et de condensats (Gb)**

**Découvertes, telles que déclarées en 2005 (y compris les condensats)**

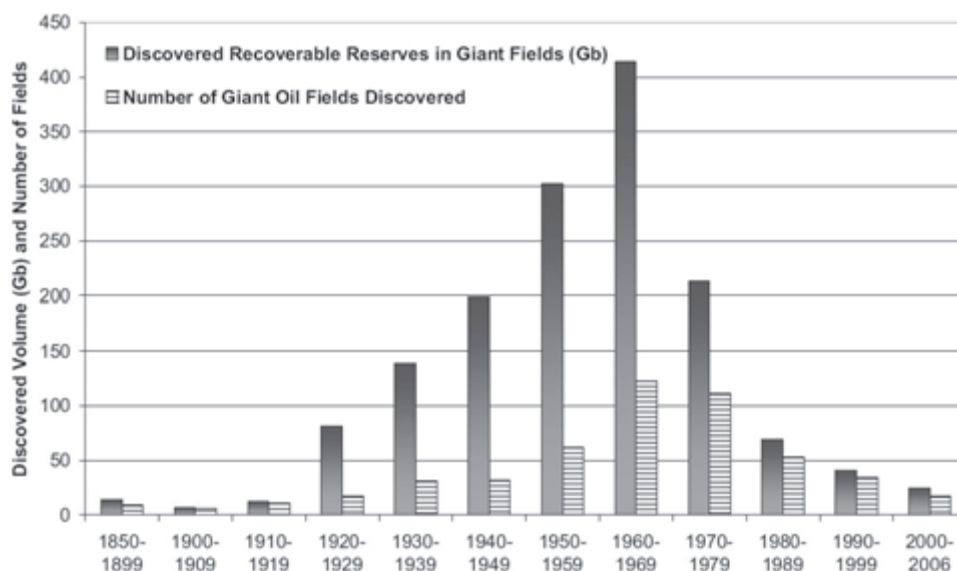
**Découvertes, telles que déclarées en 1994 (y compris les condensats)**

**Production de pétrole**

*Source : d'après des données d'IHS Energy, d'ASPO et d'Oil & Gas Journal [1.6].*

Si l'on ajoute les découvertes apparaissant sur le Graphique 3.2 et celles effectuées depuis le début du 21<sup>ème</sup> siècle, les découvertes cumulées totales sont, à ce jour, proches de 1 800 Gb. La consommation cumulée totale atteignant 1 000 Gb, les réserves s'établissent à 800 Gb, ce qui correspond au chiffre apparaissant sur le Graphique 3.1. Pourtant, dans un rapport de 2000, l'USGS estimait que les découvertes s'établiraient à 3 345 Gb à l'horizon 2025 [3.1]. C'est également ce chiffre qu'a utilisé l'AIE pour construire son scénario de référence de la production future de pétrole. Or, d'après les tendances statistiques qui apparaissent sur le Graphique 3.4, il est peu probable que les découvertes cumulées atteignent les 3 345 Gb prédits à l'horizon 2025.

Graphique 3.3. **Gisements géants découverts par décennie, en nombre de gisements et en réserves ultimes récupérables.**  
**Les données utilisées sont les estimations de réserves ultimes récupérables les plus optimistes [1.6]**

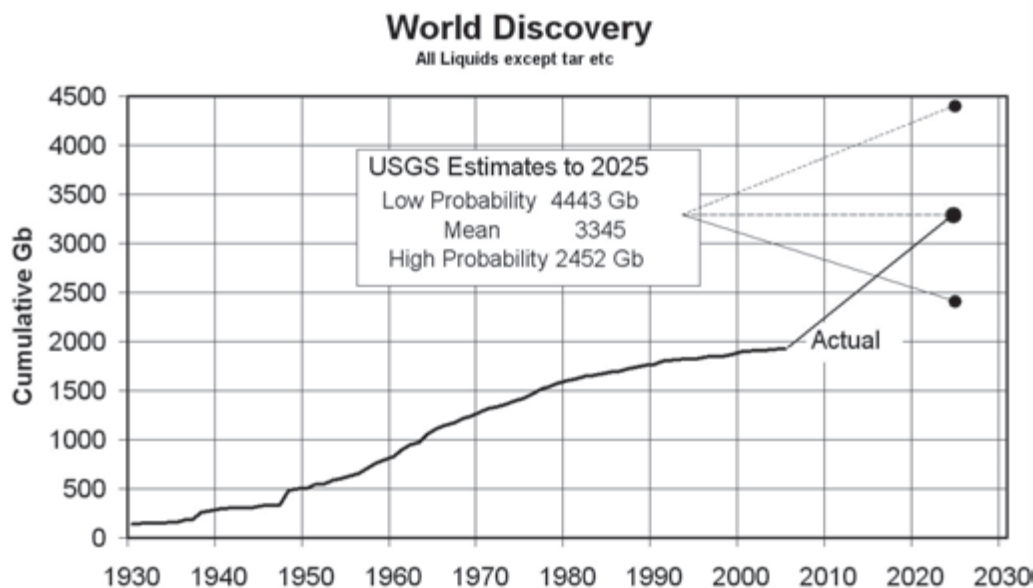


**Axe des ordonnées : volume découvert (en Gb) et nombre de gisements découverts**  
**Réserves récupérables découvertes dans les gisements géants (Gb)**  
**Nombre de gisements géants découverts**

Le Graphique 3.2 montre que le taux de découverte tend à ralentir ; le taux de découverte sur dix ans connaît une baisse logarithmique. Une extrapolation de cette tendance pour les 30 années à venir aboutit à une prévision de découverte de nouveaux gisements représentant 150 Gb de réserves. En supposant que les gisements existants connaîtront une croissance de l'ordre de 150 Gb, la valeur cumulée totale du pétrole brut découvert devrait atteindre 2 100 Gb à l'horizon 2030. Ce chiffre est bien loin de celui annoncé par l'USGS et utilisé par l'AIE pour élaborer son scénario.

Graphique 3.4. **Découvertes mondiales cumulées de pétrole brut [1.1] et estimation de l'USGS concernant les découvertes de pétrole brut à l'horizon 2025**

**Découvertes mondiales**  
Tous liquides sauf sables asphaltiques etc.



**Axe des ordonnées : découvertes cumulées (Gb)**

**Estimations de l'USGS jusqu'en 2025**

**Probabilité basse : 4 443 Gb**

**Probabilité médiane : 3 345 Gb**

**Probabilité haute : 2 452 Gb**

Lors de la sixième conférence de l'ASPO, qui s'est tenue à Cork les 16 et 17 septembre 2007, Ray Leonard a présenté des données de la conférence organisée à Hedberg en 2006 [3.12]. Cet événement a rassemblé des experts du secteur privé, des représentants d'entreprises publiques, des universitaires et des consultants, qui ont échangé leurs vues sur les réserves mondiales de pétrole et leur potentiel de croissance. Des représentants des six premières compagnies privées, des principales compagnies indépendantes, de l'OPEP, de grandes entreprises publiques (Aramco, Petrobras, Petronas, Pemex), d'organismes publics et de groupes de réflexion étaient au nombre des participants, qui avaient tous été invités et devaient présenter une communication sur leur domaine de compétence. La conférence était interdite à la presse et seuls les participants ont eu connaissance des communications, ce qui a permis un débat plus ouvert.

Les estimations de croissance des réserves réalisées par des experts du secteur ont été comparées à celles de l'USGS pour sept régions : Sibérie occidentale, Delta du Niger, Afrique du Sud-Ouest, Nord de la région Caspienne, gisements en Mer du Brésil et Arabie saoudite. Ray Leonard a souligné qu'il avait effectué personnellement l'estimation pour la Sibérie occidentale, et avoir constaté que seulement 15 pour cent du chiffre de 55 Gb avancé par l'USGS était réaliste. L'USGS parvient à un chiffre total de 368 Gb pour les sept régions explorées, mais d'après les experts du secteur pétrolier, seule une évaluation égale à 36 pour cent de ce chiffre serait réaliste. **Si cette conclusion vaut également pour le reste du monde, il y a lieu d'en déduire que l'AIE doit arrêter d'utiliser les données de l'USGS pour élaborer des scénarios de la production future de pétrole.**

### 3.4. Découverte de pétrole lourd

Les gisements de pétrole situés dans l'Alberta, au Canada, et dans la ceinture de l'Orénoque, au Venezuela, sont généralement qualifiés de gisements de pétrole non conventionnel. Ce terme vient de ce qu'à l'origine, il n'a pas été possible de recourir à des techniques de forage et méthodes de production conventionnelles pour produire ce pétrole, essentiellement en raison de sa densité et de sa forte viscosité.

Toutefois, les gisements de pétrole lourd ne se rencontrent pas que dans ces deux régions et existent partout dans le monde, par exemple dans la Kern River, en Californie, en Mer du Nord britannique (Captain) et à Duri, en Indonésie. Reste que c'est dans la ceinture de l'Orénoque et dans l'Alberta que se trouvent les deux plus grosses accumulations de pétrole lourd connues à ce jour. En général, on qualifie le pétrole extrait de la ceinture de l'Orénoque de pétrole lourd et le liquide extrait des sables asphaltiques de l'Alberta de bitume.

Dans la ceinture de l'Orénoque, les réserves établies sont de 37 Gb ; toutefois, la quantité de pétrole en place est en réalité nettement plus importante, de sorte qu'il existe un potentiel de croissance des réserves. Dans l'Alberta, on distingue deux catégories de réserves : celles qui peuvent être extraites par extraction minière, qui représentent la plus petite partie (32 Gb) et celles qui sont extraites par la technique *in situ*, qui constituent la plus grosse partie (142 Gb) [1.7].

### 3.5. Références

- [3.1] USGS World Energy Assessment Team, *U. S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000*, <http://pubs.usgs.gov/dds/dds-060/>
- [3.2] On trouve une description détaillée des ressources et réserves dans la partie 5, intitulée « *Definitions of Resources and reserves* », du manuel Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook, [www.ccpge.ca/guidelines/cogeh\\_section5\\_definitions\\_51-101-2667.pdf](http://www.ccpge.ca/guidelines/cogeh_section5_definitions_51-101-2667.pdf)
- [3.3] Mahmoud M. Abdul Baqi et Nansen G. Saleri, *Fifty-Year Crude Oil Supply Scenarios: Saudi Aramco's Perspective*, 24 février 2004, CSIS, Washington D.C., [http://www.csis.org/media/csis/events/040224\\_baqiandsaleri.pdf](http://www.csis.org/media/csis/events/040224_baqiandsaleri.pdf)
- [3.4] Meling, Leif Magne: *How and for how long it is possible to secure a sustainable growth of oil supply* (Powerpoint presentation), 7 février 2004, [http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=en&name=en\\_830170164.pdf](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=en&name=en_830170164.pdf)
- [3.5] Oil&Gas Journal, <http://www.ogj.com/index.cfm>
- [3.6] BP Statistical Review of World Energy, <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471>
- [3.7] World Oil, <http://www.worldoil.com>

- [3.8] Colin J. Campbell et Jean H. Laherrère (1998), *The end of Cheap Oil*, Scientific America, mars 1998, disponible à l'adresse : <http://dieoff.org/page140.htm>
- [3.9] Jean H. Laherrère, *Uncertainty of data and forecasts for fossil fuels*, Universidad de Castilla-La Mancha, Ciudad Real, 24 avril 2007  
[www.hubbertpeak.com/laherrere/Castilla200704.pdf](http://www.hubbertpeak.com/laherrere/Castilla200704.pdf)
- [3.10] Page accueil de la société IHS : <http://energy.ihs.com/index.htm>
- [3.11] Référence [3.2], page 68.
- [3.12] Ray Leonard, *World Oil Reserves and Production: Industry view*, Sixième Conférence de l'ASPO, 16 septembre 2007.

#### 4. TENDANCES HISTORIQUES DE LA CONSOMMATION ET LIMITES POUR LA CONSOMMATION FUTURE

*BP Statistical Review of World Energy* [4.1] est probablement la publication la plus citée en matière de statistiques sur la consommation de pétrole (elle est disponible gratuitement sur Internet). Elle présente des chiffres détaillés de la consommation de pétrole brut, de schistes bitumeux, de sables asphaltiques et de LGN (liquides de gaz naturel : contenu liquide du gaz naturel lorsqu'il est récupéré séparément). En 2005, la consommation de ces produits aurait atteint 81.1 mbpj.

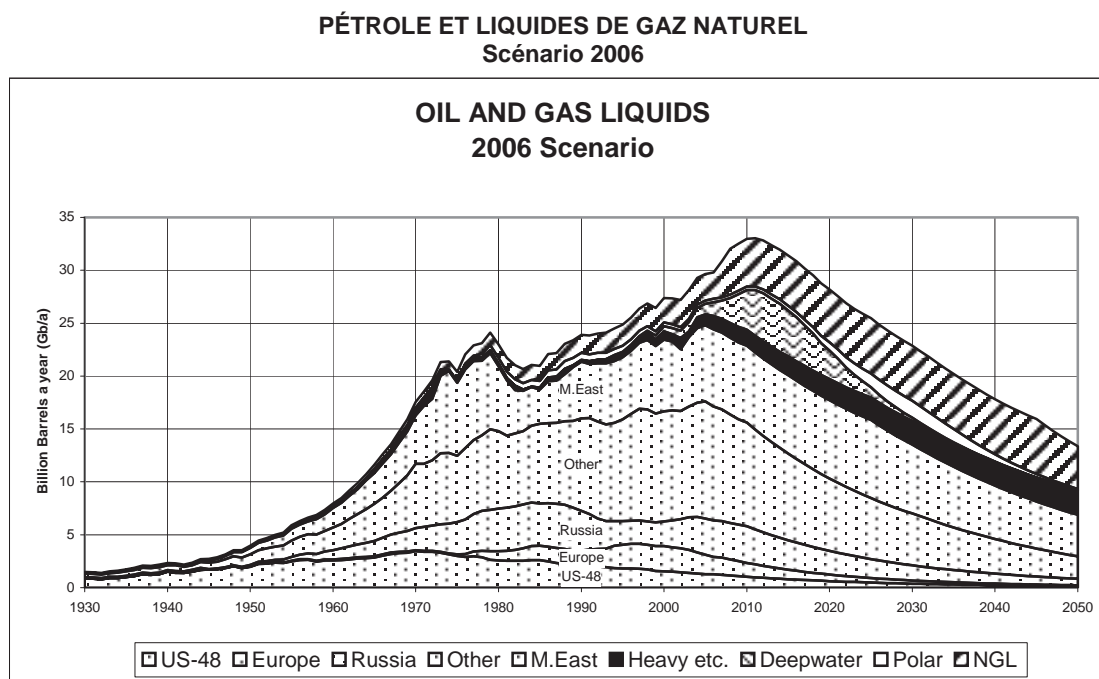
L'AIE a adopté une autre pratique statistique pour les données qu'elle publie, qui consiste à intégrer au pétrole non conventionnel les carburants liquides synthétisés par partir du charbon (procédé CTL), etc. Elle tient également compte des « gains de raffinerie », qui correspondent à l'augmentation du volume de produits qui sort des raffineries par rapport à celui qui y entre. Elle aboutit ainsi à une consommation mondiale de 84.5 mbpj en 2005.

##### 4.1. Prévisions de production selon le modèle de déplétion

Dans la publication intitulée « *The Peak and Decline of World Oil and Gas Production* », la production de pétrole, selon les statistiques publiées par BP, a été subdivisée en cinq catégories : pétrole ordinaire, pétrole lourd, pétrole produit en eaux profondes, pétrole polaire et liquides de gaz naturel [1.1]. Le Graphique 4.1 est une version actualisée [4.2] de celle présentée dans cette publication.



Graphique 4.1. **Production de pétrole et de liquides de gaz naturel jusqu'en 2006 [4.2] et scénarios de production décrits dans [1.1]. Le pétrole ordinaire est subdivisé en : EU-48, Europe, Russie Moyen-Orient et autre, qui désigne le reste du monde**



**Axe des ordonnées : milliards de barils par an (Gb/ an)**

**EU-48 Europe Russie Autre Moyen-Orient Pétrole lourd etc. Eaux profondes Polaire LGN**

Sur le Graphique 4.1, le pétrole ordinaire est subdivisé en plusieurs fractions : EU-48, Europe, Russie, Moyen-Orient et reste du monde. La production future de pétrole ordinaire a été évaluée pays par pays, et les résultats obtenus ont été additionnés pour réaliser le Graphique. Les autres catégories ont toutes fait l'objet d'une étude séparée et les résultats obtenus ont été ajoutés aux données concernant le pétrole ordinaire. L'évaluation de la production future de pétrole ordinaire repose sur l'hypothèse selon laquelle les réserves d'un pays ne peuvent s'épuiser qu'à hauteur d'un certain pourcentage : le taux de dépletion.

Quand on ne dispose que des données relatives à la production annuelle, l'évolution de la production d'un pays peut s'exprimer en termes de taux de déclin, défini comme l'évolution relative négative de la production sur l'année.

(Taux de déclin) = (production de l'année précédente - production de l'année actuelle) / (production de l'année précédente).

Le taux de déclin n'est toutefois pas adapté pour élaborer des scénarios de la production future, puisque son calcul ne tient pas compte des réserves.

Le taux de déplétion se distingue du taux de déclin par le fait qu'il tient compte de la quantité de pétrole restante. Il s'obtient en *rapportant la production de l'année considérée à la quantité de pétrole restante*.

$$(\text{Taux de déplétion}) = (\text{production de l'année}) / (\text{quantité de pétrole restante au début de l'année})$$

À l'évidence, la quantité de pétrole restante est d'autant plus faible que la quantité produite est importante. À taux de production constant, le taux de déplétion augmente, tandis que le taux de déclin est nul. Le taux de déplétion ne peut jamais devenir négatif.

La production des années antérieures permet de connaître l'évolution statistique de la déplétion ; les nouvelles réserves sont ajoutées sur la base des actualisations précédentes et des estimations du pétrole qui devrait être découvert dans le pays. C'est en Mer du Nord que les taux de déplétion sont les plus élevés et au Moyen-Orient qu'ils sont les plus faibles. L'intérêt de ce modèle tient à ce qu'il repose sur un fait incontestable, à savoir qu'il faut découvrir le pétrole avant de le produire.

Les prévisions actualisées apparaissant sur le Graphique 4.1 constituent une actualisation des chiffres indiqués dans le Tableau 4.1 pour le pétrole conventionnel et polaire. La production de bitume, de pétrole lourd, de pétrole en eaux profondes et de liquides de gaz naturel n'est pas prise en compte dans ces chiffres.

Tableau 4.1. **Production de pétrole conventionnel ordinaire en 2000 et 2005 et prévisions de production basées sur les ressources pour 2010, 2020 et 2030**

La production de bitume, de pétrole lourd, de pétrole en eaux profondes et de liquides de gaz naturel n'est pas prise en compte

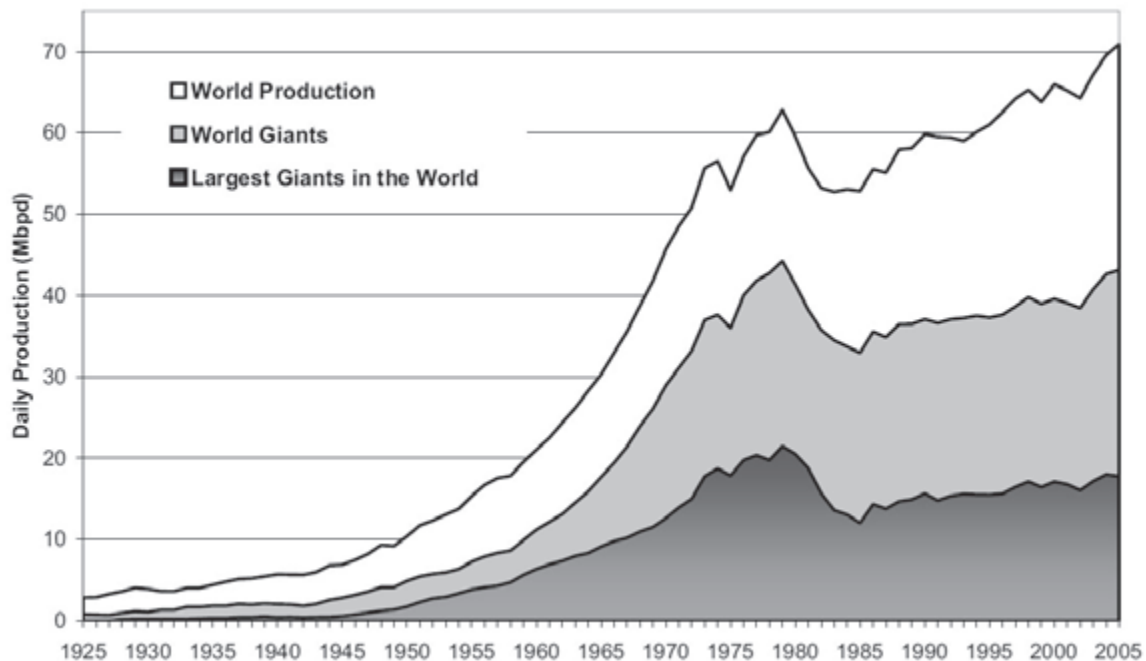
Région	2000 mbpj	2005 mbpj	2010 mbpj	2020 mbpj	2030 mbpj
Moyen-Orient, région du Golfe	18.54	19.77	19.86	20.23	17.80
Eurasie, y compris la Russie	11.27	15.32	16.07	11.54	7.99
Amérique du Nord	5.29	4.67	3.72	2.11	1.21
Amérique latine	8.43	7.97	5.99	3.69	2.31
Afrique	6.77	7.87	7.33	5.22	3.67
Europe	6.53	5.26	3.56	1.71	0.83
Asie-Pacifique	4.02	3.67	3.19	2.11	1.38
Moyen-Orient mineur	2.91	2.85	2.28	1.37	0.85
Autres producteurs mineurs	0.47	0.61	0.53	0.38	0.28
Pétrole polaire, Alaska	1.0	0.8	0.6	0.4	0.3
<b>Production mondiale totale de pétrole ordinaire</b>	<b>65</b>	<b>69</b>	<b>63</b>	<b>49</b>	<b>37</b>
Part du Moyen-Orient, région du Golfe	28 %	29 %	31 %	41 %	49 %

## 4.2. Production des gisements géants

Le point 3.3, « Découverte de pétrole brut », abordait la question des gisements géants, qui, au final, produiront individuellement 500 millions de barils (mb) de pétrole. La base de données réalisée par l'UHDSG (*Giant Oilfield Database*, UHDSG-GOD [1.6]) regroupe toutes les données

sur la production des gisements géants. Le Graphique 4.2 fait apparaître la part qu'ils représentent dans la production.

Graphique 4.2. **Production mondiale de pétrole, hors condensats et LGN, en mbpj, contribution de 312 gisements géants et de 21 gisements produisant plus de 0.1 mbpj pendant au moins un an et contribution des plus grands gisements [1.6]**



**Axe des ordonnées : production journalière (mbpj)**

**Production mondiale**

**Gisements géants dans le monde**

**Plus grands gisements géants dans le monde**

Le modèle de déplétion reposant sur des données par pays présente un inconvénient, à savoir que les résultats obtenus en additionnant les prévisions par pays présentent la même incertitude que ces prévisions individuelles. Si l'objectif premier est de réaliser une prévision à l'échelle mondiale, il est beaucoup mieux de subdiviser la production en retenant les fractions suivantes :

- Gisements de pétrole géants.
- Petits gisements de pétrole.
- Gisements de pétrole en eaux profondes.
- Développement de nouveaux gisements.
- Production de sables asphaltiques.
- Pétrole lourd – ceinture de l'Orénoque.
- Liquides de gaz naturel.

Les données utilisées pour constituer la base ouverte *Giant Oilfields* ne donnent pas toutes les mêmes chiffres en ce qui concerne les ressources ultimes récupérables. Par conséquent, la meilleure

manière de les utiliser consiste à les traiter comme des limites supérieures ou inférieures. Le Tableau 4.2 présente ces données pour les 20 plus grands gisements de pétrole du monde.

Tableau 4.2. **20 plus grands gisements de pétrole du monde en termes de réserves ultimes récupérables [1.6]**

Nom du gisement	Pays	Année de découverte	Mise en production	Ressources ultimes récupérables (Gb)
Ghawar	Arabie saoudite	1948	1951	66-150
Greater Burgan	Koweït	1938	1945	32-75
Safaniya	Arabie saoudite	1951	1957	21-55
Rumaila Nord et Sud	Irak	1953	1955	19-30
Bolivar Coastal	Venezuela	1917	1917	14-30
Samotlor	Russie	1961	1964	28
Kirkuk	Irak	1927	1934	15-25
Berri	Arabie saoudite	1964	1967	10-25
Manifa	Arabie saoudite	1957	1964	11-23
Shaybah	Arabie saoudite	1968	1968	7-22
Zakum	Abou Dabi	1964	1967	17-21
Cantarell	Mexique	1976	1979	11-20
Zuluf	Arabie saoudite	1965	1973	11-20
Abqaiq	Arabie saoudite	1941	1946	13-19
Baghdad Est	Irak	1979	1989	11-19
Daqing	Chine	1959	1962	13-18
Romashkino	Russie	1948	1949	17
Khurais	Arabie saoudite	1957	1963	13-19
Ahwaz	Iran	1958	1959	13-15
Gashsaran	Iran	1928	1939	12-14

Une compagnie pétrolière qui dispose d'informations détaillées sur les gisements est en mesure d'effectuer des prévisions sophistiquées concernant la production future de pétrole. Fin 2005, la compagnie pétrolière publique mexicaine Pemex a réalisé, en interne, une prévision concernant la production du gisement géant Cantarell. L'entreprise a présenté deux scénarios : le « plus favorable » et le « moins favorable ». Le gisement Cantarell, qui est le deuxième du monde en termes de production, produisait 2 mbpj en décembre 2005. Le scénario « du meilleur » pronostiquait une production de 1.9 mbpj au cours de l'année suivante, alors que le scénario « du pire » annonçait 1.6 mbpj. Ces deux scénarios reposaient sur diverses estimations des ressources ultimes récupérables. La production réelle s'est finalement établie à 1.5 mbpj [4.3].

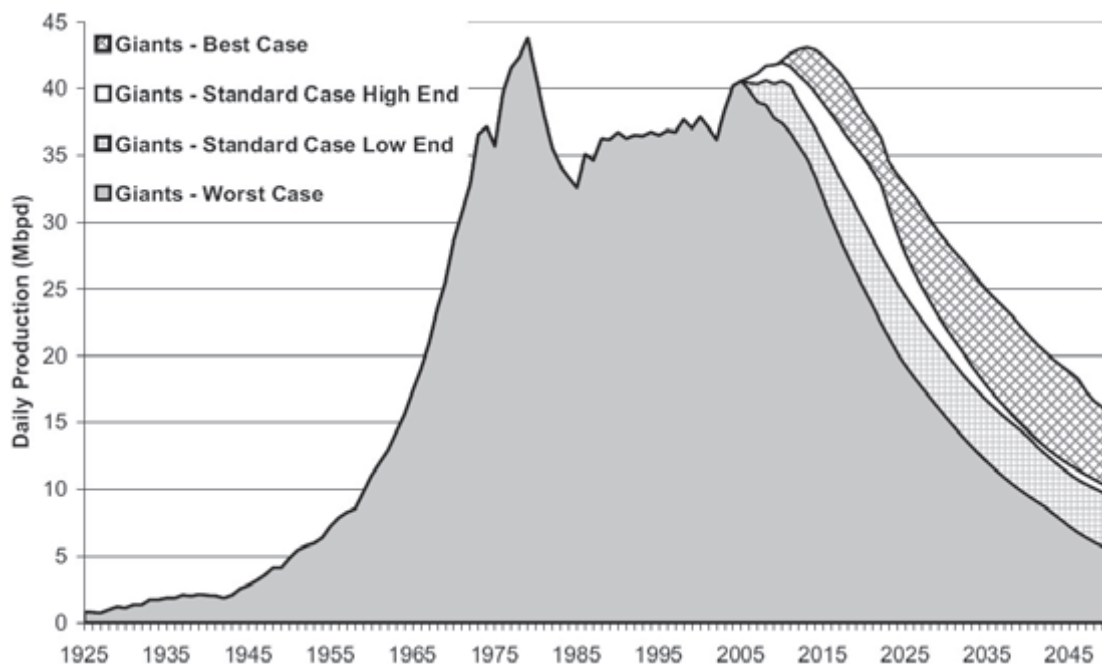
Le groupe UHDSG a mis au point un modèle pour prédire la production future des gisements géants [1.6]. Un modèle général a été appliqué, ainsi que divers résultats dépendant des limites supérieures et inférieures indiquées pour les ressources ultimes récupérables (l'autre paramètre important est le taux de déclin des gisements géants). Les données issues des scénarios réalisés pour

le gisement de Cantarell plaident en faveur d'une telle approche. Diverses conditions de production future seront simulées et l'écart entre les différents résultats aura valeur d'estimation de l'erreur.

La production d'un gisement géant évolue selon un schéma très spécifique. La production passée comporte la période de mise en production, suivie d'une première phase plateau, qui dépend des capacités de production installées. Il y a ensuite une autre phase plateau, suivie d'une baisse de la production. La somme de la production issue de ces trois phases devrait permettre de connaître la quantité de ressources ultimes récupérables utilisée. L'analyse de 20 gisements géants aboutit à des taux de déclin compris entre 6 et 16 pour cent ; trois taux différents (6, 10 et 16 pour cent) ont été utilisés pour élaborer différents scénarios.

Les résultats de cette analyse ont permis d'aboutir à quatre scénarios possibles différents : « du pire » et le « plus favorable », qui représentent les limites, et les scénarios les plus réalistes, dénommés « scénario standard bas » et « scénario standard haut ». Ces quatre scénarios sont présentés sur le Graphique 4.3.

Graphique 4.3. Production future des gisements de pétrole géants, en mbpj [1.6]



**Axe des ordonnées : production journalière (mbpj)**

**Gisements géants – scénario le plus optimiste**

**Gisements géants – scénario standard haut**

**Gisements géants – scénario standard bas**

**Gisements géants – scénario le plus pessimiste**

La plupart des gisements géants ayant été découverts entre 1940 et 1980 (c'est-à-dire en l'espace de quatre décennies), la production de la majorité d'entre eux va diminuer dans un délai relativement court et les taux de déclin élevés des gisements géants vont marquer le début de la fin de la production.

### 4.3. Production des petits gisements

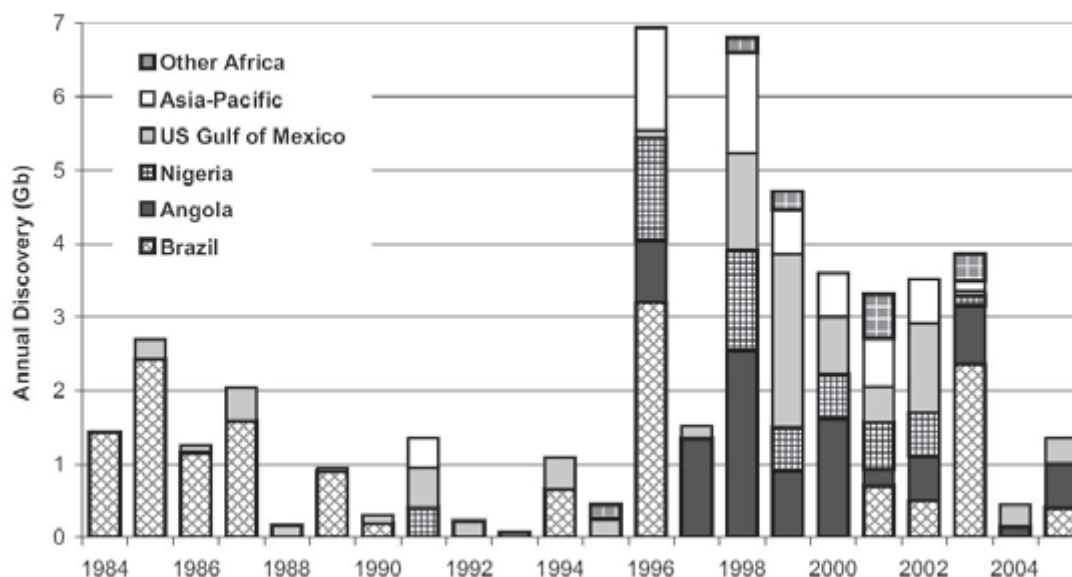
La production totale provenant des petits gisements existants est en baisse. À titre d'exemple, dans sa publication « *A report on energy trends, greenhouse gas emission and alternative Energy* », ExxonMobile estime que cette baisse est comprise entre 4 et 6 pour cent [4.4]. Les gisements géants ayant en principe un taux de déclin plus élevé, un taux de déclin de seulement 3 pour cent a été retenu pour la baisse de la production provenant des petits gisements.

### 4.4. Production des gisements de pétrole en eaux profondes

La mise au point de technologies pour l'exploration et la production en mer est à marquer d'une pierre blanche dans l'histoire du progrès technologique. Les 94 premiers projets de forage en mer ont été mis en œuvre à 11 mètres de profondeur à Summerland, Californie, en 1897. Aujourd'hui, une profondeur de l'ordre de 1 000 mètres est courante.

Jusqu'à présent, l'exploration en eaux profondes (plus de 500 mètres de profondeur) concerne essentiellement trois régions, qui recèlent la majorité des ressources découvertes : la partie du Golfe du Mexique qui appartient aux États-Unis, le Brésil et l'Afrique de l'Ouest. Le Graphique 4.4 fait apparaître les découvertes annuelles en eaux profondes et montre que ce type d'exploration a connu un véritable essor au milieu des années 80, notamment grâce aux avancées de l'imagerie en réflexion sismique, qui a permis de réduire le risque géologique associé à l'exploration en eaux profondes. Les données relatives aux gisements en eaux profondes ont été regroupées dans une base de données [1.6], qui a ensuite été utilisée pour établir des prévisions concernant la production attendue de ces gisements (voir Graphique 4.5).

Graphique 4.4. Découvertes annuelles en eaux profondes, en milliards de barils par an [1.6]



Axe des ordonnées : découvertes annuelles (Gb)

Reste de l'Afrique

Asie-Pacifique

Partie du Golfe du Mexique appartenant aux États-Unis

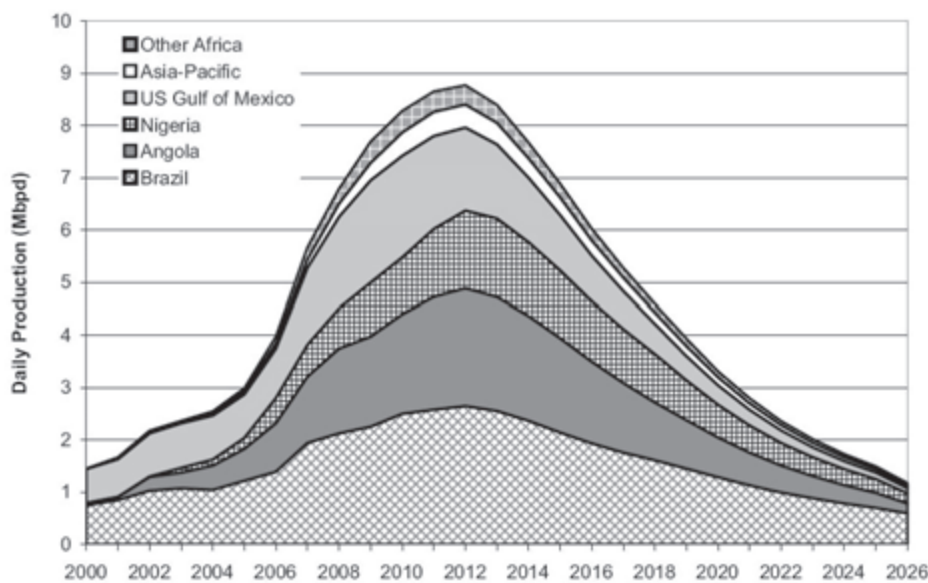
Nigéria

Angola

Brésil

Le pic des découvertes, à la fin des années 90, apparaît sur le Graphique sous forme d'un pic de production, à 8.8 mbpj aux alentours de 2012. Même s'il est possible que de nouvelles découvertes viennent atténuer la baisse de la production, on ne peut pas espérer que cette production compense la baisse de celle des gisements existants.

Graphique 4.5. Prévisions de production en eaux profondes, en mbpj [1.6]



Axe des ordonnées : production journalière (Gb)

Reste de l'Afrique

Asie-Pacifique

Partie du Golfe du Mexique appartenant aux États-Unis

Nigéria

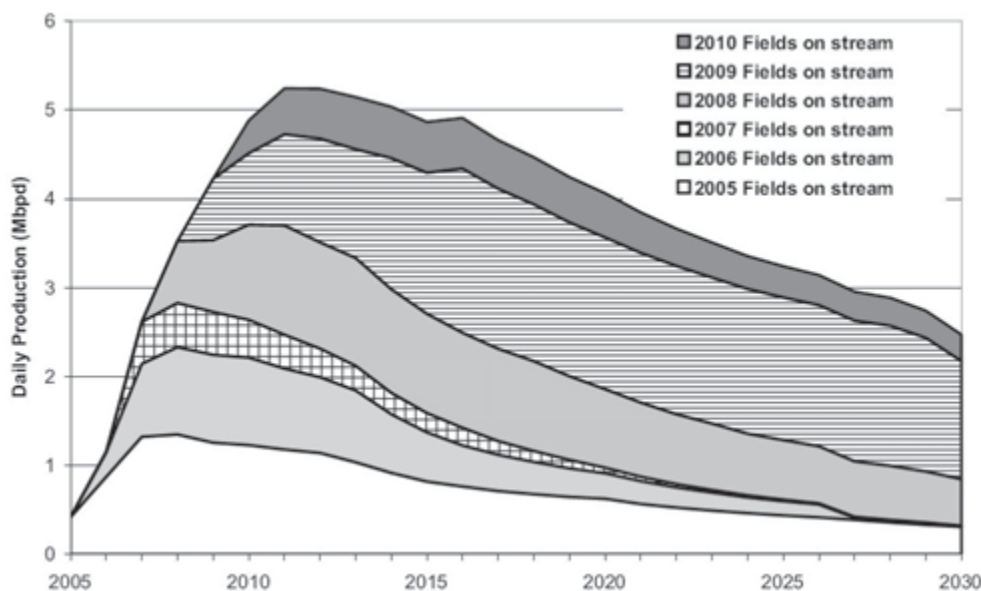
Angola

Brésil

#### 4.5. Production provenant du développement de nouveaux gisements

Le développement de nouveaux gisements pétroliers est déterminant pour la production future de pétrole. Ces gisements contribueront à combler l'écart entre la production des anciens gisements, en voie d'épuisement et la demande, en augmentation. La prévision concernant la production qui proviendra du développement de nouveaux gisements tient compte de tous les développements d'envergure, mais pas des projets de développement en eaux profondes (Graphique [1.6]). Notre base de données couvre plus de 80 gisements qui ont été mis en service en 2005 ou ne le seront pas avant 2013. Elle intègre également certaines extensions de gisements non géants, dont la mise en service est antérieure à 2005 (pour plus de précisions, voir référence 1.6, Annexe B).

Graphique 4.6. **Prévisions concernant la production liée au développement de nouveaux gisements, en mbpj**



Axe des ordonnées : production journalière (mbpj)

Gisements en service en 2010

Gisements en service en 2009

Gisements en service en 2008

Gisements en service en 2007

Gisements en service en 2006

Gisements en service en 2005

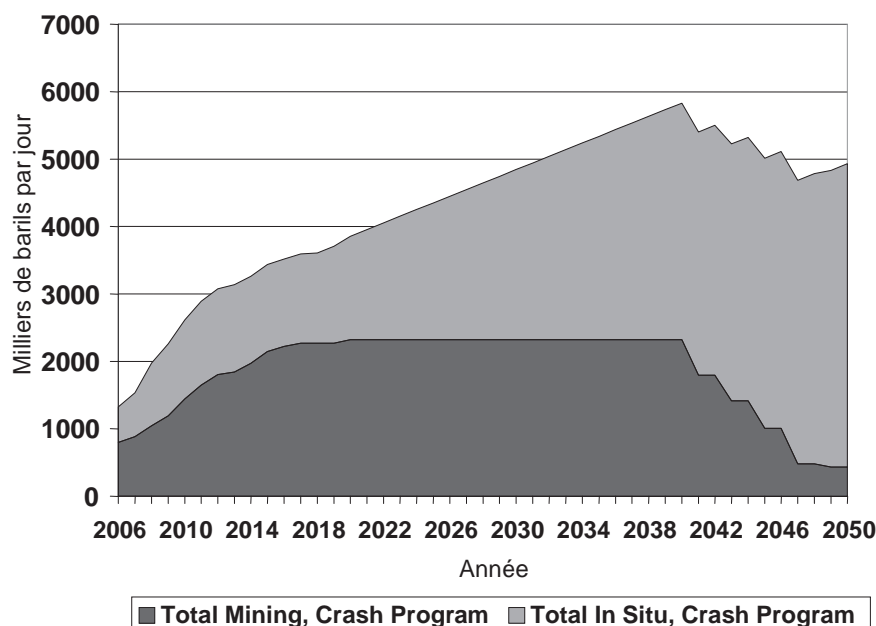
#### 4.6. Production provenant des sables asphaltiques canadiens

La totalité de la base de ressources en sables asphaltiques se trouve dans la province de l'Alberta, dans le Sud-Ouest du Canada. Le groupe UHDSG a élaboré un scénario de plan d'urgence pour l'industrie canadienne des sables asphaltiques (« *Crash Program Scenario for the Canadian Oil Sand Industry* ») [1.5]. Les sables asphaltiques sont en principe concentrés dans des roches poreuses et sont composés à 80 pour cent de sable, de silt et d'argile. La ressource réellement extraite des sables asphaltiques est le bitume, qui est lui-même retraité pour produire un pétrole brut synthétique (PBS) adapté aux raffineries traditionnelles.

Deux grands procédés sont utilisés pour extraire le bitume des sables asphaltiques : l'extraction à ciel ouvert et la récupération thermique *in situ*. L'extraction à ciel ouvert suppose d'enlever les roches de recouvrement pour atteindre les sables asphaltiques. 20 pour cent des réserves environ, soit 35.2 Gb, sont suffisamment proches de la surface pour être extraites selon ce procédé.



Graphique 4.7. **Production de pétrole, par extraction à ciel ouvert et récupération *in situ*, provenant des sables asphaltiques canadiens, en millions de barils [1.5]**



**Total de l'extraction à ciel ouvert, plan d'urgence**  
**Total de la récupération *in situ*, plan d'urgence**

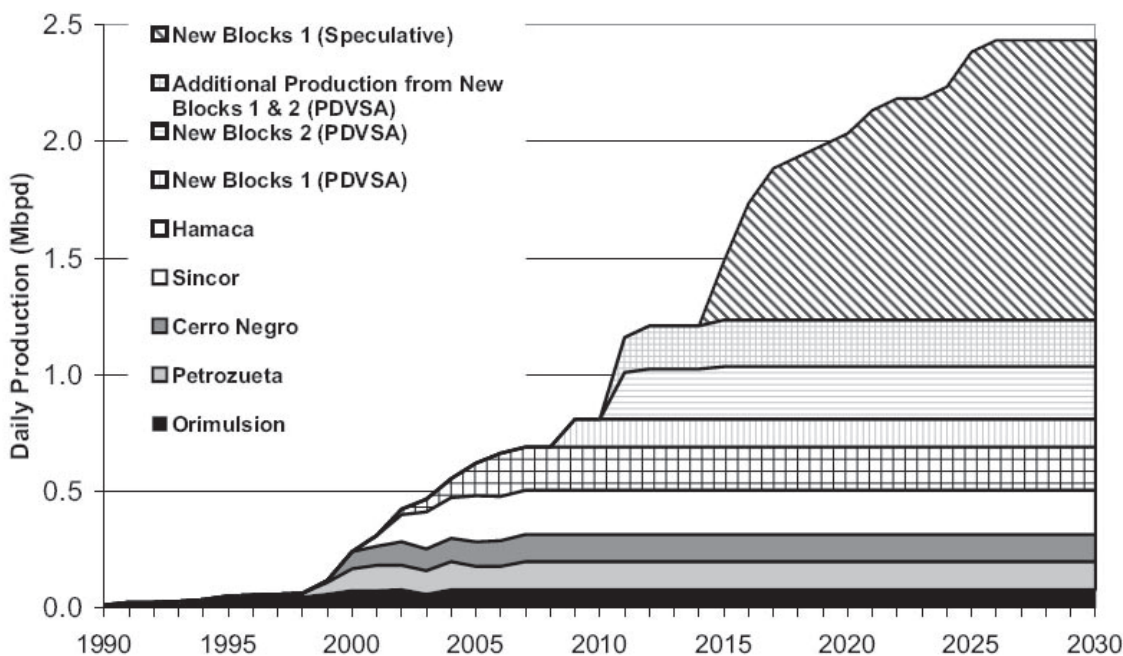
Lorsque les roches de recouvrement sont trop épaisses pour une extraction à ciel ouvert, on utilise la récupération *in situ*, en recourant à divers procédés de récupération thermique déjà décrits dans nos travaux. L'un des principaux obstacles au développement de la production *in situ* est qu'elle nécessite du gaz naturel. Selon la règle qu'applique l'industrie pétrolière, il faut 1 000 m<sup>3</sup> de gaz naturel pour produire un baril de bitume. En outre, il faut en également quelque 400 m<sup>3</sup> pour transformer un baril de bitume en un baril de pétrole brut synthétique [1.5]. Au total, 1 400 m<sup>3</sup> de gaz naturel sont donc nécessaires pour obtenir un baril de pétrole brut synthétique à partir de bitume. Il reste actuellement 142.2 Gb de réserves *in situ* établies. Le Graphique 4.7 fait apparaître la production dans les deux scénarios et montre que la production maximale, en 2030, s'établira à 5 mbpj ; toutefois, cette production élevée nécessite de l'énergie nucléaire pour produire de la vapeur.

#### 4.7. Production de pétrole lourd dans la ceinture de l'Orénoque au Venezuela

La quantité de pétrole en place dans la ceinture de l'Orénoque, riche en pétrole lourd, est de 1 360 Gb ; le facteur de récupération étant, d'après les dernières estimations, proche de 20 pour cent, les réserves s'établissent à 236 Gb. La mise au point de techniques de forage horizontal et l'amélioration du rapport coût-efficacité du forage et du pompage permettent désormais de récupérer le pétrole lourd sans avoir à recourir à de coûteux procédés thermiques. Il n'en reste pas

moins que malgré ces avancées technologiques, les méthodes thermiques continuent, dans une certaine mesure, d'être utilisées.

Graphique 4.8. **Production provenant de la ceinture de l'Orénoque, en mbpj, en termes de tendance historique et de prévisions jusqu'à 2030. À noter que seuls les gisements Hamaca, Cerro Negro, Petrozueta et Sincor sont effectivement en production [1.6]**



Axe des ordonnées : production journalière (mbpj)

Nouveau bloc 1 (spéculation)

Production supplémentaire des nouveaux blocs 1 + 2 (PVDSA)

Nouveau bloc 1 (PVDSA)°

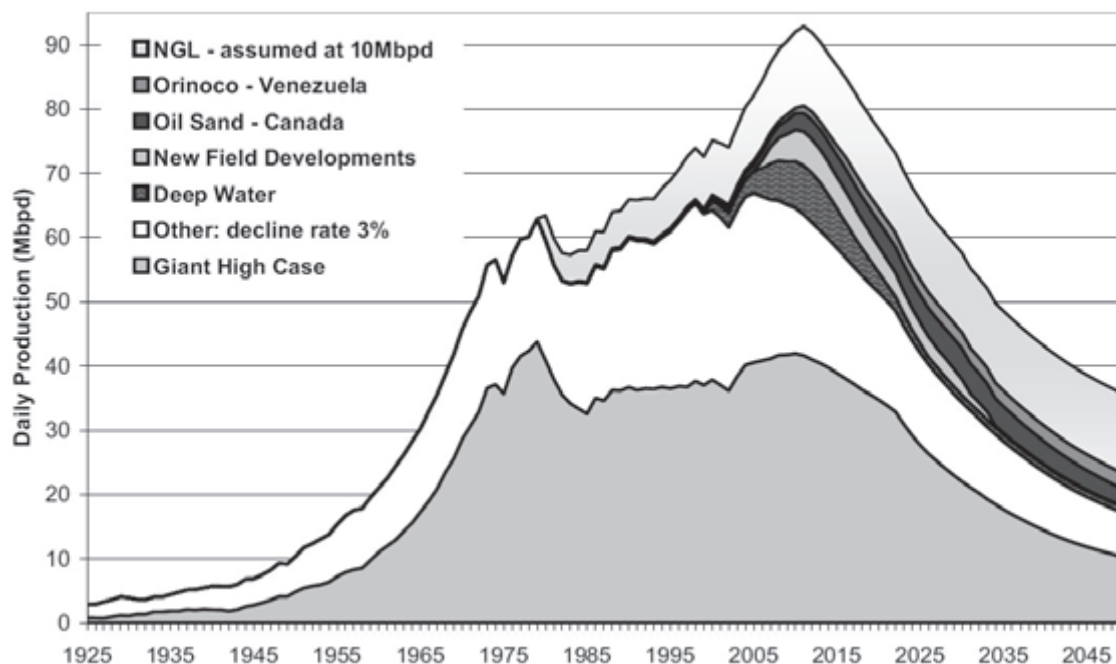
Le profil de production de la ceinture de l'Orénoque est une montée en cadence jusqu'à un plateau, puis un maintien de ce plateau pendant longtemps. Pour les quatre principaux projets de la région, l'objectif est de conserver un niveau de production de 0.6 mbpj pendant 35 ans. C'est ce niveau qui a été utilisé comme référence pour estimer la production future de la ceinture de l'Orénoque (Graphique 4.8). À partir de 2009, un nouveau bloc permettra de produire 0.12 mbpj de plus ; en 2010 un autre nouveau bloc et l'augmentation de la production du premier nouveau bloc se traduira par une hausse de la production de 0.35 mbpj. En conséquence, la production totale serait de 1.2 mbpj en 2012, en tenant compte d'une production supposée d'Orimulsion de 0.10 mbpj [1.6].

Toutefois, la base de ressources étant importante, on suppose qu'une extension supplémentaire, mise en service en 2015, finira par produire 1 mbpj à l'horizon 2020. Cette extension continuant de produire, la production totale atteindrait 2.4 mbpj à l'horizon 2025.

#### 4.8. Profil de production final et conclusions

L'étude sur les gisements géants visait à analyser le rôle prépondérant de ces gisements dans la production. Par conséquent, nous n'avons pas effectué d'analyse précise de la fraction « liquide de gaz naturel » et sommes partis de l'hypothèse d'une production constante par rapport au niveau actuel. Sur le Graphique 4.9, nous avons fait apparaître les différents types de liquides dans le « scénario standard haut ».

Graphique 4.9. Production mondiale de liquides, par type de liquide, en mbpj dans le « scénario standard haut » [1.6]



Axe des ordonnées : production journalière (mbpj)

LGN – supposée de 10 mbpj

Ceinture de l'Orénoque, Venezuela

Sables asphaltiques, Canada

Développement de nouveaux gisements

Eaux profondes

Autres : taux de déclin : 3 pour cent

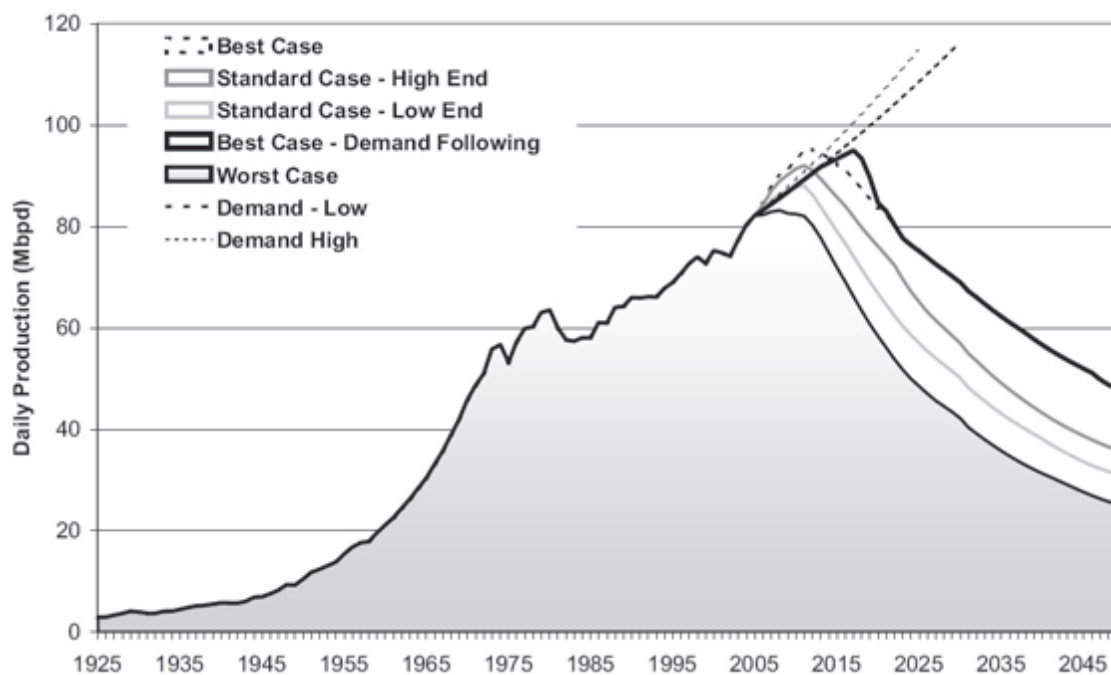
Gisements géants – scénario standard haut

Ce scénario admet une croissance de la production pendant plusieurs années consécutives à un taux supérieur au taux de 1.4 pour cent utilisé par l'AIE pour établir sa prévision de demande ; or, il n'est pas possible d'imaginer que la production atteindra 115 mbpj à l'horizon 2030. Dans ce scénario, le pic pétrolier sera atteint aux alentours de 2012.

Si l'on corrige les scénarios en retenant une croissance de croissance de la demande de 1.4 pour cent, le pic de la production de pétrole sera atteint en 2018 au plus tard, et on est alors dans le scénario le plus optimiste (Graphique 4.10).

Nous pensons toutefois qu'il est peu probable que le « scénario standard haut » se réalise, parce qu'il suppose que les 10 gisements géants figurant dans le Tableau 4.3 soient mis en production à brève échéance. Or, sept d'entre eux se trouvent en Irak et tout investissement dans ces gisements suppose que ce pays parvienne à une stabilité politique et économique.

Graphique 4.10. **Production mondiale de liquides en mbpj, dans tous les scénarios, avec correction du scénario le plus optimiste pour tenir compte d'une croissance de la demande de 1.4**



Axe des ordonnées : production journalière (mbpj)

Scénario le plus optimiste

Scénario standard haut

Scénario standard bas

Scénario le plus optimiste – suivi de la demande

Scénario le plus pessimiste

Demande faible

Demande élevée

Tableau 9.3. **Principales extensions de gisements, en milliers de barils par jour (kbpj) pris en compte dans le scénario le plus optimiste.**

On suppose que la production du gisement augmente progressivement

Gisement	Pays	Niveau maximum	Année du pic (kbpj)	Observations
Tengiz	Kazakhstan	825	2012	
Northern fields	Koweït	900	2013	Gros retard dans le projet
Majnoon	Irak	1000	2018	Extension progressive
West Qurnah	Irak	550	2015	
Halfayah	Irak	250	2014	Redéveloppement de gisements anciens
Nahr-Umr	Irak	500	2017	Redéveloppement de gisements anciens
Nasiryah	Irak	300	2016	Redéveloppement de gisements anciens
Zakum Upper	Abou Dabi	700	2013	Pression basse, porosité faible
Ratawi	Irak	200	2013	Redéveloppement de gisements anciens
Tuba	Irak	180	2015	Redéveloppement de gisements anciens

#### 4.9. Conclusions en termes de production

La production future de pétrole a été analysée en utilisant deux modèles : le « modèle de déplétion » et le « modèle des gisements géants ». Quel que soit le modèle utilisé, le pic de production se situe aux alentours de 2012. D'après le scénario standard haut du modèle des gisements géants, la production vient d'atteindre un plateau, restera constante pendant 5 à 7 ans, avant de connaître une baisse régulière.

Autre enseignement intéressant : les deux modèles prédisent une production comprise entre 50 et 60 mbpj en 2030. L'étude sur les gisements géants explique ce résultat par le fait que les gisements géants s'épuisent déjà rapidement et qu'ils sont actuellement à l'origine de plus de 50 pour cent de la production. Par conséquent, la production ne permettra pas de répondre à la demande de 101 mbpj que nous prévoyons en 2030 (voir point 2.2).

#### 4.10. Références

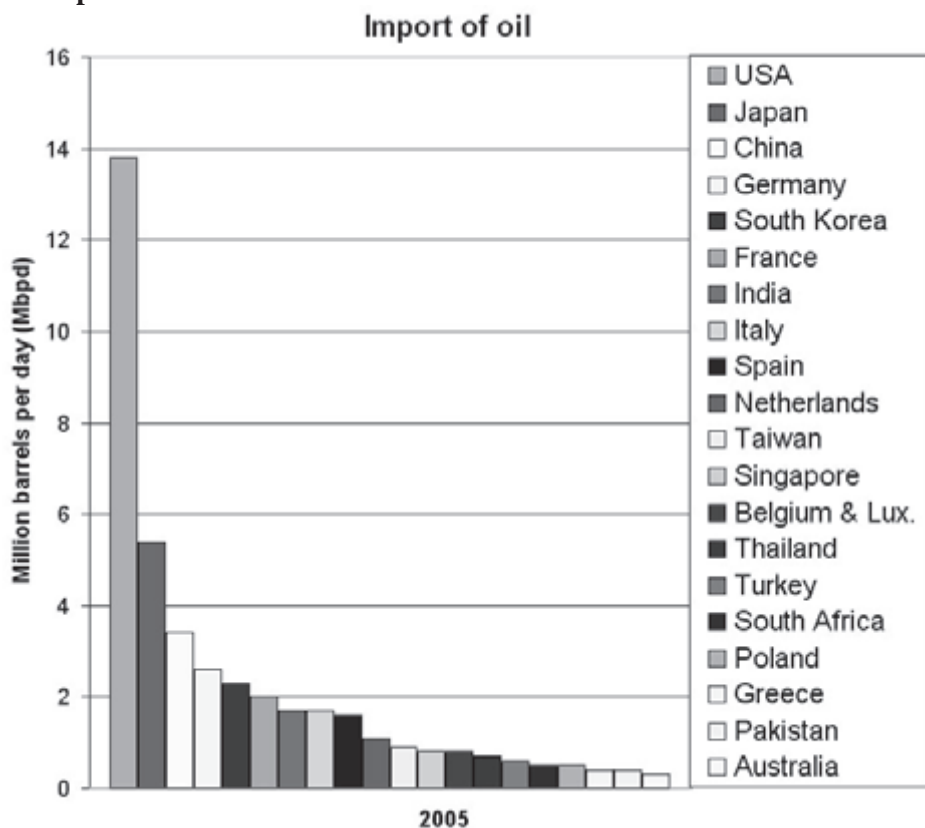
- [4.1] The BP Statistical Review of World Energy, [www.bp.com](http://www.bp.com)
- [4.2] Colin Campbell, ASPO Newsletter 81, [http://www.aspo-ireland.org/contentFiles/newsletterPDFs/newsletter81\\_200709.pdf](http://www.aspo-ireland.org/contentFiles/newsletterPDFs/newsletter81_200709.pdf)
- [4.3] David Luhnnow, DYING GIANT - *Mexico Tries to Save A Big, Fading Oil Field*, Wall Street Journal, 5 avril 2007, page A1.
- [4.4] ExxonMobil, *A report on energy trends, greenhouse gas emission and alternative Energy*, février 2004.

## 5. SCÉNARIOS D'IMPORTATION ET D'EXPORTATION

Il a toujours été difficile de convaincre les responsables politiques, les économistes etc., que le pic pétrolier n'est pas seulement une théorie, mais aussi une réalité. La description du pic pétrolier suppose le recours à des méthodes théoriques, tels que le « modèle de déplétion » et le « modèle des gisements géants » évoqués dans cette étude. Il est plus facile de convaincre de sa réalité en l'abordant sous l'angle des importations et des exportations. Jusqu'à présent, l'idée selon laquelle « **pour importer du pétrole, il faut que quelqu'un d'autre veuille en exporter** » fait l'unanimité. Le « moment du pic pétrolier » arrive et le pic pétrolier devient une réalité.

### 5.1. Pays importateurs et exportateurs

Les statistiques annuelles sur la production et la consommation de pétrole, publiées dans la *BP Statistical Review* [5.1] permettent d'identifier les importateurs nets et les exportateurs nets. En 2005, 48 millions de barils de pétrole par jour ont été exportés ; 29 pour cent du pétrole brut échangé dans le monde a été exporté à destination des États-Unis ; le Japon et la Chine se sont respectivement classés aux deuxième et troisième rangs des pays importateurs (respectivement destinataires de 11 pour cent et 7 pour cent des exportations mondiales).

Graphique 5.1. **Importations nettes de pétrole brut des vingt premiers pays importateurs [1.4]****Importations de pétrole**

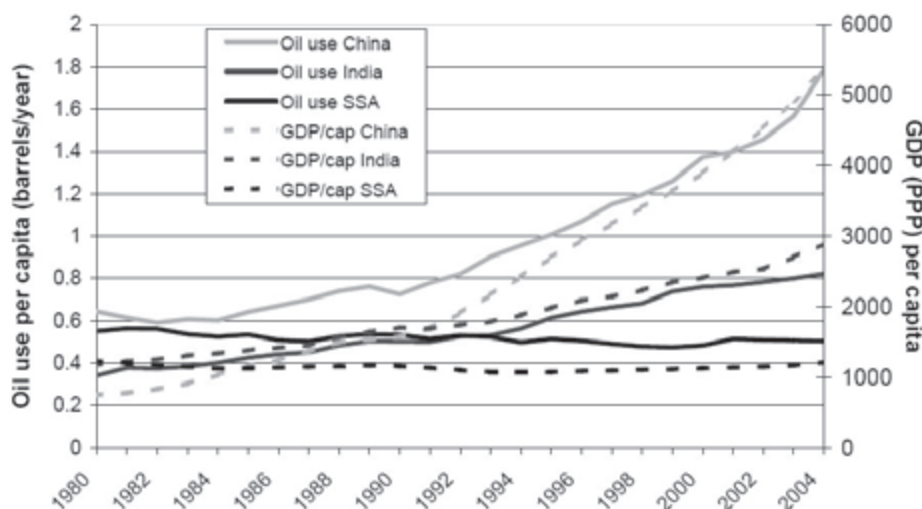
**Axe des ordonnées : millions de barils par jour (mbpj)**

**États-Unis, Japon, Chine, Allemagne, Corée du Sud, France, Inde, Italie, Espagne, Pays-Bas, Taiwan, Singapour, Belgique et Luxembourg, Thaïlande, Turquie, Afrique du Sud, Pologne, Grèce, Pakistan, Australie.**

À l'évidence, les pays qui ont besoin d'importer du pétrole doivent trouver des pays prêts à en exporter. À ce jour, ils y sont toujours parvenus, sauf dans les années 70 et 80, les flux de pétrole provenant du Moyen-Orient ayant été restreints. En principe, le pétrole importé dans un pays provient de sources diverses. L'analyse de l'ensemble des exportations démontre que l'Arabie saoudite est le premier pays exportateur, avec 9 mbpj ; la Russie arrive en deuxième position, avec 6.8 mbpj, suivie par la Norvège, avec 2.8 mbpj. Les exportations en provenance de la Norvège, pays membre de l'OCDE, sont désormais en baisse.

Ces 30 dernières années, le PIB mondial a augmenté de 3 pour cent par an en moyenne, tandis que la consommation de pétrole a connu une hausse moyenne de 1.6 pour cent par an [5.2]. Dans les pays en développement, la corrélation entre le PIB et la consommation de pétrole est supérieure à la moyenne. Le Graphique 5.2 fait apparaître cette corrélation pour la Chine, l'Inde et l'Afrique subsaharienne de 1980 à 2004. En Afrique subsaharienne, l'absence d'augmentation de la consommation de pétrole par habitant va de pair avec une absence de croissance du PIB par habitant [1.7].

Graphique 5.2. **Évolution du PIB (PPA) et de la consommation de pétrole par habitant en Chine, Inde et Afrique subsaharienne de 1980 à 2004**



**Axe des ordonnées, gauche : consommation de pétrole par habitant (barils par an)**

**Axe des ordonnées, droite : PIB (PPA) par habitant**

**Consommation de pétrole de la Chine**

**Consommation de pétrole de l'Inde**

**Consommation de pétrole de l'Afrique subsaharienne**

**Consommation de pétrole par habitant de la Chine**

**Consommation de pétrole par habitant de l'Inde**

**Consommation de pétrole par habitant de l'Afrique subsaharienne**

Dans l'édition 2006 du *World Energy Outlook*, l'AIE table sur une augmentation de la consommation de pétrole de 1.4 pour cent par an au cours des 25 prochaines années, ce qui suppose que la production atteigne 115 mbpj à l'horizon 2030 [2.6]. Quant à l'EIA, elle table, pour la même année, sur une production de 118 mbpj [2.7]. La production s'établissant actuellement à 85 mbpj, pour que les prévisions de ces deux organismes se confirment, il faudrait que la production mondiale connaisse une hausse de 30 mbpj par an [1.4].

Selon l'EIA, la consommation des États-Unis devrait enregistrer une hausse de 6.2 mbpj (30 pour cent) d'ici 2030. La production devant, selon les prévisions, rester constante, la totalité de ces hausses devra être satisfaite par des importations, ce qui suppose que les importations passent de 13.8 mbpj (chiffres 2005) à 20.0 mbpj, soit une augmentation de 45 pour cent.

La Chine consomme actuellement 7.4 mbpj et a importé 3.8 mbpj en 2006. Ces cinq dernières années, la consommation a augmenté de 9 pour cent par an en moyenne. La production de la Chine s'établit actuellement à 3.7 mbpj et devrait diminuer jusqu'en 2030. En ce qui concerne la hausse future de la consommation, une hausse de 9 pour cent aboutirait à une consommation de 54 mbpj, ce qui est deux fois plus élevé que la consommation des États-Unis et ne paraît pas réaliste. En revanche, une hausse de 5 pour cent placerait la Chine au même niveau que les États-Unis et supposerait d'importer environ 20 mbpj.

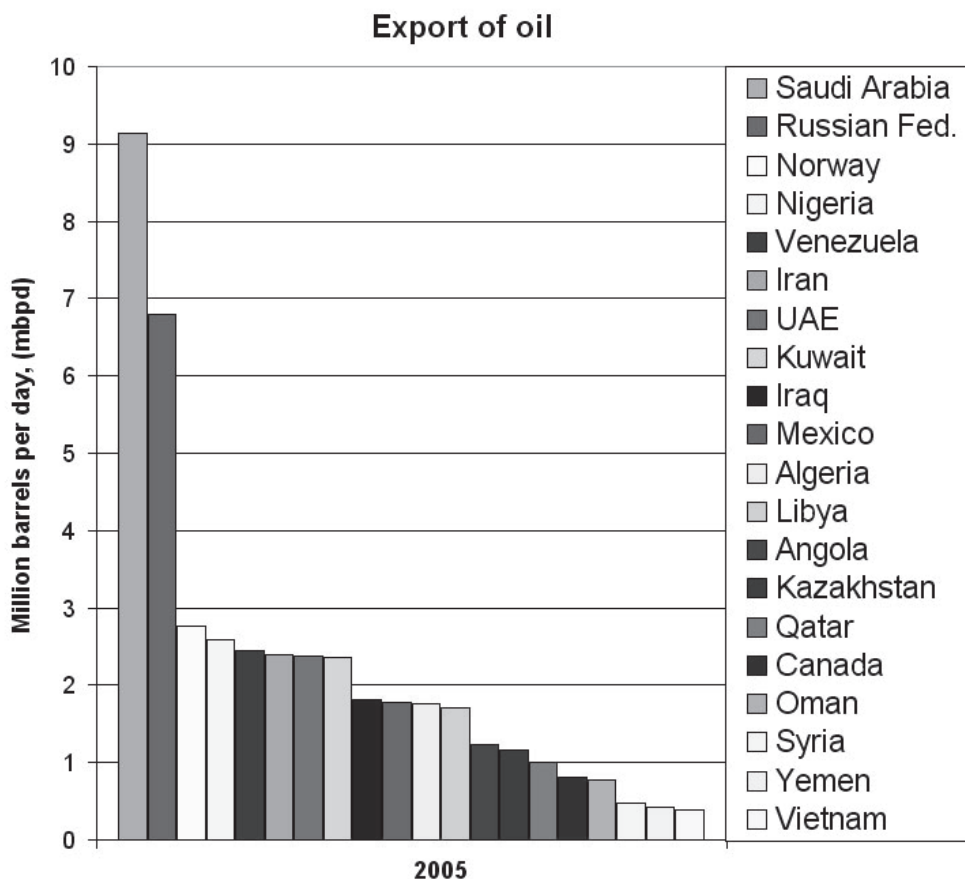


Les autres pays importateurs importent 31 mbpj ; une hausse de la consommation de seulement 1 pour cent par an nécessiterait d'importer 10 mbpj de plus, portant le besoin total d'importations à 80 mbpj environ, soit une augmentation de l'ordre de 30 mbpj. Reste à savoir si les pays exportateurs sont en mesure de répondre à cette demande.

L'Arabie saoudite est le premier exportateur de pétrole du monde et personne ne nie que cette primauté va être remise en cause. Tout débat sur la production de pétrole de l'Arabie saoudite dans l'avenir est en principe du ressort du Ministre du Pétrole. Il y a toutefois eu une exception : la publication, en février 2004, par Mahmoud M. Abdul Baqi et Nansen G. Saleri de données de la compagnie pétrolière publique Saudi Aramco [5.3]. Les scénarios de production présentés sont baptisés « Capacité maximale soutenable » (*Maximum Sustainable Capacity*, MSC). Un scénario propose de maintenir jusqu'en 2042 la MCS actuelle, actuellement de 10 mbpj. Un autre augmente la MCS à 12 mbpj et la maintient à ce niveau jusqu'en 2033. Ces scénarios reposent sur l'hypothèse que l'Arabie saoudite dispose de 260 Gb de réserves, ce qui est un chiffre fort discutable, comme on l'a souligné au point 2.2.

Graphique 5.3. Exportations nettes de pétrole brut des 20 premiers pays exportateurs [1.4]

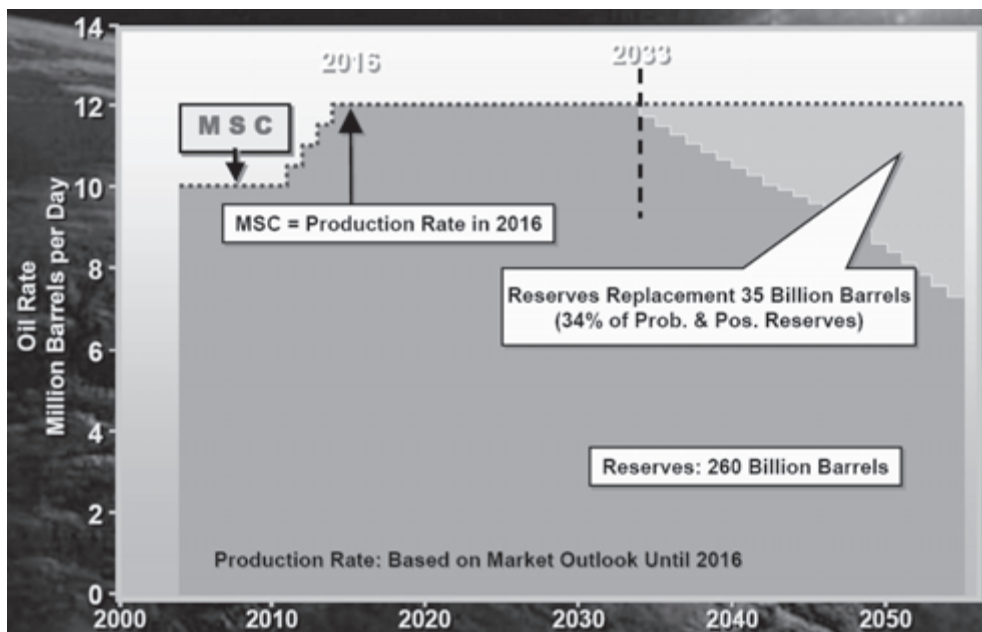
### Exportations de pétrole



Axe des ordonnées : millions de barils par jour (mbpj).

Arabie saoudite, Fédération de Russie, Norvège, Nigéria, Venezuela, Iran, Émirats arabes unis, Koweït, Irak, Mexique, Algérie, Libye, Angola, Kazakhstan, Qatar, Canada, Oman, Syrie, Yémen, Viet Nam.

Graphique 5.4. Le scénario de la « capacité maximale soutenable » de Saudi Aramco [7.4]



**Axe des ordonnées : taux de production de pétrole (millions de barils par jour)**

**MSC = taux de production en 2016**

**Remplacement des réserves : 35 milliards de barils (34 pour cent des réserves probables + possibles)**

**Réserves : 260 milliards de barils**

**Taux de production : basé sur les perspectives du marché jusqu'en 2016**

Lorsqu'on réalise des projections concernant les exportations, il faut tenir compte de la croissance de la population saoudienne, puisqu'elle implique qu'une plus grande partie du pétrole produit dans le pays sera affectée à la consommation nationale. Actuellement, la consommation s'établit à 2.0 mbpj et a, en moyenne, progressé de 5 pour cent par an ces 25 dernières années. Il sera très difficile à l'Arabie saoudite de réduire cette consommation ; or, une hausse de 5 pour cent par an au cours des années à venir portera la consommation à 4 mbpj. Les augmentations de production prévues et annoncées seront donc consommées sur le territoire national, de sorte qu'il n'est pas possible de tabler sur une hausse des exportations saoudiennes.

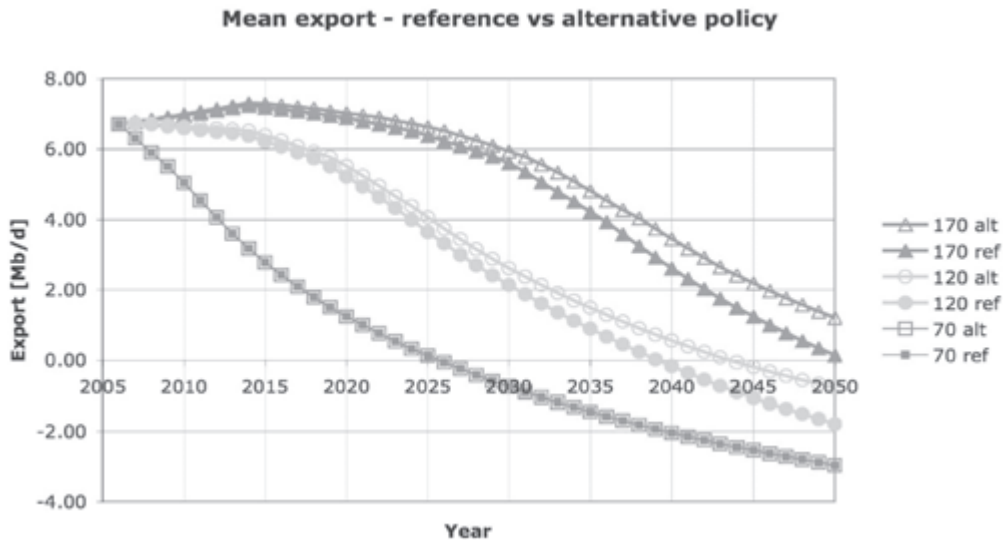
Début juin 2006, le Ministère russe de l'Économie a annoncé que la Russie atteindrait une production maximale, de 9.85 mbpj, en 2009. Si l'on admet que ce chiffre correspond au plateau et si l'on connaît les réserves ultimes récupérables, on peut prévoir la quantité de pétrole que produiront dans l'avenir les gisements russes. On pourrait également recourir à une autre méthode, à savoir partir de l'hypothèse que la Russie peut augmenter sa production de 2 mbpj, comme l'Arabie saoudite prétend pouvoir le faire.

Il existe différentes hypothèses concernant les futures réserves ultimes récupérables de la Russie, les chiffres avancés étant de l'ordre de 70, 120 ou 170 Gb. BP table actuellement sur 79 Gb. Des projections de la capacité d'exportation future de la Russie ont été effectuées, sur la base d'une hausse modeste de la consommation intérieure et de taux de déplétion compris dans des limites acceptables (Graphique 5.5.). Le chiffre de 70 Gb semble trop pessimiste et celui de 170 Gb trop

optimiste. Le chiffre probable le plus optimiste est donc 120 Gb. Ce chiffre aboutit à des exportations comprises entre 2 et 3 mbpj en 2030, selon la consommation nationale de la Russie [1.9].

Graphique 5.5. Scénario médian pour les exportations, résultant d’une comparaison entre le scénario de référence et le scénario de politiques alternatives pour la Russie et reposant sur des hypothèses de 70, 120 et 170 Gb concernant les réserves restantes [1.7]

### Scénario médian concernant les exportations – comparaison du scénario de référence et du scénario de politiques alternatives



**Axe des ordonnées : exportations (mbpj)**

**Axe des abscisses : année**

**170 – scénario des politiques alternatives**

**170 – scénario de référence**

**120 – scénario des politiques alternatives**

**120 – scénario de référence**

**70 – scénario des politiques alternatives**

**70 – scénario de référence**

La Norvège, qui est actuellement le troisième exportateur du monde, avance qu'en 2030, sa production maximum sera de 500 000 barils par jour (bpj), et que sa production minimum pourrait être de 200 000 bpj. Les exportations, de l'ordre de 2.8 mbpj en 2005, baisseront donc de plus de 2 mbpj d'ici 2030.

Le Mexique est un autre pays exportateur qui va voir sa capacité d'exportation diminuer fortement, si de nouveaux gisements ne sont pas découverts, et si des capacités de production supplémentaires ne sont pas développées. Nul n'ignore que la production de Cantarell est en chute libre.

Graphique X. Scénarios de la consommation totale de pétrole au regard des prévisions de production de l’Afrique subsaharienne.

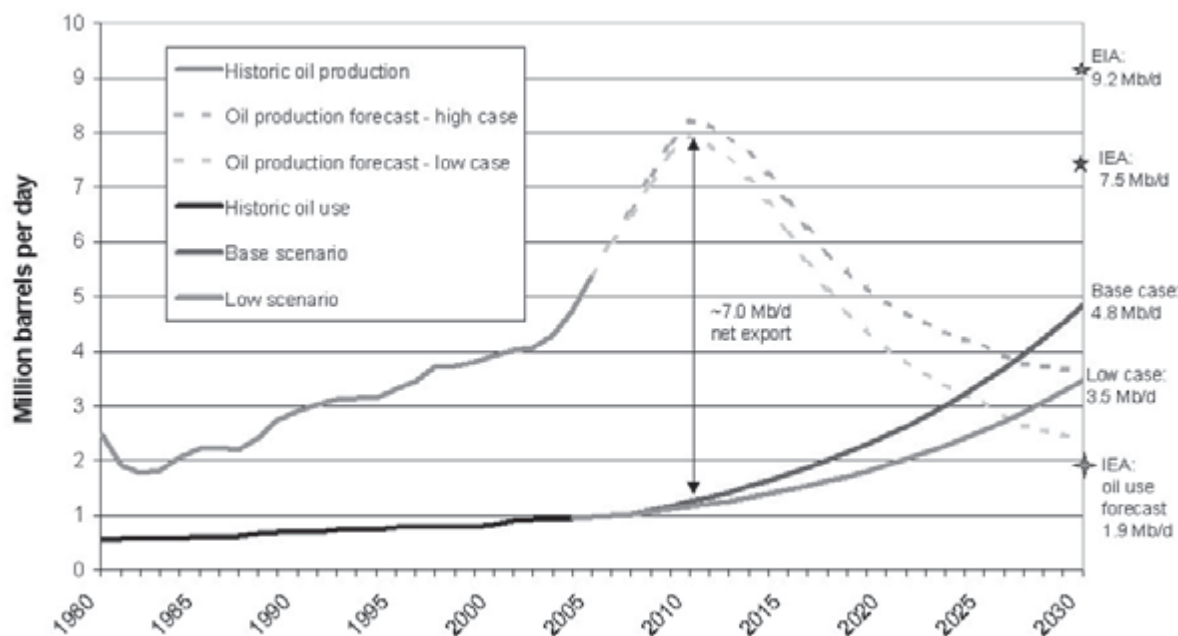


Figure X. Scenarios of total oil use versus projected oil production in SSA.

Axe des ordonnées (gauche) : millions de barils par jour

EIA : 9.2 mbpj  
 AIE : 7.5 mbpj  
 Scénario de référence : 4.8 mbpj  
 Scénario bas : 3.5 mbpj  
 AIE : prévision concernant la consommation de pétrole : 1.9 mbpj

Exportations nettes : - 7 mbpj

Tendance historique de la production de pétrole  
 Prévision de production de pétrole – scénario haut  
 Prévision de production de pétrole – scénario bas  
 Tendance historique de la consommation de pétrole  
 Scénario de référence  
 Scénario bas

Il ressort clairement de l’étude approfondie dont a fait l’objet l’Afrique subsaharienne [1.7] que toute hausse du PIB suppose une augmentation proportionnelle de la consommation de pétrole. Le pétrole nécessaire est certes produit dans la région, mais cette dernière en est privée par les pays de l’OCDE et la Chine. Il est vrai que la production de l’Angola et du Nigéria va augmenter de 3 mbpj au cours des cinq années à venir, mais, en 2030, elle aura retrouvé son niveau actuel [1.7]. L’AIE table sur une augmentation des exportations en provenance de la région de 1 mbpj à l’horizon 2030, mais en réalité, on peut s’attendre à une baisse. Si l’on retient la prévision de l’AIE concernant la consommation de pétrole de la région, cette baisse sera de 2 mbpj.

Si, pour ne pas obscurcir un peu plus un horizon déjà sombre, on table sur une stabilité des volumes exportés par les autres pays du Moyen-Orient, ce qui est une hypothèse très optimiste, et sur une hausse des exportations en provenance de la région caspienne de 2 mbpj, on aboutit à une baisse du volume des exportations à l'horizon 2030. Quiconque prétend le contraire est invité à démontrer en quoi cette analyse est fausse.

## 5.2. Références

- [5.1] BP Statistical Review of World Energy ([www.bp.com](http://www.bp.com)).
- [5.2] Agence Internationale de l'Énergie (AIE), *World Energy Outlook 2004*, <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/weo2004.pdf>
- [5.3] Mahmoud M. Abdul Baqi et Nansen G. Saleri, *Fifty-Year Crude Oil Supply Scenarios: Saudi Aramco's Perspective*, 24 février 2004, CSIS, Washington D.C., [http://www.csis.org/media/csis/events/040224\\_baqiandsaleri.pdf](http://www.csis.org/media/csis/events/040224_baqiandsaleri.pdf)

## 6. PRODUCTION DE CARBURANTS LIQUIDES POUR LE TRANSPORT AU MOYEN DES PROCÉDÉS CTL ET GTL

Les carburants liquides synthétisés à partir de charbon (CTL) et de gaz (GTL) sont des carburants fabriqués à partir de charbon, de gaz naturel et de biomasse au moyen du procédé de Fischer-Tropsch. Les carburants obtenus sont notamment le naphta, le carburant diesel et divers produits d'alimentation. Le carburant diesel obtenu selon ce procédé peut être utilisé dans les moteurs et infrastructures diesel existants, pur ou mélangé avec le diesel actuellement disponible sur le marché. Certaines études d'atténuation [6.1] s'intéressent à ces carburants en tant que moyen éventuel de réduction de la dépendance vis-à-vis des carburants à base de pétrole. Reste à savoir s'ils sont réellement en mesure de remplir cette fonction.

### 6.1. Production de carburants liquides à partir de charbon (CTL)

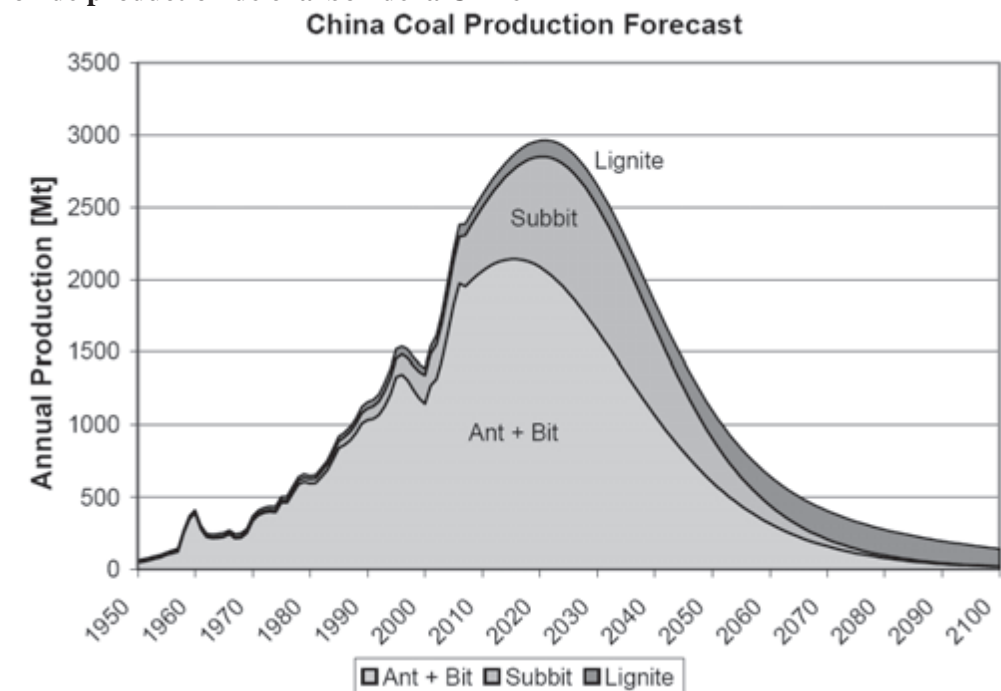
Les États-Unis et la Chine importent déjà plus de 50 pour cent du pétrole dont ils ont besoin, ce qui a fait naître un débat sur la possibilité d'utiliser les réserves de charbon pour produire des carburants liquides. Le procédé Fischer-Tropsch a été mis au point en Allemagne durant la Deuxième Guerre Mondiale et utilisé en Afrique du Sud sous l'Apartheid, pendant l'embargo sur les importations de pétrole imposé au pays dans le cadre des sanctions internationales. D'un point de vue économique, ce procédé s'est révélé beaucoup plus coûteux que l'extraction de pétrole du sous-sol et n'a été utilisé que pour garantir l'approvisionnement en carburants liquides pendant un état d'urgence. Le fait que cette méthode suscite un regain d'intérêt est peut-être un signe que le monde se prépare à être en état d'urgence.

La *Coal-to-Liquids Coalition* (CTLCO), aux États-Unis, utilise l'argument de la sécurité énergétique pour plaider en faveur de la poursuite de la production CTL [6.2] : « L'objectif de produire par la technologie CTL au moins 300 000 de barils par jour de carburant haute qualité à l'horizon 2015 est réaliste. Cette quantité représente l'équivalent du carburant de transport consommé quotidiennement par l'Armée américaine pour des opérations intérieures ».

En Chine, la sécurité pétrolière est également une question d'actualité. Lors de la sixième conférence de l'ASPO, le Professeur Pang (de la *China Petroleum University* de Pékin) a souligné qu'en matière de sécurité pétrolière, la Chine avait pour objectif de parvenir à un ratio d'autosuffisance (production nationale/consommation) de plus de 50 pour cent [6.3]. Le procédé CTL fait partie des moyens prévus pour atteindre cet objectif.

Graphique 6.1. **Prévision de production de charbon de la Chine. Le pic de production est encore plus imminent si les réserves sont rétrodatées jusqu'en 1992, date de la dernière actualisation effective [1.10]**

**Prévision de production de charbon de la Chine**

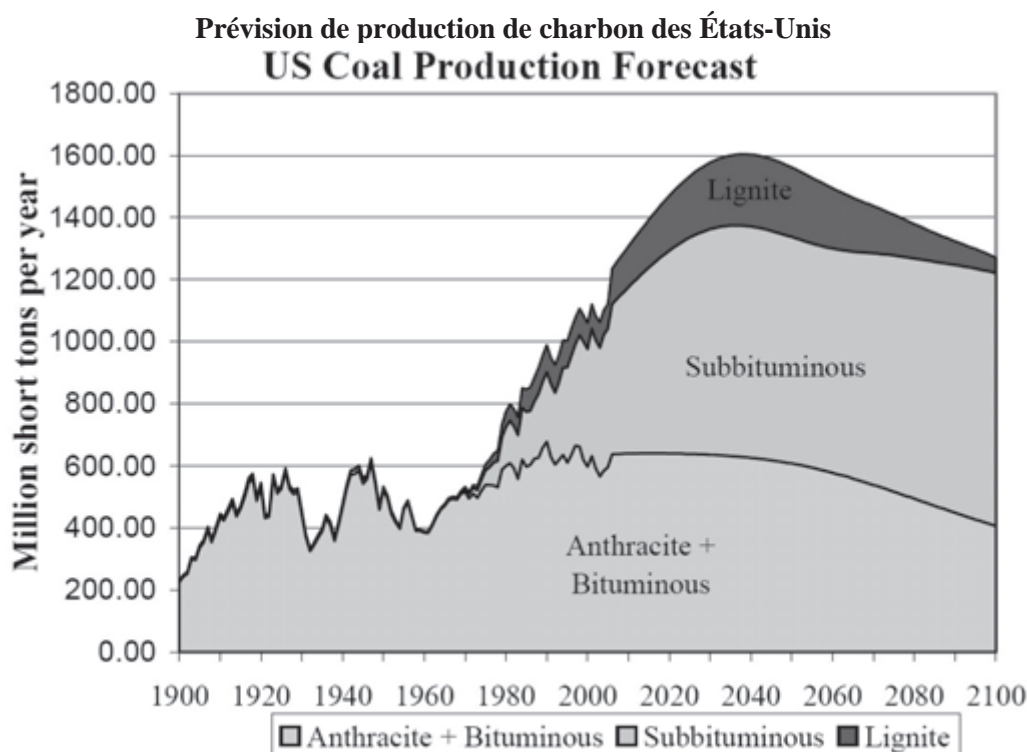


**Production annuelle (en millions de tonnes)**

**Anthracite + bitumeux    Sous-bitumeux    Lignite**

Graphique 6.2. **Prévision de production de charbon, effectuée sur la base des données de l'EIA relatives aux réserves récupérables et adaptée à la production historique.**

**La poursuite de l'augmentation rapide de production de charbon dans le Wyoming atteint un sommet en 2030 avant de connaître une baisse, atténuée par la production de charbon sous-bitumeux dans le Montana. L'absence de réserves disponibles exclut toute possibilité d'augmentation substantielle de la production de charbon sous-bitumeux. Il ne sera pas davantage possible d'atteindre les chiffres prévus par l'EIA pour 2030 [1.10]**



**Millions de tonnes courtes par an**  
**Anthracite + bitumeux    Sous-bitumeux    Lignite**

Le groupe UHDSG a, en coopération avec d'autres chercheurs, réalisé une prévision reposant sur les ressources de la future production mondiale de charbon [1.10], et a constaté que la Chine et les États-Unis seront confrontés à un « pic de la production de charbon » avant 2050 (Graphiques 6.1 et 6.2), et qu'il y aura davantage de concurrence entre l'utilisation du charbon pour produire de l'électricité et son utilisation pour produire des carburants liquides.

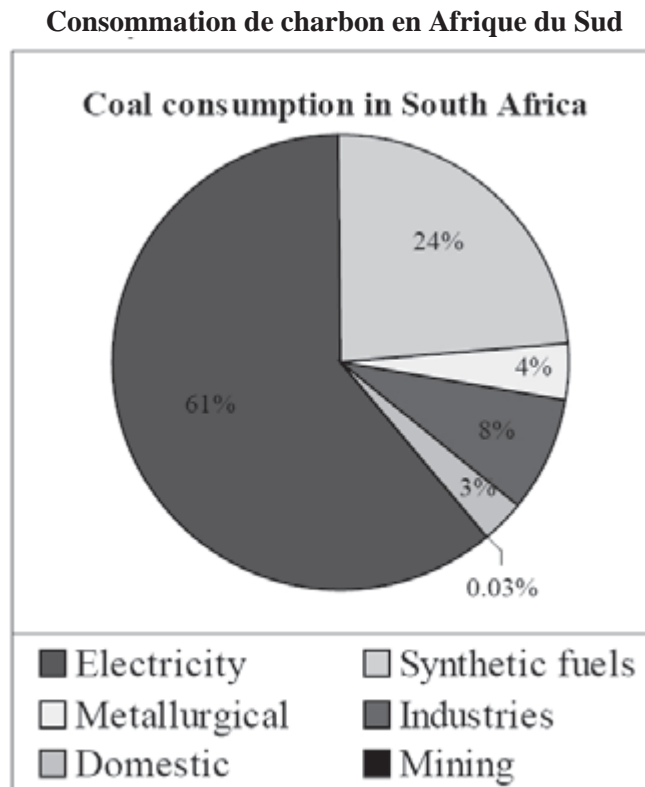
**Tableau 6.1. Cinq premiers pays producteurs de charbon en 2006 [1.10]**

Pays	Production (Mt)	Part mondiale
Chine	2 380	38.4 %
États-Unis	1 054	17.0 %
Inde	447	7.2 %
Australie	374	6.0 %
Russie	309	4.9 %
Afrique du Sud	240	3.8 %



En Afrique du Sud, la filière CTL occupe une place importante, le pays couvrant environ 30 pour cent de ses besoins en carburants grâce au procédé Fischer-Tropsch. Les carburants sont synthétisés sur le site de Sasol à Secunda, qui a une capacité de production de 150 000 barils par jour. Comme le montre le Graphique 6.3, la fabrication de carburants liquides mobilise une part importante du charbon produit par le pays ; en outre, il ressort du Tableau 6.1 que la filière CTL consomme 0.9 pour cent du charbon mondial.

Graphique 6.3. Répartition, par type d'utilisation, de la consommation de charbon en Afrique du Sud [1.10]



Électricité                      Carburants synthétiques  
Métallurgie                     Industrie  
Usages domestiques        Industrie minière

D'après les chiffres avancés, les gisements de pétrole existants devraient voir leur production diminuer de 4 à 6 pour cent. Dans l'absolu, cela implique que d'ici un an, il faudra que de nouvelles capacités, susceptibles de produire 4 mbpj, soient mises en service pour compenser cette baisse. Sachant qu'une usine CTL moderne peut produire 0.2 mbpj, il faudrait 20 usines pour produire l'équivalent de cette baisse annuelle de 4 mbpj. Les chiffres de l'Afrique du Sud montrent que le développement de la filière CTL nécessite une quantité de charbon équivalente à 60 pour cent de la production chinoise, ou supérieure de 60 pour cent à la production des États-Unis, ou encore égale à 25 pour cent de la production mondiale. Il est possible que les nouvelles installations soient plus efficaces mais, même si l'efficacité de la production augmente de 50 pour cent, la production CTL mobilisera une proportion substantielle de la production mondiale de charbon.

En d'autres termes, investir massivement dans la filière CTL ne réglera pas le problème de la baisse mondiale de la production de pétrole. Peut-être cela suffira-t-il à fournir les 300 000 de barils par jour dont l'Armée américaine aura besoin dans l'avenir.

## 6.2. Production de carburants liquides à partir de gaz naturel (GTL)

Pour que le procédé GTL permette de synthétiser des carburants liquides compétitifs par rapport au carburant diesel sur le marché, il faut disposer d'importantes quantités de gaz naturel à bas coût. Un carburant liquide synthétisé à partir du gaz naturel transporté par gazoducs ne serait pas compétitif, du fait qu'il est plus intéressant d'affecter ce gaz naturel à d'autres usages, tant en Europe qu'aux États-Unis.

Le gaz naturel est plus coûteux que le pétrole à transporter par bateau. Par conséquent, on réfléchit à la possibilité de transformer en liquide le gaz naturel éloigné des marchés pour le transporter dans de meilleures conditions en termes de rapport coût-efficacité. Depuis la fin des années 90, les grandes compagnies pétrolières, notamment ARCO, BP, Conoco Phillips, ExxonMobil, Statoil, Sasol, Sasol Chevron, Shell et Texaco annoncent qu'elles projettent de construire des usines GTL pour produire des carburants liquides. Toutefois, seul un petit nombre de ces projets risquent de parvenir au stade de la production. Ce sont donc des millions de barils qui ne seront jamais produits entre 2008 et 2030.

## 6.3. Références

- [6.1] Hirsch, R.L., Bezdek, R., Wendling, R., *Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation, & Risk Management*. DOE NETL, février 2005, [http://www.pppl.gov/pollImage.cfm?doc\\_Id=44&size\\_code=Doc](http://www.pppl.gov/pollImage.cfm?doc_Id=44&size_code=Doc)
- [6.2] Page d'accueil de la Coal-to-Liquids Coalition (CTLC) aux États-Unis, <http://www.futurecoalfuels.org/security.asp>
- [6.3] Pang Xiongqi, Feng Lianyong, Zhao Lin, Tang Xu, Li Junchen, Meng Qingyang, China University of Petroleum, Pékin, sixième conférence de l'ASPO, <http://www.aspo-ireland.org/index.cfm?page=aspo6>

## 7. STRATÉGIES POSSIBLES DES PAYS IMPORTATEURS ET EXPORTATEURS DE PÉTROLE

À la date de rédaction de cet article, le prix du baril de pétrole avait franchi la barre des 80 USD et était resté à ce niveau pendant un certain temps. Lorsque l'ASPO a été créée, en 2001, la plupart des autorités compétentes en matière pétrolière étaient persuadées que le baril de pétrole ne dépasserait jamais 30 USD (Tableau 7.1). À cette époque, les idées que j'ai développées au sujet du pic pétrolier dans différents organes de presse suédois ont été considérées comme insensées, puisque « les prévisions réelles, émanant d'autorités officielles et de membres du secteur privé, ne révèlent aucun signe de hausse » [6.1]. À cette époque, on considérait qu'un prix de 80 USD le baril en 2010 constituerait un indicateur du pic pétrolier. Aujourd'hui, d'importants acteurs du secteur énergétique nient encore la réalité du pic pétrolier, alors qu'ils peuvent aujourd'hui constater que les prix du pétrole se maintiennent à un niveau élevé.

Tableau 7.1. **Prévisions effectuées début 2001 par des autorités officielles et des analystes de marché concernant le prix du pétrole (en dollars par baril)**

	2010	2020
Agence Internationale de l'Énergie, AIE	20	27
Ministère de l'Énergie des États-Unis, EIA	21	22
Commission Européenne	20	24
Ministère de l'Énergie du Canada	21	21
Standard & Poor	17	20
Deutsche Bank	18	18

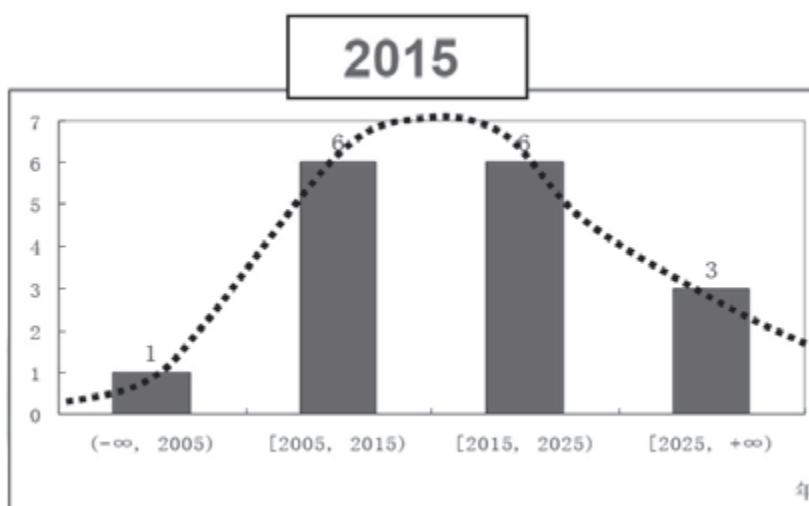
Pour analyser les stratégies d'importation, il faut commencer par s'intéresser aux États-Unis. Les États-Unis consomment 20.6 mbpj de pétrole et ont un **ratio d'autosuffisance** de 33 pour cent. Concrètement, cela signifie qu'au moins un superpétrolier doit accoster toutes les quatre heures dans un port des États-Unis. Tout ralentissement de cette cadence représente un danger pour l'économie américaine. Le rôle crucial que jouent les importations en provenance du Moyen-Orient a inévitablement conduit à la mise en œuvre d'une politique qui suppose une présence militaire de longue durée dans la région. Cette position est accréditée par les propos que tient l'ancien président de la Réserve fédérale américaine, Alan Greenspan, dans ses mémoires, lorsqu'il explique être « attristé qu'il soit politiquement inopportun de reconnaître ce que chacun sait : le principal enjeu de la guerre en Irak est le pétrole ». Il est également remarquable que le Président Bush ait déclaré à la population américaine que les bases militaires installées en Irak devront y rester un certain temps. De surcroît, l'UHDSG a constaté que même dans le scénario le plus optimiste, il faudrait que sept gisements géants irakiens soient mis en service rapidement [1.7].

Quant au Japon et à la Corée du Sud, leur sécurité d'approvisionnement n'est pas assurée et ils doivent s'en remettre à une présence militaire au Moyen-Orient.

En Europe, le pic de la production de pétrole a été dépassé, en 1999 pour le Royaume-Uni et en 2001 pour la Norvège. En 2006, le taux de déclin était de 7.6 pour cent. Dans l'avenir, l'Europe sera de plus en plus dépendante des importations en provenance de la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord (MENA).

De toute évidence, du fait de sa croissance, l'économie chinoise exige davantage de pétrole ; compte tenu de la corrélation actuelle entre le PIB et la consommation de pétrole, on peut s'attendre à une hausse de la consommation d'environ 10 pour cent par an dans les années à venir. Depuis 2000, la production intérieure a augmenté de 0.4 mbpj, tandis que la consommation a progressé de 2.7 mbpj. La Chine a un ratio d'autosuffisance de 50 pour cent. Une augmentation de la consommation de 10 pour cent par an représente 0.7 mbpj et, le pic pétrolier s'annonçant, la Chine ne pourra se procurer ce pétrole qu'en augmentant ses importations dans la même mesure, ce qui représente une progression des importations de pétrole de 20 pour cent.

Graphique 7.1. Projections de la production de pétrole en Chine [7.3]

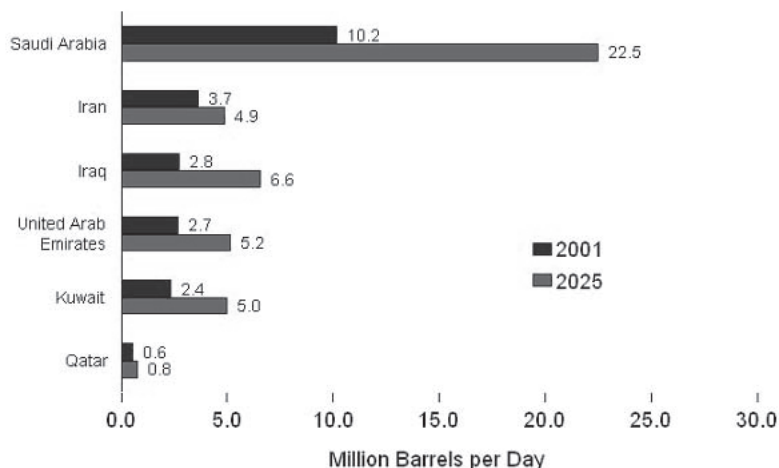


Dans le cadre des stratégies qui visent à atténuer les conséquences du pic pétrolier, la Chine s'est fixé pour objectif de maintenir son ratio d'autosuffisance à son niveau actuel, de 50 pour cent. Pour augmenter sa production de pétrole, elle entend : a) améliorer son ratio réserves probables/réserves totales ; b) améliorer la récupération de pétrole ; et c) développer des ressources à l'étranger.

La *China National Petroleum Corporation* (CNPC) gère actuellement 65 projets dans 25 pays, dans le monde entier [7.3], avec l'objectif officiel de réserver la production correspondante à la consommation chinoise.

Le 28 septembre 2004, le prix du pétrole a dépassé 50 USD le baril. Ce jour là, il se trouve que je visitais le gisement géant Bab, à Abou Dabi. Deux jours plus tôt, j'avais assisté à la conférence intitulée « *The Gulf Oil and Gas Sector: Potential and Constraints* », au cours de laquelle il avait été question des appels lancés au Moyen-Orient par Guy Caruso et l'EIA au début de cette année-là [7.4]. Un scénario de référence exigeait une augmentation de la production, pour la faire passer de 28.2 mbpj à 64.8 mbpj, soit une hausse de 130 pour cent (voir Graphique 7.2.).

Graphique 7.2. **Capacité de production en 2001 et production exigée par l'EIA, en millions de barils par jour**



**Arabie Saoudite**

**Iran**

**Irak**

**Émirats arabes unis**

**Koweït**

**Qatar**

**En millions de barils par jour**

Au cours des débats, des experts dotés d'une solide expérience du secteur pétrolier se sont levés un par un pour déclarer qu'il ne fallait pas augmenter la production de pétrole et que, selon eux, le temps était venu de penser aux générations futures. Ils ont affirmé que le Moyen-Orient avait besoin d'une production maximale soutenable, s'exprimant dans les mêmes termes que Saudi Aramco.

Lorsque j'ai évoqué une éventuelle augmentation de la production de Bab, le directeur du gisement, Abdulla M. Al-Malood, a répondu qu'il lui semblait préférable de maintenir un niveau de « production soutenable » pour la région et les gisements actuellement en service. Toute hausse de la production risque d'entraîner une sollicitation excessive du gisement et une augmentation de l'eau de production, à savoir le pourcentage d'eau produite avec le pétrole. Il a également souligné que de nouvelles régions devraient mettre des gisements en production et que des champs plus petits, liés à la production du gisement actuel, allaient être mis en service. Il est possible que plusieurs autres gisements puissent être mis en production, mais il serait certainement préférable de les garder pour les générations futures.

L'Arabie saoudite ayant besoin de davantage de produit final pour sa consommation intérieure, on peut s'attendre à ce que de nouvelles capacités soient installées dans le pays. Dans l'avenir, on peut également penser que les pays du Moyen-Orient vont opérer un changement de cap, et réorienter leur politique d'exportation de manière à exporter moins de pétrole brut et plus de produits pétroliers. La région n'étant pas en mesure de produire suffisamment de produits alimentaires pour nourrir la population, d'autres types d'emplois sont nécessaires pour créer le revenu nécessaire.

Il est également probable que la Russie va compenser la future baisse de ses exportations de pétrole brut en augmentant les exportations de produits pétroliers potentiellement plus lucratifs.

Le Venezuela est certes un petit pays exportateur, mais est porteur d'un message politique fort ; ses exportations sont nécessaires à l'Amérique du Sud. Les pays de l'Afrique subsaharienne ont également un grand besoin de pétrole, mais on ne peut guère attendre le même message politique des pays d'Afrique de l'Ouest que du Venezuela.

Globalement, on peut conclure que, le pic pétrolier s'annonçant, les pays exportateurs vont, dans l'avenir, réexaminer leur politique d'exportation pétrolière. Les réserves effectives devant être préservées pour les générations futures, il est fort probable que les produits exportés ne soient plus les mêmes.

## 7.1. Références

- [7.1] Marian Radetzki, *Fyndigheter expanderar under resans gang*; Brännpunkt, Svenska Dagbladet, 6 mars 2001.
- [7.2] Graham Paterson, *Alan Greenspan claims Iraq war was really for oil*, The Sunday Times, 16 septembre 2007, <http://www.timesonline.co.uk/tol/news/world/article2461214.ece>
- [7.3] XiongqiPang, *China Syndrome*, <http://www.aspo-ireland.org/index.cfm/page/aspo6>
- [7.4] Mahmoud M. Abdul Baqi et Nansen G. Saleri, *Fifty-Year Crude Oil Supply Scenarios: Saudi Aramco's Perspective*, 24 février 2004, CSIS, Washington D.C., [http://www.csis.org/media/csis/events/040224\\_baqiandsaleri.pdf](http://www.csis.org/media/csis/events/040224_baqiandsaleri.pdf)

## 8. PRISE DE CONSCIENCE DU PIC PÉTROLIER

King Hubbert a été le premier à prendre conscience de ce que la production de pétrole d'une région donnée pouvait atteindre un plafond. En mars 1956, il a présenté son célèbre article, intitulé « *Nuclear Energy and Fossil Fuels* », rédigé pour l'*American Petroleum Institute* [8.1]. Pour effectuer ses prévisions, il a utilisé deux chiffres différents concernant les réserves ultimes récupérables des États-Unis (désormais : EU-48), en l'occurrence 150 Gb et 200 Gb. On sait aujourd'hui que le chiffre de 200 Gb est celui qui se rapproche le plus des statistiques actuelles, qui établissent les réserves ultimes récupérables à 220 Gb. Dans le scénario haut, le pic était atteint en 1973. Ce qui est le plus remarquable dans la prévision de Hubbert, c'est que 44 ans avant le changement de millénaire, il avait prédit, en se basant sur le scénario haut, que la production serait de 4.1 mbpj et que la production réelle s'est établie à 4.2 mbpj.

Dans les scénarios prévus pour les EU-48, le volume des réserves ultimes récupérables est une donnée essentielle pour calculer la future production de pétrole. Du fait que les découvertes de pétrole ont atteint leur maximum dans les années 60 et que l'industrie pétrolière l'a dissimulé en ne rétrodatant pas cette donnée, toutes les estimations effectuées avant 1990 concernant la production future de pétrole sont, à l'évidence, non fiables. Par conséquent, des déclarations telles que « les prévisions étaient fausses au début du 20ème siècle et, par conséquent, seront fausses au début du 21ème siècle » n'ont aucune validité scientifique.

La toute première conférence sur la déplétion pétrolière s'est tenue à Uppsala en 2002. C'est dans son sillage que l'expression « pic pétrolier » s'est diffusée dans le monde. En Suède, le débat sur le pic pétrolier s'est alors ouvert et, en 2004, la *Royal Swedish Academy of Sciences* (qui décerne les prix Nobel de physique et de chimie) a décidé de nommer un Comité de l'énergie, dont la première mission a été d'analyser l'avenir de la production de pétrole. En octobre 2005, ce Comité a rédigé une déclaration (voir annexe 1), qui, associée aux activités d'ASPO en Suède, a conduit le Premier ministre Göran Persson à créer une Commission pour l'indépendance pétrolière [8.2].

On peut notamment lire, dans le rapport de la Commission :

*« La diminution de l'accès au pétrole conventionnel, associée à la responsabilité qui nous incombe conjointement de mettre un terme au réchauffement climatique, permettra d'apprécier si la communauté mondiale est prête à opter pour des systèmes énergétiques plus viables à long terme. Fondamentalement, c'est de la volonté de faire preuve de solidarité vis-à-vis des générations actuelles et futures dont il s'agit. »*

*La Suède accepte de relever ce défi.*

*Dans ce rapport, nous proposons une série de mesures concrètes et d'envergure pour mettre fin à notre dépendance vis-à-vis du pétrole d'ici 2020 et pour réduire sensiblement notre consommation de produits pétroliers. Nous nous sommes fixés des objectifs ambitieux, qui sont les suivants :*

- *réduire de 40 à 50 pour cent la consommation de pétrole pour le transport routier à travers à une utilisation plus efficace du carburant et le recours à de nouveaux carburants ;*
- *en principe, ne pas utiliser de fuel pour le chauffage des bâtiments résidentiels et commerciaux ;*
- *réduire de 25 à 40 pour cent la consommation de pétrole dans l'industrie.*

L'industrie pétrolière et diverses autorités basent souvent leurs décisions en matière d'évolution de la production de pétrole sur les prévisions de la société *Cambridge Energy Research Associates* (CERA). En juin 2006, le CERA a publié une prévision que nous avons critiquée dans un entretien publié par *Oil & Gas Journal* [8.3]. Peter M. Jackson, du CERA, a réagi à ces critiques dans un article publié dans le numéro de février 2007 de la revue *Journal of Petroleum Technology* (JPT). Dans son article, il évoque la « théorie du pic pétrolier » et conclut que « le lobby du pic pétrolier » – un groupe de professionnels prévoyant que la production mondiale de pétrole conventionnel atteindra un plafond en l'espace d'une décennie – « laisse la peur prendre le pas sur l'analyse ».

Dans ma réponse, [1.8] je concluais : « *d'après le Graphique 1 de l'article que Peter Jackson a publié dans le JPT, la production de pétrole conventionnel s'établira à environ 74 mbpj en 2006 puis augmentera pour atteindre un maximum de 96 mbpj en 2030, avant de connaître une phase plateau jusqu'en 2045 et de diminuer jusqu'à 68 mbpj en 2070. Au total, on aboutirait à une production de pétrole de 2 050 millions de barils, soit un volume près de deux fois supérieur aux réserves actuelles de pétrole conventionnel d'après l'évaluation du CERA. J'espère que le CERA acceptera maintenant de publier, comme nous le faisons, une analyse détaillée de ses projections.* »

Le fait que le Secrétaire américain à l'Énergie ait demandé au NPC de réaliser une étude sur les ressources de gaz naturel et de pétrole [1.12] et qu'il ait spécifiquement mentionné le pic pétrolier (voir point 1.3) est encourageant. Cependant, le rapport élaboré en réponse à sa demande est extrêmement décevant. Il est inconcevable que le NPC n'ait pu répondre à M. Bodman concernant le pic pétrolier alors que plus de « 1 000 acteurs du secteur de l'énergie ont participé à l'étude ». Ce rapport montre tout simplement, en 422 pages, comment procéder pour nier la réalité du pic pétrolier.

Lors de la sixième conférence de l'ASPO, qui s'est tenue les 16 et 17 septembre 2007 à Cork, en Irlande, le Dr. James Schlesinger, qui a été le premier Secrétaire américain à l'énergie, a été invité comme orateur principal. Selon lui, le pic pétrolier n'est plus une interrogation, mais une dure réalité. Son discours, intitulé « les partisans du pic pétrolier ont gagné la bataille » a été un moment fort de la conférence. Toutefois, je suis prêt à reconnaître que nous devons nous montrer magnanimes dans la victoire. Aujourd'hui, tous les niveaux de la société doivent s'atteler à la question du pic pétrolier ; nous devons travailler ensemble.

Nous sommes allés jusqu'à un niveau élevé de « l'échelle du pétrole » et nous devons en redescendre d'une manière ou d'une autre. Il est peut-être trop tard pour que cette descente se fasse progressivement, mais peut-être ne l'est-il pas pour fabriquer un matelas susceptible d'amortir la chute.



## 8.1. Références

- [8.1] M. King Hubbert, Publication n° 95, Shell Development Company, Exploration and Production Research Division, Houston, Texas, juin 1956, <http://www.oilcrisis.org/hubbert/1956/1956.pdf>
- [8.2] The Swedish Oil Commission, rapport du 21 juin 2006, « *Making Sweden an OIL-FREE Society* », (<http://www.sweden.gov.se/sb/d/574/a/67096> )
- [8.3] Paula Dittrick, *CERA study disputes peak-oil capacity growth arguments*, Oil & Gas Journal vol. 104, numéro du 31 août 2006.

## 9. REMERCIEMENTS

Certaines des données citées dans ce rapport n'auraient pas pu être présentées sans le travail exceptionnel de mes étudiants : Mikael Höök, Kristofer Jakobsson, Aram Mäkivierikko, Fredrik Robelius et Bengt Söderbergh. Je les remercie tous pour le travail accompli.

Enfin, je tiens à remercier Simon Snowden (University of Liverpool Management School, Royaume-Uni), qui a relu cet article et m'a fait part de ses impressions.

## ANNEXE 1 :

### DÉCLARATIONS – 14 OCTOBRE 2005

#### Déclarations sur le pétrole Par le Comité de l'énergie de la *Royal Swedish Academy of Sciences*

### INTRODUCTION

La *Royal Swedish Academy of Sciences* est une organisation non gouvernementale indépendante, qui dispose d'une expertise dans la quasi-totalité des disciplines scientifiques ainsi qu'en matière économique, sociale et en sciences humaines. Elle a récemment institué un comité chargé de se pencher sur les grandes questions qui se posent aujourd'hui en matière d'énergie et qui exigent une attention absolue et impartiale. Ce Comité de l'énergie, qui se place à la fois d'un point de vue national et d'un point de vue mondial, réalisera une synthèse des connaissances scientifiques sur la consommation et l'approvisionnement énergétiques, ainsi que sur les conséquences attendues pour la société au cours des 50 années à venir. Les questions de viabilité à long terme et d'environnement sont des enjeux essentiels pour tout futur système énergétique. Le recours à des sources d'énergie facilement accessibles, peu coûteuses et respectueuses de l'environnement est à la base de la croissance et de la prospérité économiques.

Le Comité de l'énergie a sélectionné un certain nombre de sujets à étudier de manière relativement approfondie. L'un d'eux est le pétrole et les carburants à base de carbone. Le Comité a donc organisé, en coopération avec le Comité de l'énergie et de l'environnement de la *Royal Academy of Engineering Sciences*, un séminaire intitulé « *Running out of oil – scientific perspectives on fossil fuels* » dans les locaux de la *Royal Swedish Academy of Sciences*, le 26 mai 2005. Avant le séminaire, le Comité de l'énergie s'est entretenu avec les participants. Des informations complémentaires sur cette manifestation sont disponibles sur le site de la *Royal Swedish Academy of Sciences*, à l'adresse [www.kva.se](http://www.kva.se). Le Comité a également eu des entretiens avec les orateurs qui sont intervenus à un séminaire organisé le 23 mai 2005 par l'Université d'Uppsala en coopération avec la *Graduate School of Instrumentation and Measurements (AIM)*, sur le thème des réserves pétrolières mondiales. Les membres du Comité eux-mêmes ont participé au séminaire d'Uppsala. Certains des points essentiels évoqués au cours des entretiens et des séminaires sont développés ci-après. À noter que l'on ne se place pas ici d'un point de vue strictement scientifique, puisque des facteurs sociaux, politiques et techniques importants méritent également d'être pris en compte.

## GÉNÉRALITÉS

Il est très probable que le monde aborde maintenant une période difficile en termes d'approvisionnement énergétique, en raison du caractère limité des ressources et des problèmes que l'on rencontre désormais pour produire le pétrole conventionnel (facile d'accès). Près de 40 pour cent de l'énergie mondiale est fournie par le pétrole et plus de 50 pour cent du pétrole est utilisé dans le secteur du transport. La hausse de la demande de pétrole des économies émergentes, comme la Chine et l'Inde, va vraisemblablement renforcer le besoin de trouver des solutions nouvelles. De surcroît, il importe que les pays plus pauvres aient accès au pétrole à un prix raisonnable pour pouvoir atteindre leurs objectifs de développement. Cette situation représente une contrainte supplémentaire pour des économies responsables, parvenues à maturité. Pour des raisons qui tiennent au système fiscal, un même pourcentage de hausse du prix du pétrole brut est plus problématique pour les pays en développement que pour la Suède et les autres pays européens (dans ces pays, la part que représente le prix pétrole – 25 pour cent – dans celui de l'essence est relativement faible par rapport à celle que représentent les taxes). Les pays qui seront le plus touchés par une hausse des prix du pétrole seront donc les pays en développement.

La Chine et l'Inde, ainsi que plusieurs pays d'Asie du Sud-Est et d'Amérique latine connaissent actuellement un fort développement économique. La poursuite de la hausse des prix du pétrole va hypothéquer leurs chances en matière de croissance. De nombreux pays, par exemple en Afrique, risquent même de ne pas être en mesure de connaître un développement économique s'ils n'ont pas accès à un pétrole bon marché. La Chine et l'Inde étant en passe de devenir les moteurs de l'économie mondiale, la forte hausse du prix du pétrole à laquelle on assiste aujourd'hui pourrait entraîner une récession mondiale grave, comparable à celle qui a suivi l'augmentation des prix du pétrole en 1973-74 et 1981. Les économies européennes pourraient être durement touchées.

Actuellement, le monde est extrêmement dépendant, pour son approvisionnement en pétrole, du Moyen-Orient, qui détient quelque 60 pour cent des réserves mondiales. L'Arabie Saoudite, qui posséderait environ 20 pour cent des réserves mondiales de pétrole conventionnel et une grande partie des capacités disponibles dans le monde, joue un rôle déterminant. Certains analystes font état de problèmes techniques inhérents aux gisements saoudiens, mais ce point de vue ne fait pas l'unanimité. On ne sait pas avec certitude dans quelles proportions le Moyen-Orient peut augmenter sa production de pétrole au cours des années à venir, ni dans quelle mesure ces pays auraient réellement intérêt à produire beaucoup plus. Il ne fait aucun doute que, même au Moyen-Orient, le pétrole conventionnel est une ressource limitée ; or, les pays du Moyen-Orient en dépendent presque entièrement. Toutefois, il est également certain qu'ils connaissent de profonds changements internes et régionaux, qui pourraient avoir des conséquences négatives sur le système mondial d'approvisionnement en pétrole. Des mesures doivent impérativement être prises dans les années à venir pour atténuer ces conséquences et garantir la continuité de l'approvisionnement en carburants liquides, en particulier pour le secteur du transport. À long terme, il est indispensable de trouver des solutions entièrement nouvelles. Par conséquent, il est impératif de développer rapidement la R&D dans le secteur de l'énergie.

## ASPECTS ESSENTIELS

### 1. Pénurie de pétrole

La demande mondiale de pétrole connaît actuellement une hausse proche de 2 pour cent par an et la consommation s'établit à 84 mbpj (1 baril = 159 litres) ou 30 milliards de barils par an. Il devient difficile de trouver des ressources supplémentaires pour augmenter le taux de production, la plupart des gisements les plus grands étant parvenus à maturité. La production est en baisse dans 54 des 65 principaux pays producteurs déjà, et le taux de découverte de nouvelles réserves est inférieur d'un tiers au taux de consommation actuel.

### 2. Réserves de pétrole conventionnel

Au cours des 10 à 15 ans qui viennent de s'écouler, les deux tiers de l'augmentation des réserves de pétrole conventionnel correspondaient à une révision à la hausse des estimations de récupération de pétrole à partir de gisements existants et un tiers seulement à la découverte de nouveaux gisements. On est ainsi parvenu à l'équilibre entre croissance des réserves et production. Cette situation ne peut pas continuer. 50 pour cent du pétrole produit actuellement provient de gisements géants. Or, très peu de gisements de ce type ont été découverts récemment. Les géologues pétroliers ont des opinions très divergentes sur la quantité de pétrole conventionnel restant à découvrir ; reste que l'on s'attend à ce que les nouveaux réservoirs soient essentiellement découverts en eaux relativement profondes, au niveau des limites externes des plates-formes continentales, ou dans l'Arctique, qui constitue un milieu hostile et sensible, où les coûts de production seront beaucoup plus élevés et les délais plus longs qu'aujourd'hui. Dans une estimation prudente, l'USGS évalue les réserves découvertes et les réserves récupérables non découvertes à 1 200 milliards de barils ; ce chiffre inclut 300 milliards de barils se trouvant dans des bassins sédimentaires non explorés à ce jour.

### 3. Le rôle primordial du Moyen-Orient

Le Moyen-Orient et peut-être les pays de l'ancienne Union soviétique sont les seules régions où existe un potentiel d'augmenter de manière significative les taux de production pour compenser leur baisse dans d'autres pays. L'Arabie saoudite occupe une place déterminante, puisqu'elle fournit 9.5 mbpj (soit 11 pour cent du taux de production mondial actuel). Ses réserves prouvées sont de 130 milliards de barils et sa base de réserves contiendrait 130 milliards de barils de plus. L'Irak a également des réserves non exploitées considérables.

### 4. Pétrole non conventionnel

En plus du pétrole conventionnel, il existe de très importantes ressources d'hydrocarbures – entrant dans la catégorie du pétrole dit non conventionnel –, telles que le gaz (environ 1 000 milliards de barils d'équivalent pétrole, dont une grande partie pourrait être transformée en carburants liquides), le pétrole lourd et les sables asphaltiques (environ 800 milliards de barils) et les schistes bitumeux (environ 2 700 milliards de barils) ; le charbon, qui permet de produire des carburants liquides, et les

hydrates de méthane offrent un potentiel supplémentaire. Pendant une période transitoire, le gaz, souvent présent près des gisements pétroliers, contribuera à combler le déficit futur en pétrole conventionnel. À l'exception du gaz, le pétrole non conventionnel coûte cher à produire (environ 20 à 40 USD le baril) et l'exploitation pose d'importants problèmes en termes d'environnement. Toutefois, avec un baril de pétrole à 40 USD, chiffre désormais communément considéré comme le prix d'équilibre à long terme, le coût que représente le développement de pétrole non conventionnel pose moins de problèmes (voir point 7 ci-après). Actuellement, un million de barils de pétrole par jour est produit à partir des sables asphaltiques canadiens et 0.6 millions de barils à partir du pétrole lourd vénézuélien. Selon les autorités canadiennes, à l'horizon 2025, le taux de production journalier pourrait atteindre 3 mbpj. Le pétrole non conventionnel ne pose donc plus tant un problème de prix qu'un problème de durée de production ; il soulève également d'autres difficultés, non liées au prix : par exemple ses effets sur l'environnement et le fait que sa production nécessite du gaz naturel et de l'eau.

## **5. Mesures immédiates concernant l'offre**

Il est indispensable, pour éviter les flambées des prix qui seront source d'instabilité pour l'économie mondiale au cours des quelques décennies à venir, d'imposer des mesures contraignantes pour améliorer la recherche et la récupération de pétrole conventionnel ainsi que le taux de production de pétrole non conventionnel. On peut espérer une amélioration de la récupération de pétrole des champs existants. Toutefois, les réserves estimées de pétrole conventionnel se trouvent essentiellement dans des bassins sédimentaires non explorés ou dans des milieux difficiles d'accès. Une partie substantielle de ces réserves n'a pas encore été trouvée ! Il faudra du temps (plusieurs décennies) pour que le pétrole non conventionnel contribue réellement de manière significative à la couverture des besoins. Il est indispensable que des fonds publics soient alloués aux activités de recherche à long terme liées au pétrole, car la recherche ne devrait pas être l'apanage des compagnies pétrolières.

## **6. Carburants liquides et nouveau système de transport**

L'approvisionnement en pétrole pose un grave problème pour la couverture des besoins en carburants liquides, mais un problème moins grave en ce qui concerne l'approvisionnement énergétique en général. 57 pour cent du pétrole mondial est consommé par le secteur du transport. En l'absence de rationnement par les pouvoirs publics, il n'y aura jamais de pénurie de pétrole, mais seulement une augmentation des prix. Par conséquent, il est indispensable de mettre au point des programmes d'envergure pour développer des substituts au pétrole dans le secteur des transports. Tant que ces mesures n'auront pas été mises en œuvre (ce qui se fera peut-être d'ici 10 à 20 ans), la demande de pétrole continuera de croître pour couvrir les besoins d'un secteur des transports qui connaît une expansion dans le monde entier ; d'autres consommateurs de pétrole vont souffrir également, notamment les producteurs d'électricité.

## **7. Considérations économiques**

Les prix élevés du pétrole observés actuellement sont liés à des restrictions de la production mondiale, du raffinage et des capacités de transport. En outre, les prix sont également influencés par la menace d'attaques terroristes visant les ressources pétrolières, le système de transport et l'infrastructure. À long terme, le prix du pétrole brut sera déterminé par celui des substituts. D'après certaines estimations, il pourrait être possible de produire du pétrole à partir des sables asphaltiques à 20-25 dollars le baril, alors que le coût de production d'un baril de pétrole saoudien s'établit actuellement à 5 USD. Le charbon pourrait permettre de synthétiser des carburants liquides pendant des années ; les estimations de coût sont très divergentes, mais généralement supérieures à 30 USD. Certains facteurs sont difficiles à évaluer ; il s'agit notamment des exigences environnementales à

respecter, du niveau de la fiscalité et des marges bénéficiaires. Il est toutefois permis de penser que le prix du pétrole va rester élevé, tant que la pression exercée par les économies asiatiques en expansion perdurera.

## **8. Préoccupations environnementales**

Le pétrole non conventionnel va considérablement allonger la durée de l'ère des hydrocarbures, à supposer que l'on puisse éviter qu'il ait des effets négatifs sur l'environnement. Il sera nécessaire d'imposer des conditions similaires à celles appliquées aux autres combustibles fossiles (contrôle des émissions et séquestration du CO<sub>2</sub> par exemple), ce qui représentera un défi majeur pour l'industrie pétrolière. Les effets de la combustion des combustibles fossiles sur l'environnement en général et sur l'atmosphère et le climat en particulier ne sont pas examinés ici. Il convient toutefois de souligner que ces considérations environnementales ne font que corroborer les conclusions présentées ci-après.

## **9. Renforcement de la R&D et initiatives internationales**

Pour éviter que des problèmes économiques, sociaux et environnementaux graves ne surviennent à l'échelle planétaire, il est indispensable d'adopter une approche mondiale, reposant sur la coopération internationale la plus large possible. Des initiatives ont déjà été prises dans ce sens et il est essentiel de les encourager et de les développer, étant entendu que les pays avancés sur le plan technique ont un rôle particulier à jouer à cet égard. Il faut investir beaucoup plus dans la R&D en matière de sources d'énergie non fossiles de substitution et d'utilisation efficiente et durable de l'énergie, en particulier de l'électricité. La mise au point d'un système énergétique durable au-delà de l'ère des carburants fossiles passe par une analyse complète de secteur de l'énergie en tant que système, reposant sur des échelles temporelles réalistes. Le Comité de l'énergie a l'intention, au cours des deux années à venir, d'étudier d'autres sources d'énergie et d'évaluer leur impact relatif sur l'environnement et le climat.

Membres du Comité de l'énergie de la *Royal Swedish Academy of Sciences* :

Sven Kullander, Professeur émérite, Université d'Uppsala

Gia Destouni, Professeur, Université de Stockholm

Harry Frank, Professeur, Université de Mälardalens

Karl Fredga, Professeur émérite, Université d'Uppsala

Bertil Fredholm, Professeur, Karolinska Institutet

David Gee, Professeur émérite., Université d'Uppsala

Karl Grandin, Ph.D., Centre d'histoire de la science

Peter Jagers, Professeur, Chalmers Institute of Technology

Bengt Kasemo, Professeur, Chalmers Institute of Technology

Rickard Lundin, Professeur, Swedish Institute of Space Physics

Karl-Göran Mäler, Professeur émérite., The Beijer International Institute of Ecological Economics

Kerstin Nilblaus, Directeur général, Conseil de l'Union européenne

Bengt Nordén, Professeur, Chalmers Institute of Technology

Personnes référentes :

Malin Lindgren, agent chargé de l'information, +46 8 673 95 22, +46 709 88 60 04, malin@kva.se

Eva Krutmeijer, Directeur exécutif, +46 8 673 95 95, + 46 709 84 66 38, evak@kva.se

The Royal Swedish Academy of Sciences

Box 50005, SE-104 05 Stockholm, Suède

Téléphone : +46 8 673 95 00, Fax: +46 8 15 56 70

Courriel : info@kva.se, Website: www.kva.se

**APPENDICE**

**PRÉVISIONS BASÉES SUR LES RÉSERVES CONCERNANT LE PÉTROLE,  
LE GAZ ET LE CHARBON ET LIMITES EN MATIÈRE D'ÉMISSIONS  
DE DIOXYDE DE CARBONE**

**Kjell ALEKLETT**  
Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group  
Université d'Uppsala  
UPPSALA  
SUÈDE





## SOMMAIRE

RÉSUMÉ.....	107
1. INTRODUCTION .....	107
2. SCÉNARIOS D'ÉMISSIONS DU GIEC .....	109
3. MODÉLISATION CLIMATIQUE DU GIEC .....	109
4. LA PRODUCTION FUTURE DE PÉTROLE, DE GAZ ET DE CHARBON ET LES SCÉNARIOS D'ÉMISSIONS DU GIEC .....	112
5. CONCLUSIONS.....	121
6. RÉFÉRENCES.....	123
7. REMERCIEMENTS .....	124
ANNEXE.....	125

Uppsala, octobre 2007



## RÉSUMÉ

L'augmentation du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) dans l'atmosphère est provoquée par une hausse de la consommation des combustibles fossiles que sont le gaz, le pétrole et le charbon. On estime que cette augmentation a contribué à un réchauffement de la surface de la terre de l'ordre de 1 degré.

En 2000, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a publié 40 scénarios d'émissions présentés comme des « images du futur ou de futurs possibles », et ne constituant « ni des prédictions, ni des prévisions ». La limite retenue était la base de ressources, pas les réserves récupérables.<sup>1</sup>

La présente analyse repose sur des évaluations réalistes des réserves. Les ressources ne pouvant être transformées en réserves n'ont pas été prises en compte. Il en ressort, d'une part que les émissions de CO<sub>2</sub> produites par la combustion des réserves de gaz et de pétrole sont inférieures aux chiffres pris en compte par le GIEC dans tous les scénarios et que les émissions dues à la combustion du charbon sont nettement inférieures à celles retenues dans la majorité des scénarios.

Il faut que les scénarios d'émissions du GIEC pour la période 2020-2100 soient modifiés de manière à tenir compte de manière plus exacte des quantités de combustibles fossiles réellement disponibles.

**Le changement climatique, qui a commencé et va s'accroître, représente un problème majeur pour la planète. Toutefois, le principal problème auquel est confronté le monde réside dans le fait qu'une population trop nombreuse est contrainte de partager une quantité d'énergie trop faible.**

## 1. INTRODUCTION

Les questions de l'évolution du climat et du réchauffement futur de la planète font désormais partie du quotidien. Le rôle du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) se trouve au centre du débat : les combustibles fossiles utilisés contiennent en effet à la fois du carbone et des hydrocarbures, et, en brûlant, libèrent une certaine quantité d'énergie, mais aussi du CO<sub>2</sub>.

Toutefois, le débat sur le changement climatique, qui occupe désormais le devant de la scène, ne semble pas accorder de place à la question des quantités de combustibles fossiles existantes. On considère en effet systématiquement que le problème réside dans une utilisation

excessive d'hydrocarbures et de charbon, en passant sous silence le fait que les volumes cumulés d'hydrocarbures et de charbon ne sont pas suffisants pour dégager la quantité de CO<sub>2</sub> nécessaire pour induire les changements climatiques annoncés.

Au Mexique, la production du gisement géant Cantarell diminue très rapidement. En 2005, la compagnie pétrolière publique mexicaine Pemex a présenté deux scénarios concernant la quantité de pétrole qui serait, *in fine*, produite par ce gisement. Le premier scénario, optimiste, repose sur un taux de récupération de 50 pour cent du pétrole initialement en place et le deuxième, plus pessimiste, table sur un taux de récupération de 30 pour cent seulement. Aujourd'hui, la réalité semble donner raison au scénario le plus pessimiste, ce qui, à l'évidence, est une mauvaise nouvelle pour Pemex et les autorités mexicaines, mais peut-être une bonne pour le climat. L'heure est désormais venue de prendre une décision importante : faut-il considérer le pétrole restant dans le sous-sol comme une ressource qui peut, dans l'avenir, être à l'origine d'émissions de CO<sub>2</sub> ou faut-il admettre que le pétrole est une ressource limitée et que la quantité restante est en réalité inaccessible ? Les scénarios élaborés par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GEIC) reposent sur l'idée que le pétrole en place est une source d'émission future de CO<sub>2</sub>. Au contraire, notre analyse ne tient compte que des réserves jugées disponibles actuellement, d'un point de vue technique et économique, raison pour laquelle nos prédictions sont dites « basées sur les réserves ».

La production de pétrole, gaz et charbon est déterminée par les réserves actuelles, en d'autres termes la fraction des ressources qui peut être mise en production dans des conditions économiques satisfaisantes, et par celles susceptibles d'être découvertes dans l'avenir. Il est en effet indispensable de découvrir le pétrole pour pouvoir le produire.

Les réserves dont la production est actuellement en baisse ont un potentiel de croissance très limité. La production de la majorité des champs pétroliers en service étant en baisse, il est possible d'estimer le niveau maximum d'émission de CO<sub>2</sub> imputable au pétrole.

En revanche, les gisements de gaz naturel affichent des facteurs de récupération élevés du fait que le gaz naturel circule facilement entre les strates rocheuses. En ce qui concerne l'avenir de ces gisements, la priorité n'est pas accordée à l'amélioration de la récupération, mais à l'augmentation des découvertes.

Le charbon peut être extrait par différents procédés. L'extraction à ciel ouvert est de moins en moins répandue en raison de considérations environnementales et sociales. Les mines souterraines de demain seront très coûteuses. En Allemagne, le coût de l'extraction dans les mines modernes est plus de deux fois supérieur au prix de marché du charbon. Les nouvelles réserves déclarées sont, en règle générale, inférieures à ce qui avait été annoncé, contrairement aux gisements de pétrole, qui connaissent une croissance.

En se fondant, pour prédire les émissions futures de CO<sub>2</sub>, sur les chiffres publiés dans la revue *BP Statistical Review* concernant les réserves [1], on observe que le gaz et le pétrole seront respectivement à l'origine de 400 et 600 milliards de tonnes métriques de CO<sub>2</sub>, tandis que le charbon en produira 2 000 milliards de tonnes métriques. Cela a déjà été dit et il est important de le rappeler : c'est le charbon qui pose le plus de problèmes en termes d'évolution des émissions de CO<sub>2</sub>.

## 2. SCÉNARIOS D'ÉMISSIONS DU GIEC

Le Rapport spécial « Scénarios d'émissions » du GIEC [2] présente 40 scénarios pour l'avenir et prédit l'ampleur des émissions de gaz à effet de serre dans chacun d'entre eux. Ces scénarios ont été construits à partir de revues de la littérature, de la formulation de *canevas* narratifs et de leur quantification à l'aide de six modèles intégrés provenant de différents pays. Le rapport démontre que, même en l'absence de politique officielle en matière de climat, le niveau futur des émissions dépend pour beaucoup des choix des individus : de la structure des économies, des sources d'énergie privilégiées et de la manière dont la population utilise les ressources terrestres disponibles. La diminution des réserves n'est pas prise en compte.

Ces scénarios peuvent être considérés comme des images du futur, ou de futurs possibles, mais pas comme des prédictions ou des prévisions. Formuler différentes hypothèses concernant l'avenir permet d'obtenir différentes images de la manière dont il pourrait évoluer. La meilleure façon de décrire les énormes modèles informatiques utilisés est de se les représenter comme des jeux Simcity géants version GIEC [10].

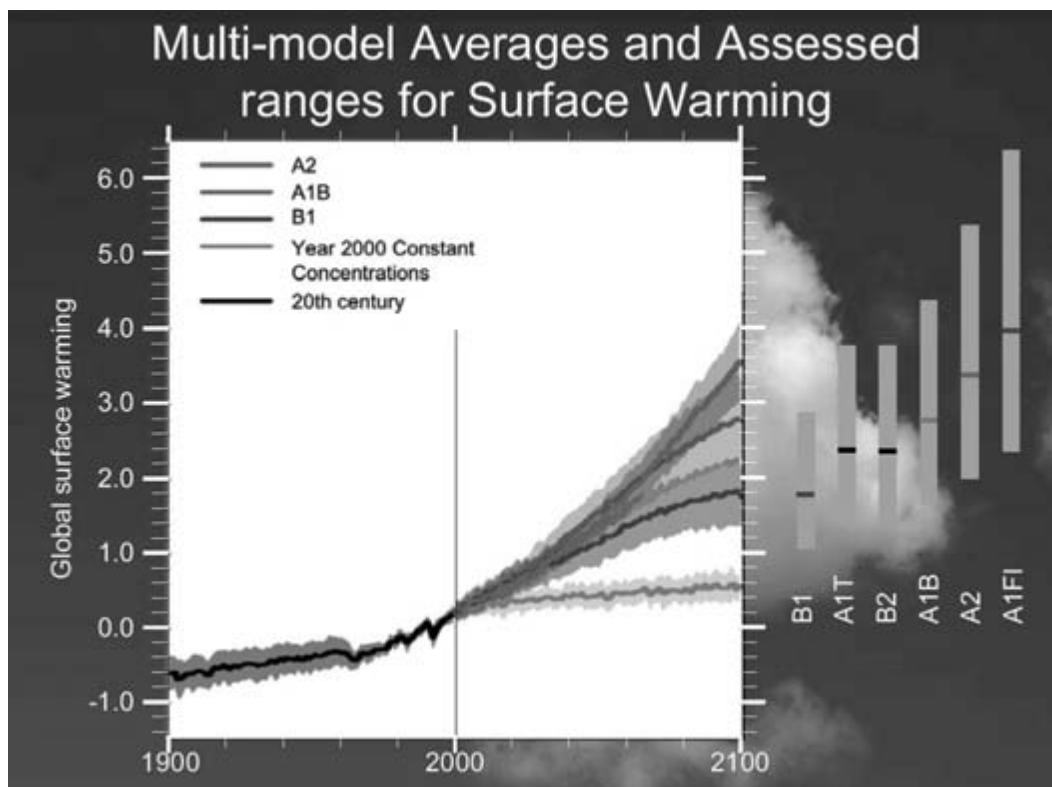
Les familles du « jeu » sont dénommées A1, A2, B1 et B2. Chaque famille a un avenir prédéfini concernant la croissance démographique et économique, l'utilisation des terres, les ressources disponibles et le progrès technologique. Chacune d'elles laisse son empreinte en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> provenant de l'utilisation du pétrole, du gaz et du charbon. Ces émissions sont ensuite utilisées dans des modèles climatiques et il est possible, au final, de calculer le changement de température à la surface de la terre.

## 3. MODÉLISATION CLIMATIQUE DU GIEC

Les scénarios d'émissions constituent l'élément central des modèles d'évolution du climat : différentes courbes représentent l'évolution de la température et sont désignées par le nom des familles. La famille de scénarios la plus utilisée, qui représente un danger inacceptable pour la planète, est la famille A2. Si elle devient réalité, en 2100, la température sera supérieure de 3.6 degrés à ce qu'elle est aujourd'hui. La famille de scénarios la plus optimiste est B1, à l'origine d'une hausse de la température de 1.8 degrés seulement (Figure 1) par rapport à 1990, qui est l'année de référence [2]. L'Union Européenne (UE) a proposé un objectif inférieur à 2 degrés.

Figure 1. Moyennes modulées et intervalles estimés du réchauffement de la surface de la terre, selon le GIEC

**Moyennes multimodèles et intervalles estimés du réchauffement de la surface de la terre**



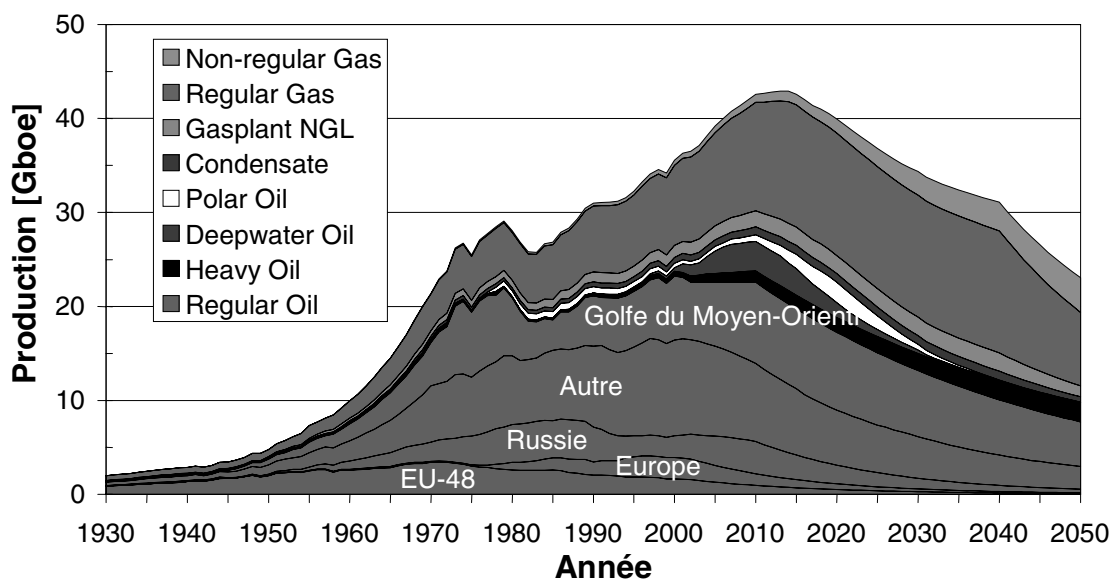
**Réchauffement de la surface de la terre**

- A2
- A1B
- B1
- Concentrations constantes au niveau de 2000
- 20<sup>ème</sup> siècle

Tous ces scénarios et les augmentations de température qu'ils induisent supposent une forte consommation de pétrole, de gaz et de charbon. Le fait que le GIEC appelle les décideurs à prendre des décisions de nature à dissuader la population d'utiliser des combustibles fossiles donne l'impression que l'on dispose des réserves de combustibles fossiles correspondantes.

Figure 2. **Production mondiale d'hydrocarbures, hors sables asphaltiques, bitume, schistes bitumeux et hydrate de méthane, selon le scénario de 2002 [2]**

### Production mondiale d'hydrocarbures



Année

Axe des ordonnées : production (en gigabarils équivalent pétrole)

- Gaz non conventionnel
- Gaz conventionnel
- LGN des usines de gaz
- Condensats
- Pétrole polaire
- Pétrole en eaux profondes
- Pétrole lourd
- Pétrole conventionnel

Golfe du Moyen-Orient, Autre, Russie, Europe, EU-48.

La production de pétrole conventionnel est subdivisée en fonction des régions de production : EU-48 correspond aux États-Unis, hors Alaska et Hawaï, et la catégorie « Autre » représente le reste du monde.



#### 4. LA PRODUCTION FUTURE DE PÉTROLE, DE GAZ ET DE CHARBON ET LES SCÉNARIOS D'ÉMISSIONS DU GIEC

En 2003, le Groupe d'étude sur l'épuisement des hydrocarbures de l'Université d'Uppsala (*Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group*, UHGDS) a réalisé une étude approfondie dans laquelle il a comparé les réserves mondiales de pétrole aux scénarios d'émissions du GIEC [3]. Cette étude présente une description détaillée des scénarios. L'estimation de la production de pétrole et de gaz a été effectuée selon le modèle de déplétion présenté dans le document intitulé « *The Peak and Decline of World Oil and Gas Production* » [4] et est présentée sur la Figure 2.

Le GIEC définit la part des différents combustibles fossiles consommés dans les différents scénarios en termes d'énergie primaire par an ; les chiffres de la production apparaissant sur la Figure 2 peuvent être convertis en distributions d'énergie. Les Figures 3 et 4 montrent ces distributions par rapport aux les scénarios d'émissions du GIEC.

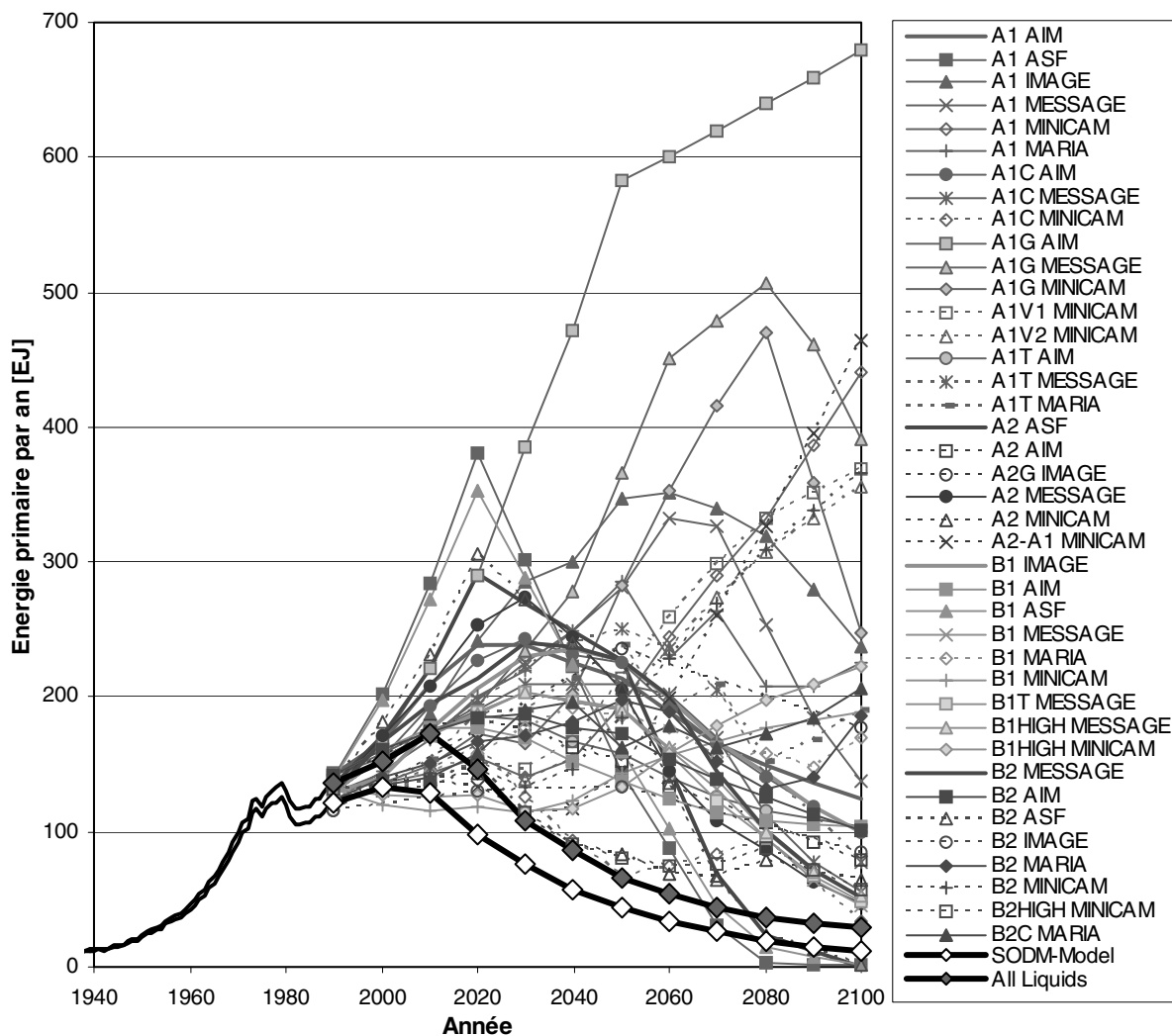
**Il suffit de regarder les Figures 3 et 4 pour comprendre que la planète ne peut pas fournir, à partir des hydrocarbures (pétrole et gaz naturel), la quantité d'énergie nécessaire pour que les scénarios publiés en 2000 puissent se réaliser.**

Cette démonstration est encore plus convaincante si l'on cumule la consommation des différentes années, comme sur la Figure 5. La structure temporelle des distributions apparaissant sur les Figures 3 et 4 peut varier, de même que la consommation totale d'énergie indiquée sur la Figure 5 et si les chiffres sont sous-évalués de 50 pour cent, on arrive tout juste au scénario le plus optimiste présenté par le GIEC.

Figure 3. Les 40 scénarios du GIEC concernant l'énergie primaire mondiale produite à partir du pétrole au cours de la période 1990-2100 par rapport à la production de pétrole au cours de la période 1930-2100 selon le modèle de déplétion

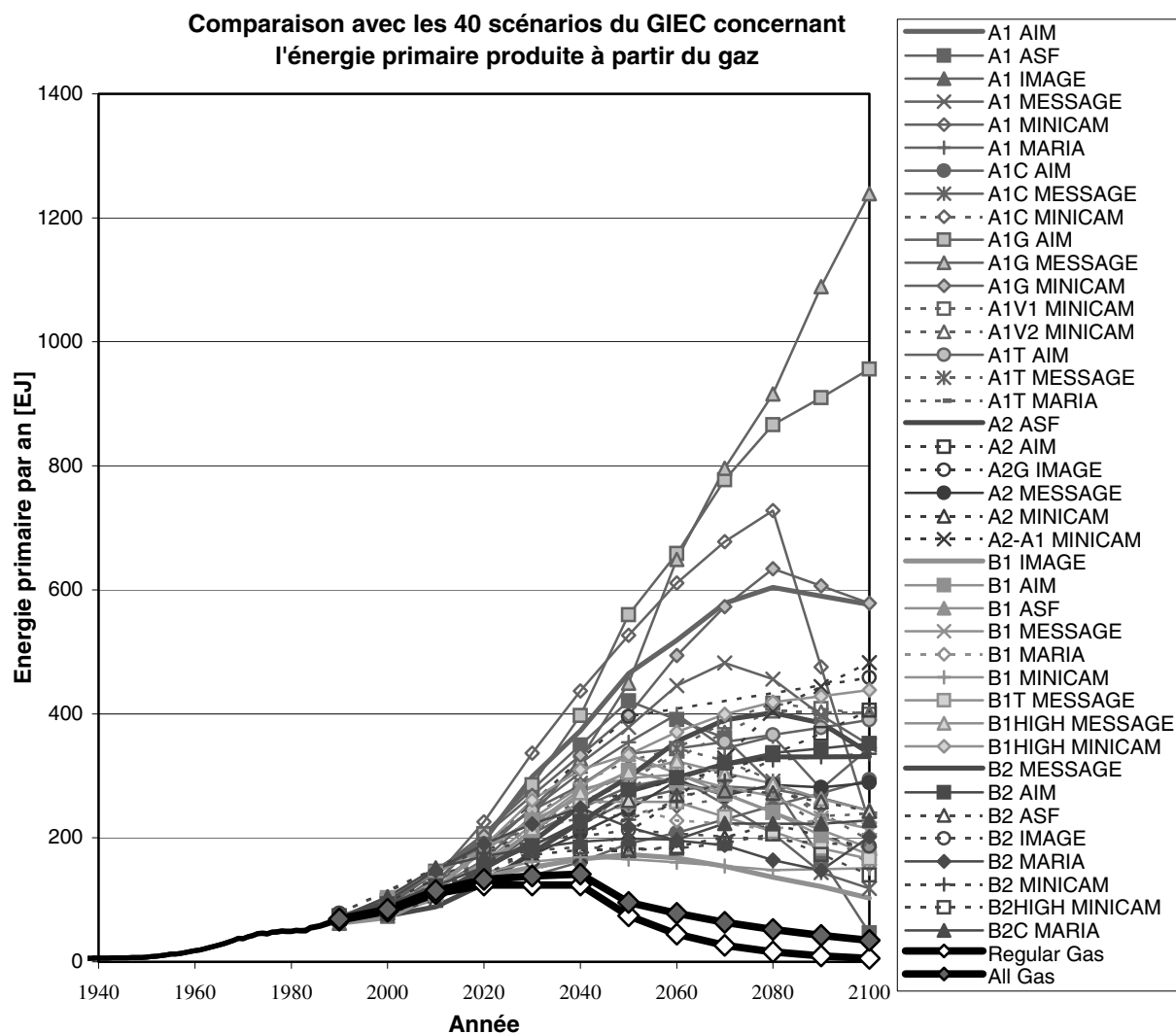
La catégorie *Tous liquides* inclut le pétrole lourd, le pétrole extra-lourd, le pétrole en eaux profondes, le pétrole polaire, les liquides de gaz naturel et les condensats

Comparaison avec les 40 scénarios du GIEC concernant la production d'énergie primaire mondiale à partir du pétrole



SODM Model : modèle de déplétion  
All liquids : tous liquides

Figure 4. Les 40 scénarios du GIEC concernant l'énergie primaire mondiale produite à partir du gaz au cours de la période 1990-2100 par rapport à la production de gaz au cours de la période 1930-2100 selon le modèle de déplétion



**Regular Gas : gaz conventionnel**

**All gas : tous gaz**

La catégorie **Tous gaz** inclut le gaz non conventionnel, comme le méthane de charbon

En 2003, lorsque ces données ont été présentées, la revue *New Scientist* a publié un article sur nos constatations [5] (voir Annexe 1) :

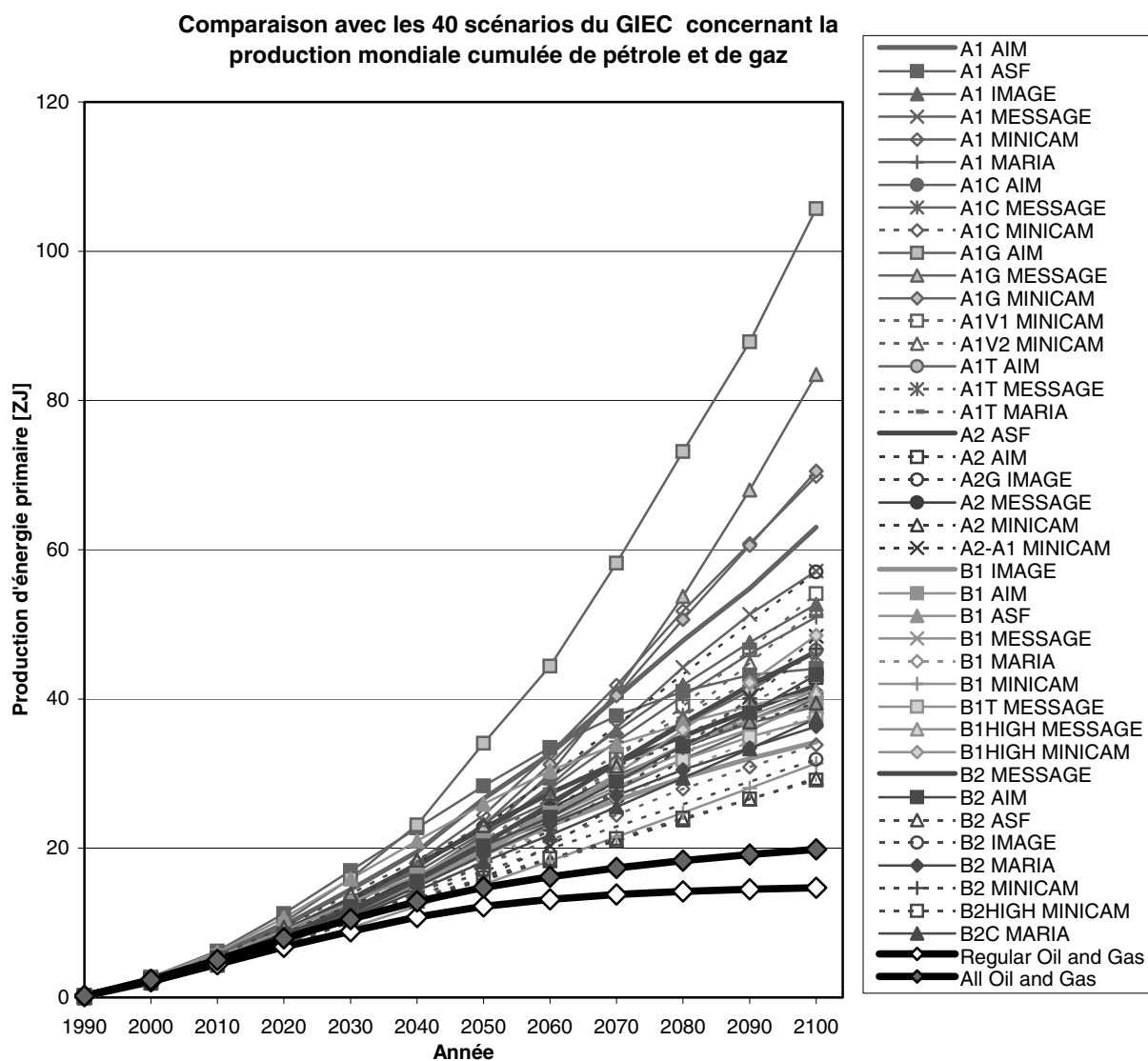
« Selon Nebojsa Nakicenovic, spécialiste d'économie énergétique à l'Université de Vienne, Autriche, qui a dirigé les 80 experts composant l'équipe du GIEC à l'origine des scénarios, la validité des travaux du groupe d'experts n'est pas remise en cause. Il estime que les estimations concernant le gaz et le pétrole prises en compte par l'équipe sont beaucoup plus larges et reconnues à l'échelle internationale que celles des Suédois, jugés « trop mesurés ».

*Même si le pétrole et le gaz viennent à s'épuiser, " le sous-sol renferme d'énormes quantités de charbon qu'il serait possible d'exploiter", explique-t-il. Aleklett reconnaît que brûler du charbon pourrait permettre la réalisation des scénarios du GIEC, mais souligne qu'un tel changement de cap serait catastrophique. »*

Le jour où cet article a été publié, CNN m'a interviewé en direct et a publié un commentaire de l'article sur son site Internet [6].

**Figure 5. Les 40 scénarios du GIEC concernant l'énergie primaire mondiale cumulée produite à partir du pétrole et du gaz au cours de la période 1990-2100 par rapport à la production de pétrole et de gaz au cours de la période 1930-2100 selon le modèle de déplétion.**

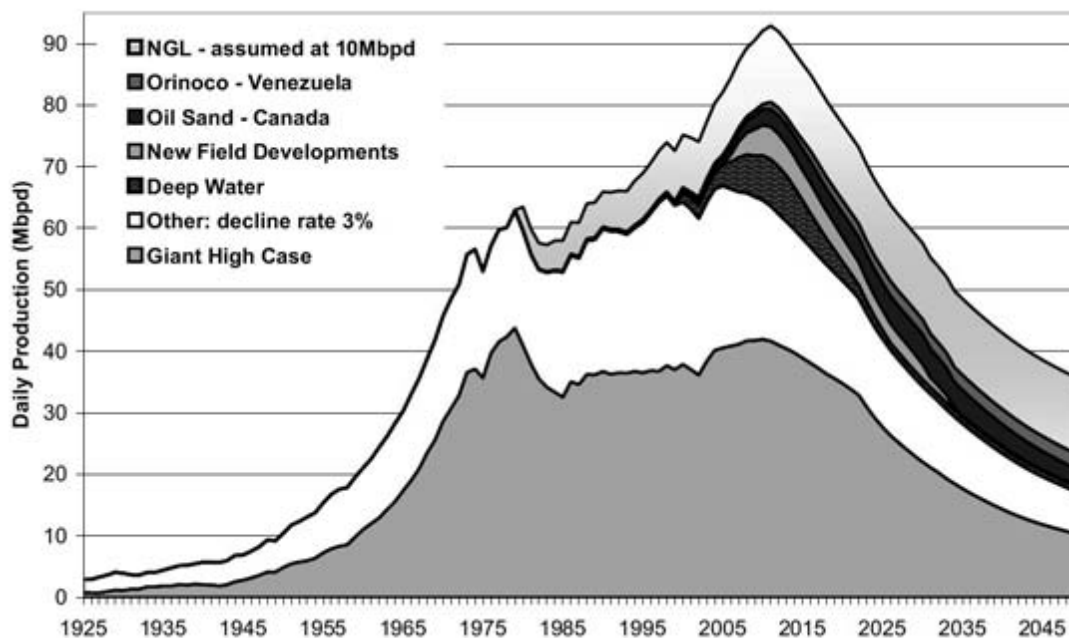
La catégorie *Tous pétroles et gaz* inclut le pétrole lourd, le pétrole extra-lourd, le pétrole en eaux profondes, le pétrole polaire, les liquides de gaz naturel des usines de gaz, les condensats et le gaz non conventionnel, comme le méthane de charbon.



Il est pour le moins surprenant que Nebojsa Nakicenovic puisse encore soutenir les travaux du groupe d'experts, compte tenu des résultats qui apparaissent sur les Figures 3, 4 et 5. À l'époque, chacun pensait qu'il importait peu de savoir si ce qui se disait au sujet du pétrole et du gaz était vrai ou faux, puisqu'il y avait d'énormes quantités de charbon et que le charbon émet beaucoup plus de CO<sub>2</sub> que le pétrole et le gaz. Cette affirmation est exacte : ainsi, pour 2005, la combustion du charbon chinois produirait autant d'émissions que la combustion de la totalité du gaz existant dans le monde. C'est pourquoi l'UHDSG a décidé de réaliser une étude encore plus détaillée, en prenant en compte les chiffres concernant le charbon.

Cette étude, qui repose sur une analyse précise de la production future de pétrole et de gaz, les deux combustibles qui émettent le plus de CO<sub>2</sub> [9], est maintenant terminée. En subdivisant la production de pétrole en sept catégories bien définies, il est possible de déterminer l'intervalle de temps durant lequel la production de pétrole atteindra son taux maximal, en d'autres termes l'intervalle au cours duquel le « pic pétrolier », pic historique de la production, aura lieu. Ce pic se produira entre 2008 et 2018. Si tous les gisements de pétrole géants du monde (qui produisent actuellement 60 pour cent du pétrole mondial) se comportent de la même manière que Cantarell, les conditions seront réunies pour que le « scénario le plus pessimiste » se réalise, auquel cas le pic serait atteint en 2008. Si, au contraire, ils évoluent selon le meilleur pronostic formulé pour Cantarell et que, simultanément, la consommation de pétrole diminue, les conditions seront réunies pour que le « scénario le plus optimiste » se réalise, auquel cas le pic de production surviendrait en 2018. Toutefois, mieux vaut, dans le cadre des réflexions sur les émissions de CO<sub>2</sub>, retenir un « scénario haut » (Figure 6), comparable à celui obtenu avec le modèle de déplétion [2].

Figure 6. Production des sept catégories définies dans le Figure et « scénario haut ». Il s'agit d'un scénario plutôt optimiste.



Axe des ordonnées : production journalière (millions de barils par jour)

LGN – supposée de 10 mbpj

Ceinture de l'Orénoque – Venezuela

Sables asphaltiques – Canada

Développement de nouveaux gisements

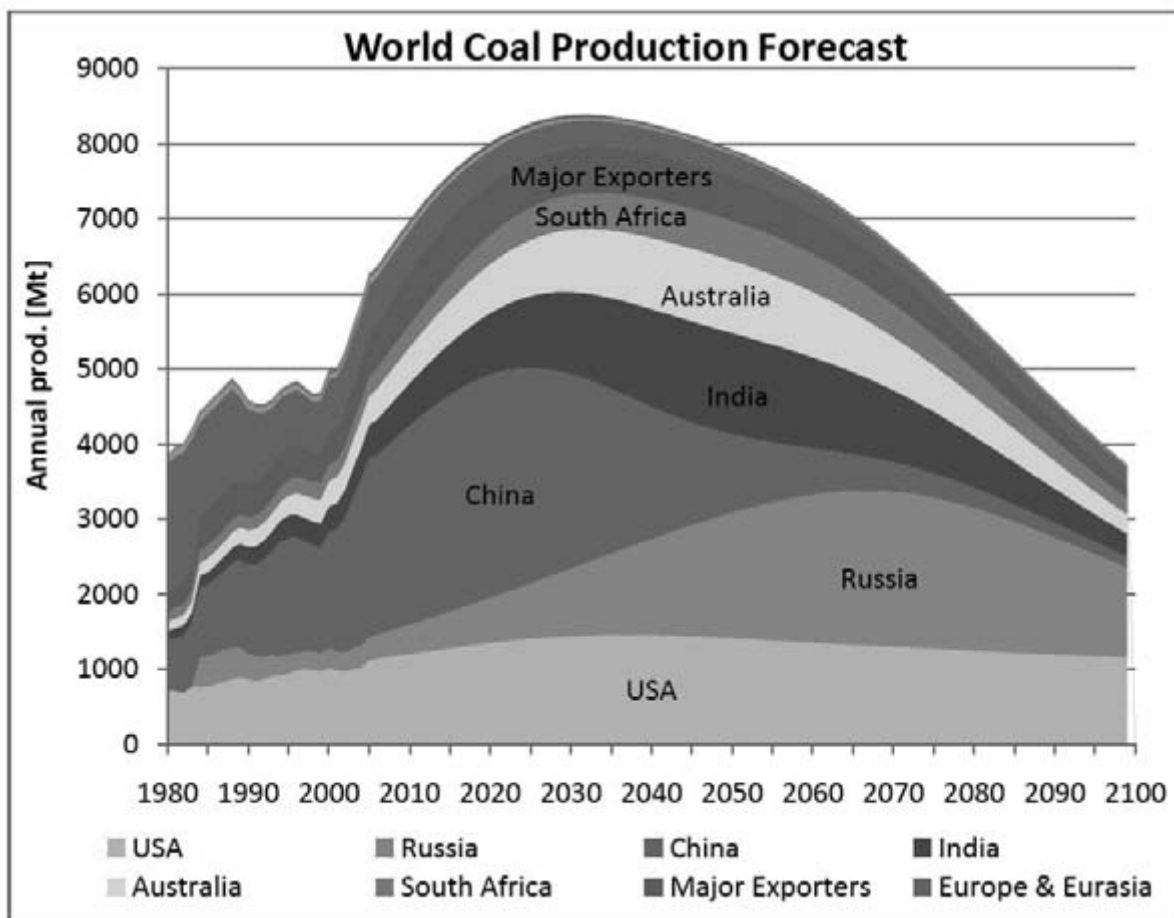
Eaux profondes

Autres : taux de déclin : 3 % Scénario haut

Il est maintenant possible de calculer, en fonction de nos prévisions, la quantité d'énergie et de CO<sub>2</sub> qui risque d'être générée au cours du siècle si le pétrole produit est consommé et de comparer les résultats obtenus aux besoins énergétiques des familles de scénarios définies par le GIEC. Aussi surprenant que cela puisse paraître, les besoins en pétrole des familles A1, A2, B1 et B2 sont trop élevés pour être réalistes.

En élargissant l'analyse pour comparer la production future de gaz naturel aux besoins des familles définies par le GIEC, on obtient des résultats plus édifiants encore. La production de gaz naturel de l'Amérique du Nord est en baisse, tout comme celle des gigantesques gisements russes du Nord-Ouest de la Sibérie, qui fournissent aujourd'hui 90 pour cent du gaz russe. Les projets qui devaient être lancés pour produire du carburant diesel à partir de gaz naturel au Qatar sont en cours d'annulation ; de même, les projets de construction de terminaux de réception de gaz naturel liquéfié aux États-Unis et en Europe sont actuellement revus à la baisse, parce que la production mondiale de gaz naturel liquéfié ne devrait finalement pas atteindre les niveaux auxquels elle était censée parvenir il y a quelques années. Le gaz naturel est désormais souvent considéré comme un « carburant de transition » vers la société de demain, qui reposera sur les énergies renouvelables. On semble aujourd'hui s'apercevoir que cette période de transition sera plus courte qu'initialement prévu, mais là aussi, peut-être est-ce une bonne chose en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>.

Le troisième élément dont il faut tenir compte dans les réflexions sur les émissions de CO<sub>2</sub> est le charbon. L'idée communément répandue, selon laquelle il existe des quantités illimitées de charbon, ne résiste pas à une analyse précise des profils de production des six pays détenant 85 pour cent des réserves mondiales (Figure 8), à savoir les États-Unis, la Chine, la Russie, l'Australie, l'Inde et l'Afrique du Sud. Certains indices montrent en effet clairement que la production de charbon a, dans certaines régions, atteint son maximum [7]. En outre la production de la meilleure qualité de charbon, en d'autres termes de celui qui a la valeur énergétique la plus élevée, est en baisse. Aux États-Unis, deuxième pays consommateur de charbon du monde, la consommation de charbon augmente, mais la valeur énergétique du charbon consommé est en baisse. Ce pays a atteint un niveau maximum, le « pic du charbon », en termes de valeur énergétique.

Figure 7. **Production mondiale de charbon possible** [7].**Prévision concernant la production mondiale de charbon**

Axe des ordonnées : production annuelle (millions de tonnes)

États-Unis    Russie    Chine    Inde  
 Australie    Afrique du Sud    Principaux exportateurs    Europe et Eurasie

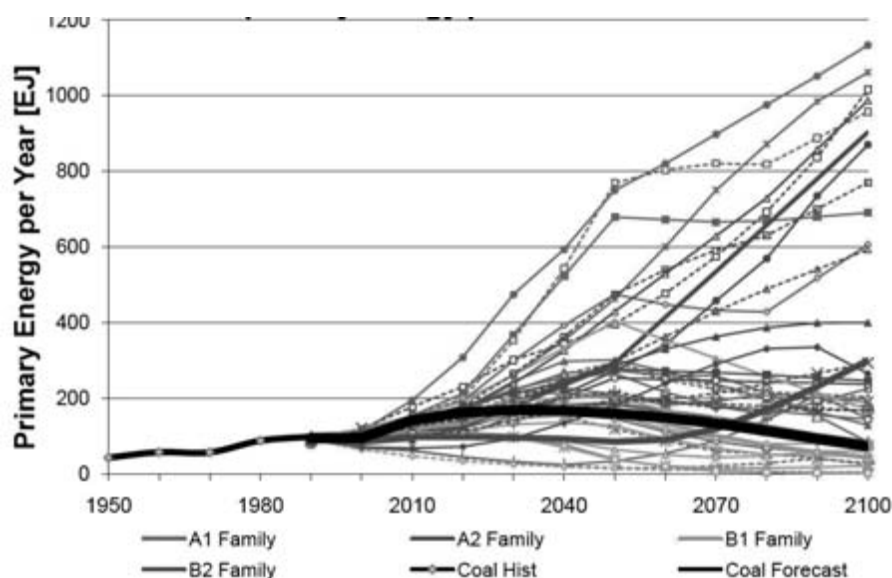
La capacité de production de charbon atteindra prochainement son maximum en Chine également ; la Russie deviendra alors le seul pays détenteur des dernières grandes réserves de charbon, si bien que le moment où le « pic du charbon » sera atteint dépend de la quantité de charbon qu'elle produira dans l'avenir. À noter que cette prévision repose sur des données ouvertes et que nous avons constaté, au cours de l'analyse, que tous les pays qui réévaluent leurs estimations de réserves les revoient à la baisse. Enfin, ces profils de production ont été comparés aux scénarios d'émissions du GIEC concernant le charbon (puisque la plupart des scénarios ne sont pas réalistes en ce qui concerne le gaz et le pétrole).

La quantité totale de ressources en combustibles fossiles jugées accessibles par les professionnels de l'énergie est publiée chaque année dans la revue statistique *BP Statistical Review*. Si l'on retient ces chiffres optimistes, la quantité d'énergie disponible obtenue en ajoutant l'ensemble des réserves de

pétrole, de gaz naturel et de charbon, est énorme, puisqu'elle s'établit à 36 zettajoules (ZJ) (1 zettajoule =  $1 \times 10^{21}$  joules). Ce chiffre est supérieur à celui que notre groupe de travail juge réaliste, mais inférieur à celui indiqué pour toutes les familles de scénario (A1, A2, B1 et B2). L'énergie disponible à partir des combustibles fossiles est donc insuffisante.

La famille A2 correspond à notre « scénario le plus pessimiste » en terme d'augmentation de la température. En termes de consommation d'énergie, le GIEC prévoit que cette famille aura besoin de 70 à 90 ZJ d'énergie d'ici à 2100, soit deux fois plus que les ressources jugées accessibles par les professionnels du secteur énergétique. Autre point, qui, d'ailleurs, n'est jamais évoqué : toutes les familles définies par le GIEC auront besoin d'énergie fossile après 2100 (voir Figures 3, 4 et 8).

Figure 8. Les 40 scénarios du GIEC concernant l'énergie primaire mondiale produite à partir du charbon au cours de la période 1990-2100 par rapport à la production de charbon, telle qu'elle ressort de nos données



Axe des ordonnées : énergie primaire par an (EJ)

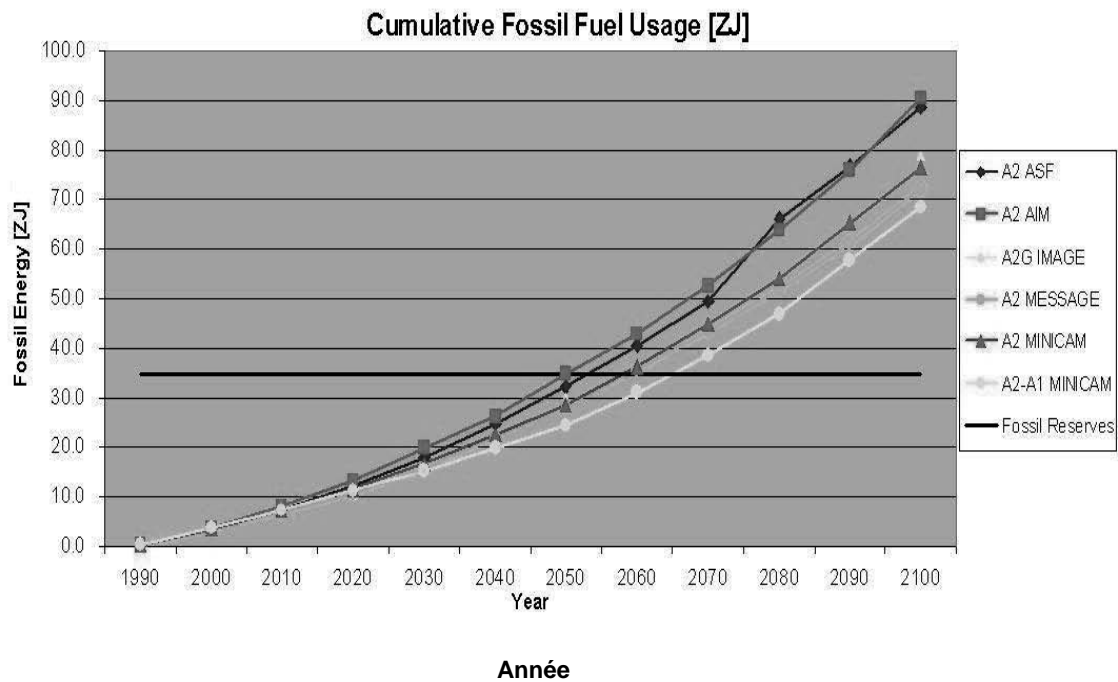
Famille A1      Famille A2      Famille B1

Famille B2      Prod. de charbon, tendance historique      Prod. de charbon, prévision



Figure 9. **Consommation cumulée de combustibles fossiles de la famille A2**, 70 à 90 ZJ, alors que, selon la revue *BP Statistical Review*, les réserves mondiales sont de 36 ZJ.

**Consommation cumulée de combustibles fossiles**

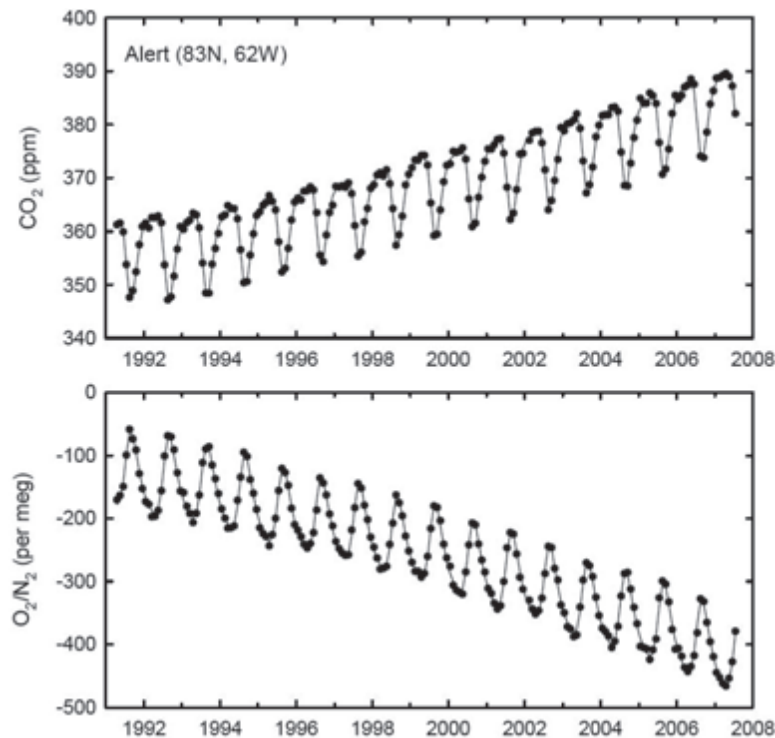


**Énergie fossile (ZJ)**

**Fossil Reserves : réserves fossiles**

Figure 10. **Corrélations entre la concentration de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) en parties par million (ppm) et le rapport oxygène/ azote en per meg dans l'atmosphère [8]**

Alert (83N, 62O)



## 5. CONCLUSIONS

Il n'est pas nécessaire, ici, d'entrer dans le débat sur le rôle joué par les combustibles fossiles dans l'augmentation de la concentration atmosphérique de CO<sub>2</sub>. En brûlant, les combustibles fossiles consomment de l'oxygène (O<sub>2</sub>) atmosphérique et dégagent du CO<sub>2</sub>, ce qui, comme le montre la Figure 10, entraîne une baisse de la concentration en O<sub>2</sub> [8]. De plus, le CO<sub>2</sub> étant, comme chacun le sait, un gaz à effet de serre, l'augmentation de sa concentration va entraîner un réchauffement de la surface de la terre. Il est possible que cette concentration ait, ces 100 dernières années, connu une hausse supérieure à ce que peut supporter le climat. Entre 2008 et 2020, la production de pétrole atteindra une phase plateau (ou diminuera légèrement), mais les émissions de CO<sub>2</sub> seront, en 2020, plus élevées qu'aujourd'hui, parce que la consommation de gaz et de charbon va augmenter. **Le présent article n'entend pas faire croire qu'il n'y a pas lieu de se préoccuper des émissions de CO<sub>2</sub>. La question essentielle concerne ce qui va se passer après 2020 et pendant l'ensemble du 21ème siècle.**

Le GIEC affirme que ses scénarios peuvent être considérés comme des images du futur (ou des futurs possibles), et qu'ils ne constituent ni des prédictions, ni des prévisions, mais différentes hypothèses concernant l'avenir, susceptibles d'aider à mieux appréhender comment il pourrait se dérouler. **Selon moi, les scénarios du GIEC sont totalement irréalistes pour la période 2020-2100 et il ne faut plus accorder de crédit à ces « futurs possibles ».** Nous avons besoin d'un scénario réaliste concernant les émissions. Le groupe UHDSG a désormais compilé les recherches qu'il a effectuées sur le pétrole, le gaz et le charbon et considère que son étude est un point de départ beaucoup plus réaliste pour la période 2020 to 2100 [9].

Le changement climatique, qui a commencé et va s'accroître, représente un problème majeur pour la planète. Toutefois, **le principal problème auquel est confronté le monde réside dans le fait qu'une population trop nombreuse est contrainte de partager une quantité d'énergie trop faible. Il faudrait probablement remplacer, dans le débat politique actuel, le terme « environnement » par le terme « énergie ».** Reste qu'heureusement, les politiques à mettre en œuvre pour faire face au problème énergétique seront également très favorables à l'environnement.

## NOTE

1. Les concepts de ressources et réserves sont définis dans l'article intitulé « Pics pétroliers et évolution des stratégies des pays importateurs et exportateurs de pétrole », présenté au cours de la Table Ronde, « Dépendance à l'égard du pétrole : les transports vont-ils manquer de carburant à un prix abordable ? », organisée par le Centre Conjoint OCDE/ITF de Recherche sur les Transports et le Forum International des Transports, AIE, Paris, les 15 et 16 novembre 2007.

## 6. RÉFÉRENCES

- [1] BP Statistical Review of World Energy, <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471>
- [2] GIEC, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Rapport spécial Scénarios d'émissions, <http://sres.ciesin.org/> ; SRES, [http://sres.ciesin.org/final\\_data.html](http://sres.ciesin.org/final_data.html)
- [3] Anders Sivertsson, « *Study of World Oil Resources with a Comparison to IPCC Emission Scenarios* », thèse de diplôme, Uppsala University (2004), <http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications.html>
- [4] K. Aleklett et C.J. Campbell; *The Peak and Decline of World Oil and Gas Production*, Minerals & Energy 18 (2003) 5-20 (article disponible à l'adresse suivante : [http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/Minerals&Energy\\_2003.doc](http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/Minerals&Energy_2003.doc))
- [5] Andy Coghlan, *Too Little' Oil For Global Warming*, New Scientist, 5 octobre 2003, <HTTP://WWW.NEWSIDENTIST.COM/ARTICLE.NS?ID=DN4216>
- [6] Graham Jones, *World Oil And Gas 'Running Out'*, Cnn, jeudi 2 octobre 2003, mis en ligne à 12 h 45 GMT (20 h 45 heure de Hong Kong), <HTTP://EDITION.CNN.COM/2003/WORLD/EUROPE/10/02/GLOBAL.WARMING/INDEX.HTML>
- [7] Mikael Höök, Werner Zittel, Jörg Schindler et Kjell Aleklett, *A Resource-Driven Forecast For The Future Global Coal Production*, soumis à Energy Policy (2007), <Http://Www.Tsl.Uu.Se/Uhdsg/Publications.Html>
- [8] Ralph Keeling, *The Scripps Institution Of Oceanography*, Usa, Private Communications, [Rkeeling@Ucsd.Edu](mailto:Rkeeling@Ucsd.Edu)
- [9] K. Aleklett, C.J. Campbell, M. Höök, K. Jakobsson, F. Robelius, A. Sievertsson et B. Söderbergh, à paraître.
- [10] Simcity Society, <http://Simcity.Ea.Com/>

## 7. REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier le Forum International des Transports et le Centre Conjoint OCDE/ITF de Recherche sur les Transports, organisateurs de la Table Ronde intitulée « Dépendance à l'égard du pétrole : les transports vont-ils manquer de carburant à un prix abordable ? » d'avoir mis le pic pétrolier et les émissions de CO<sub>2</sub> à l'ordre du jour des débats.

Cette communication n'aurait pas pu être présentée sans le travail exceptionnel d'Anders Sivertsson et Mikael Höök, mes étudiants, qui ont réalisé l'essentiel des travaux relatifs au pic pétrolier, au pic gazier, au pic du charbon et aux émissions de CO<sub>2</sub>.

Enfin, je tiens à remercier Simon Snowden (University of Liverpool Management School, Royaume-Uni), qui a relu cet article et m'a fait part de ses impressions.

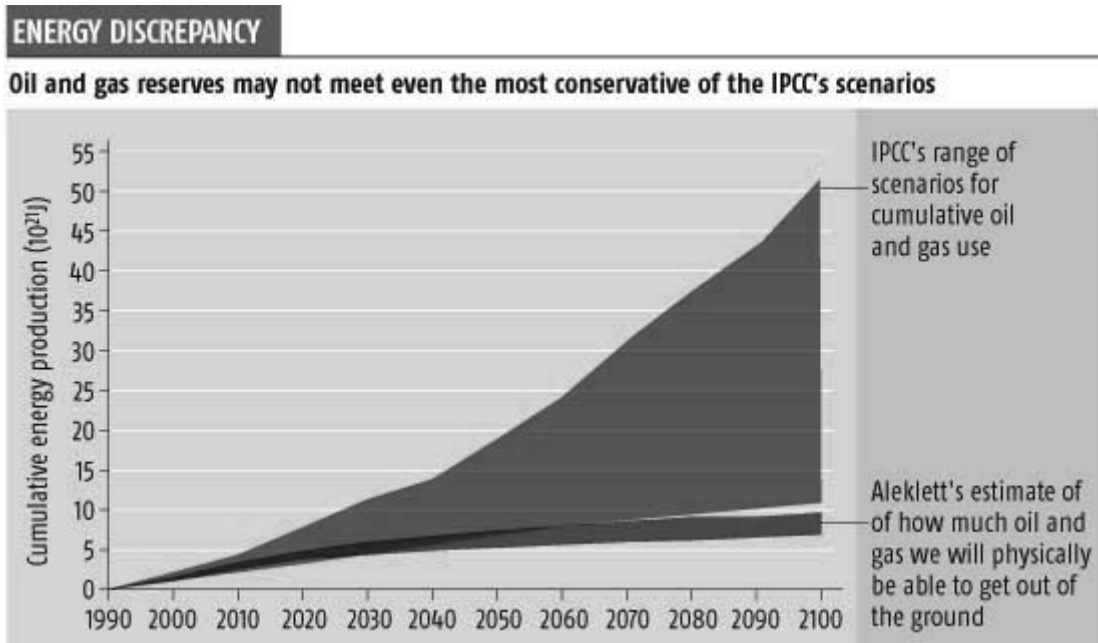
## ANNEXE

***Il reste trop peu de pétrole pour que la planète se réchauffe***

- *New Scientist*
- 5 octobre 2003, 10h 00
- Andy Coghlan

**Écart énergétique**

Les réserves de pétrole et de gaz pourraient même être inférieures aux scénarios les plus timides du GIEC.



Production cumulée d'énergie ( $10^{21}$ )

**Série de scénarios du GIEC en ce qui concerne la consommation cumulée de pétrole et de gaz**

**Estimation d'Alekklett concernant la quantité de pétrole et de gaz qu'il sera techniquement possible d'extraire du sous-sol.**

Le pétrole et le gaz vont s'épuiser trop vite pour que les scénarios catastrophe sur le réchauffement climatique deviennent réalité : telle est la conclusion d'une analyse controversée, présentée cette semaine à l'Université d'Uppsala, en Suède. Selon les auteurs, la totalité des combustibles auront été brûlés avant que la quantité de  $CO_2$  présente dans l'atmosphère soit suffisante

pour que les prédictions concernant la fonte des calottes glaciaires et la hausse des températures se réalisent.

Pour défendre leurs prédictions, les experts du GIEC expliquent qu'ils ont pris en compte un large éventail d'estimations des réserves de pétrole et de gaz et insistent sur le fait que la combustion du charbon n'aurait aucune difficulté à combler le déficit. Tous sont toutefois d'accord sur un point : brûler du charbon serait encore plus dommageable pour la planète.

Les prédictions du GIEC concernant les bouleversements du climat avaient donné l'impulsion nécessaire à la signature, en 1997, du Protocole de Kyôto, dans le cadre duquel les pays signataires se sont engagés à réduire leurs émissions de CO<sub>2</sub>. Le GIEC a étudié une série de scénarios représentant le futur, d'un monde dans lequel on brûle les combustibles fossiles sans aucune limite, à un monde en transition rapide vers l'utilisation de sources d'énergie plus propres.

Mais selon Anders Sivertsson, Kjell Aleklett et Colin Campbell, géologues à l'Université d'Uppsala, il ne reste plus suffisamment de gaz et de pétrole pour que même le plus timide des 40 scénarios du GIEC se réalise (Figure).

### *Milliards de barils*

Bien que les chiffres concernant les réserves de pétrole et de gaz varient fortement d'une estimation à l'autre, ces chercheurs font partie des experts, de plus en plus nombreux, qui estiment que la production de pétrole atteindra son maximum dès 2010 et celle du gaz peu après (*New Scientist*, édition imprimée, 2 août 2003).

D'après leur analyse, les réserves de pétrole et de gaz représenteraient, au total, l'équivalent de 3 500 milliards de barils de pétrole environ, ce qui est nettement inférieur à l'estimation de 5 000 milliards de barils retenue dans le scénario le plus optimiste du GIEC.

Le scénario le plus pessimiste prévoit que l'équivalent de 18 000 milliards de barils de pétrole et de gaz seront brûlés – ce qui représente cinq fois les réserves qui, selon les chercheurs, existent encore. « Il s'agit d'un scénario totalement irréaliste », estime Aleklett. Même l'estimation moyenne, d'environ 8 000 milliards de barils, représente plus du double de l'évaluation des chercheurs suédois concernant les réserves mondiales restantes.

Selon Nebojsa Nakicenovic, spécialiste d'économie énergétique à l'Université de Vienne, Autriche, qui a dirigé les 80 experts composant l'équipe du GIEC à l'origine des scénarios, la validité des travaux du groupe d'experts n'est pas remise en cause. Il estime que les estimations concernant le gaz et le pétrole prises en compte par l'équipe sont beaucoup plus larges et reconnues à l'échelle internationale que celles des Suédois, jugés « trop mesurés ».

Même en cas d'épuisement des ressources pétrolières et gazières, « il existe, dans le sous-sol, une énorme quantité de charbon susceptible d'être exploitée », explique-t-il. Aleklett reconnaît que si le charbon était consommé, les scénarios du GIEC pourraient devenir réalité, mais souligne qu'un tel choix serait catastrophique.

Le charbon est moins propre que le pétrole et le gaz, produit davantage de CO<sub>2</sub> par unité d'énergie et libère de plus grandes quantités de particules. Selon lui, cette dernière analyse est un « avertissement » pour les décideurs.

**ÉVOLUTION FUTURE DES PRIX ET DE LA DISPONIBILITÉ DES CARBURANTS  
POUR LES TRANSPORTS**

**David L. GREENE**  
**Oak Ridge National Laboratory**  
**Oak Ridge**  
**Tennessee**  
**États-Unis**





## SOMMAIRE

1. INTRODUCTION.....	131
2. CROISSANCE DE LA DEMANDE DE CARBURANTS POUR LES TRANSPORTS .....	134
3. RESSOURCES, OPEP ET TRANSITION ÉNERGÉTIQUE.....	137
3.1. Ressources pétrolières conventionnelles.....	137
3.2. Hydrocarbures fossiles non conventionnels et charbon .....	144
3.3. Pouvoir de marché de l'OPEP et cours mondiaux du pétrole .....	145
4. ÉVOLUTION DES POLITIQUES ET PROGRÈS TECHNOLOGIQUE.....	148
4.1. Séquestration du carbone .....	148
4.2. Efficacité énergétique.....	149
4.3. Énergies de substitution .....	151
5. PERSPECTIVES DES PRIX DE L'ÉNERGIE UTILISÉE DANS LES TRANSPORTS .....	151
NOTES .....	155
BIBLIOGRAPHIE.....	156
ANNEXE : CROISSANCE DE LA DEMANDE, PIC DE PRODUCTION ET POUVOIR DE MARCHÉ DE L'OPEP .....	159

Oak Ridge, (révisé), octobre 2007



## 1. INTRODUCTION

Affirmer que les prix des énergies utilisées pour le transport seront déterminés par le jeu de l'offre et de la demande relève du truisme. En ce qui concerne les carburants, les forces du marché sont entrées dans une phase cruciale qui durera sans doute plusieurs décennies. La production de pétrole conventionnel des pays non membres de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) culminera dans quelques années. Les ressources fossiles non conventionnelles qui peuvent être exploitées aux prix courants, ressources dont le pré-développement est déjà bien avancé, constituent une menace encore plus grande pour le climat planétaire. Des investissements massifs et risqués seront nécessaires pour que les carburants tirés de ces ressources puissent être commercialisés au rythme qu'impose l'accroissement de la demande dans les pays développés et en développement. Du point de vue de l'acceptabilité environnementale, ces carburants représentent une grave menace, tout comme leur marginalisation si les cours mondiaux du pétrole s'effondraient.

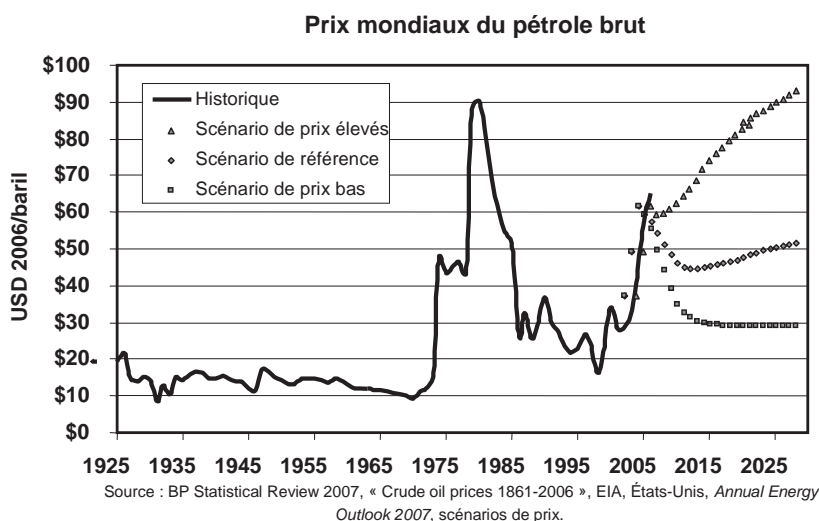
Dire que personne ne peut prévoir avec précision l'évolution du prix du pétrole relève également du truisme. À l'heure actuelle, le baril coûte 70 USD. Il y a dix ans, il était à moins de 20 USD. Il y a 27 ans, les prix culminaient à 90 USD le baril (Graphique 1). Or, il y a 37 ans, le pétrole ne coûtait que 10 USD le baril et, pendant presque 50 ans, son cours avait été relativement stable. Ceux qui élaborent avec soin des scénarios d'évolution future des prix pétroliers savent qu'ils ne font pas de la prévision, mais tentent plutôt de définir différentes trajectoires autour d'une tendance centrale. Même les courbes des meilleurs prévisionnistes officiels ressemblent à tout sauf aux courbes de prix effectivement observées depuis 35 ans (Graphique 1). Il est important de comprendre les raisons d'un tel décalage. Depuis 1972, le cartel de l'OPEP exerce une influence puissante et imprévisible sur les prix mondiaux du pétrole, qui persistera sans doute durant les trois prochaines décennies.

Outre le poids du cartel de l'OPEP, deux facteurs sont déterminants pour l'évolution future des prix des carburants :

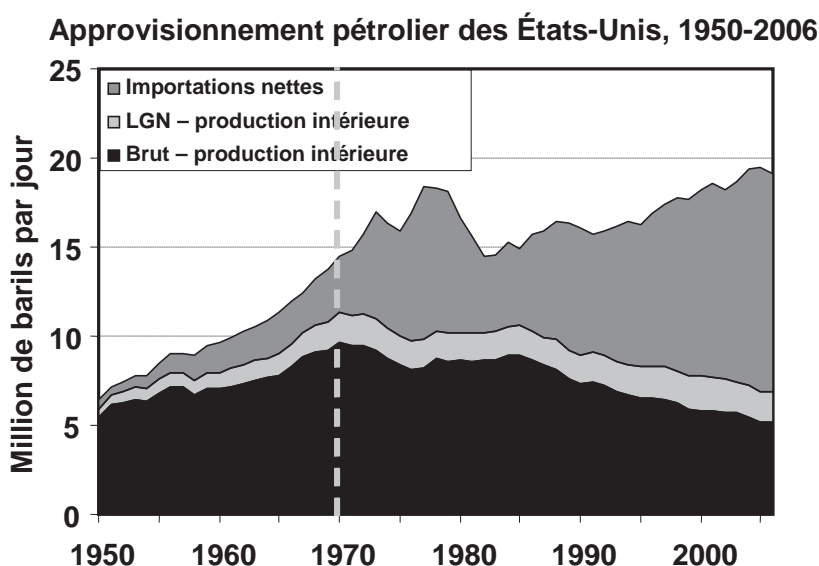
1. le pic de production ; et
2. le changement climatique.

Le pic de production est une réalité et non le fruit d'une imagination paranoïaque. Lorsque la production de pétrole brut des États-Unis a atteint son maximum en 1970, ce pays était le premier producteur mondial de brut (si l'on tient compte des liquides de gaz naturel, la production pétrolière des États-Unis est parvenue à son plus haut niveau en 1972). Malgré les hausses de prix spectaculaires que l'on observe dans le Graphique 1, d'importantes nouvelles découvertes et des avancées technologiques considérables qui ont accru les ressources récupérables dans de bonnes conditions économiques, la production de pétrole des États-Unis n'est jamais revenue à ce niveau record (Graphique 2). Depuis, nombre d'autres régions ont elles aussi connu leur pic de production (Smith, 2006, en recense 60). La production de pétrole conventionnel va culminer dans toutes les régions productrices à travers le monde. C'est inévitable, vu qu'il est impossible, de toute évidence, que le *rythme* de production de pétrole conventionnel<sup>1</sup> continue à *augmenter* jusqu'à l'extraction de la dernière goutte.

Graphique 1. Prix mondiaux du pétrole : évolution passée et projections



Graphique 2. États-Unis : pics de la production et des importations de pétrole, 1950-2005



La bonne nouvelle est que le pic pétrolier ne sonne pas la fin de la civilisation telle que nous la connaissons. Il existe de vastes réserves de ressources fossiles qui peuvent être transformées en carburants classiques en utilisant des techniques éprouvées et à des prix inférieurs au cours mondial actuel du pétrole (AIE, 2006b, pp. 266-271). En effet, l'exploitation des ressources canadiennes non conventionnelles en sables pétrolifères est bien engagée. Le Venezuela dispose de vastes réserves de pétrole extra-lourd qui commencent juste à être exploitées et l'Afrique du Sud démontre depuis plusieurs décennies que le charbon peut être transformé en essence ou en gazole d'excellente qualité. Puis il y a les schistes bitumineux, dont les États-Unis possèdent de très importantes quantités. Non seulement ces carburants peuvent être produits à des prix que les marchés mondiaux peuvent accepter

de payer, mais ils sont en outre parfaitement compatibles avec l'infrastructure existante de distribution de carburants et de production de véhicules. Produire des carburants liquides courants à partir de ces sources consomme plus de capital et porte de plus graves atteintes à l'environnement que la production et le raffinage de pétrole brut conventionnel. Néanmoins, même la production de pétrole conventionnel devient plus capitalistique qu'avant, car les compagnies se tournent vers des gisements offshore situés à plus grande profondeur et dans des environnements plus hostiles.

La mauvaise nouvelle est que, du « puits à la roue », les sources fossiles non conventionnelles sont à l'origine de beaucoup plus d'émissions de dioxyde de carbone que l'essence et les distillats issus du raffinage de pétrole conventionnel : l'écart est d'environ 20 pour cent pour les sables pétrolifères canadiens, et il atteint 100 pour cent pour l'essence produite à partir de charbon. Comme d'autres auteurs l'ont souligné il y a déjà plus de dix ans (Grubb, 2001, etc.), si nous continuons à brûler du charbon et si nous exploitons les ressources fossiles non conventionnelles, nous amènerons les concentrations de carbone atmosphérique à des niveaux susceptibles de provoquer des dérèglements climatiques dangereux. Il n'est pas impensable que le passage à des combustibles fossiles non conventionnels soit compatible avec la protection du climat, mais à condition de pouvoir piéger la majeure partie des émissions supplémentaires à l'aide de la technologie de captage et de stockage du CO<sub>2</sub>. En tout état de cause, la lutte contre ces émissions supplémentaires alourdira les coûts et accroîtra les risques associés à l'élaboration de carburants à partir de ressources fossiles non conventionnelles.

Les investissements considérables nécessaires pour satisfaire la demande mondiale croissante de carburants produits à partir de ressources fossiles conventionnelles et non conventionnelles seront de plus en plus risqués. L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE, 2006, p. 102) estime qu'il faudra investir 4 300 milliards USD (dollars de 2005) d'ici à 2030 pour faire face à la demande mondiale de pétrole qui ne cesse d'augmenter. Des mesures décisives pour atténuer le changement climatique consisteraient, soit à capter et stocker les émissions de carbone liées à la production de carburants classiques à partir de combustibles fossiles non conventionnels, soit à les taxer très lourdement. Le recours à la technologie de captage et de stockage du carbone majorera de beaucoup le coût de ces carburants. En outre, les cours pétroliers risquent de baisser. Même si tout est mis en œuvre pour réduire l'écart entre la demande en hausse et les approvisionnements en hydrocarbures conventionnels hors OPEP qui atteignent leur maximum, l'OPEP ne perdra probablement guère de pouvoir de marché sur les marchés pétroliers mondiaux d'ici à 2050 au moins (Greene, Hopson et Li, 2005). L'histoire a montré que le comportement de l'OPEP peut influencer sur les prix à la hausse comme à la baisse, ce qui induit un risque encore plus important pour les entreprises énergétiques qui envisagent d'investir dans la mise en valeur des ressources fossiles non conventionnelles.

Tout ceci entraîne, en somme, non seulement des prix plus élevés, mais aussi la probabilité d'une volatilité accrue. Les consommateurs de pétrole auraient en effet de la chance si les prix futurs étaient élevés mais stables. Une grande instabilité des cours pétroliers est cependant plus probable.

La solution aux problèmes engendrés par le niveau élevé et la volatilité des prix pétroliers passera sans doute par une évolution technologique impulsée par les pouvoirs publics. Une action très vigoureuse en faveur de l'efficacité énergétique peut faire durer les ressources, atténuer les émissions de gaz à effet de serre et renforcer la sécurité énergétique. Bien que cela puisse sembler paradoxal, une politique avisée de lutte contre les gaz à effet de serre devrait aussi promouvoir l'exploitation écologiquement rationnelle des ressources pétrolières conventionnelles existantes, de manière à différer le passage aux ressources fossiles non conventionnelles, à plus forte teneur en carbone. En outre, des activités de recherche-développement qui permettent de repousser les limites de l'efficacité énergétique, de mettre au point des biocarburants appropriés et, à terme, de faire adopter l'électricité

-- et peut-être même l'hydrogène -- comme vecteurs énergétiques dans les transports sont, bien sûr, essentielles pour assurer durablement l'approvisionnement en énergie des transports au niveau mondial.

## 2. CROISSANCE DE LA DEMANDE DE CARBURANTS POUR LES TRANSPORTS

Le rythme auquel le monde consomme aujourd'hui du pétrole conventionnel est proprement alarmant. Nous sommes loin de connaître précisément les quantités que recèle encore la planète. En revanche, nous savons de manière à peu près certaine ce que nous avons déjà consommé. En 1995, la consommation mondiale cumulée s'élevait à 710 milliards de barils (Ahlbrandt *et al.*, 2005, Tableau 1). Dix ans plus tard seulement, en 2005, le chiffre était passé à 979 milliards de barils. Plus du quart de la totalité du pétrole consommé dans l'histoire de l'humanité l'a été durant la dernière décennie écoulée. Aux États-Unis, le Secrétaire à l'Énergie a demandé au *National Petroleum Council* d'étudier la question du pic pétrolier. Le rapport établi à cette occasion, intitulé « *Facing the Hard Truths about Energy* », a indiqué que, si les tendances actuelles persistaient, la consommation mondiale s'élèverait à 1 100 milliards de barils au cours de 25 prochaines années, soit *plus que ce qui a été consommé dans toute l'histoire*. La consommation mondiale cumulée passerait ainsi à 2 000 milliards de barils en 2030, soit les deux tiers de l'estimation médiane de l'U.S. Geological Survey concernant l'ensemble des ressources ultimes de pétrole conventionnel (Ahlbrandt *et al.*, 2005).

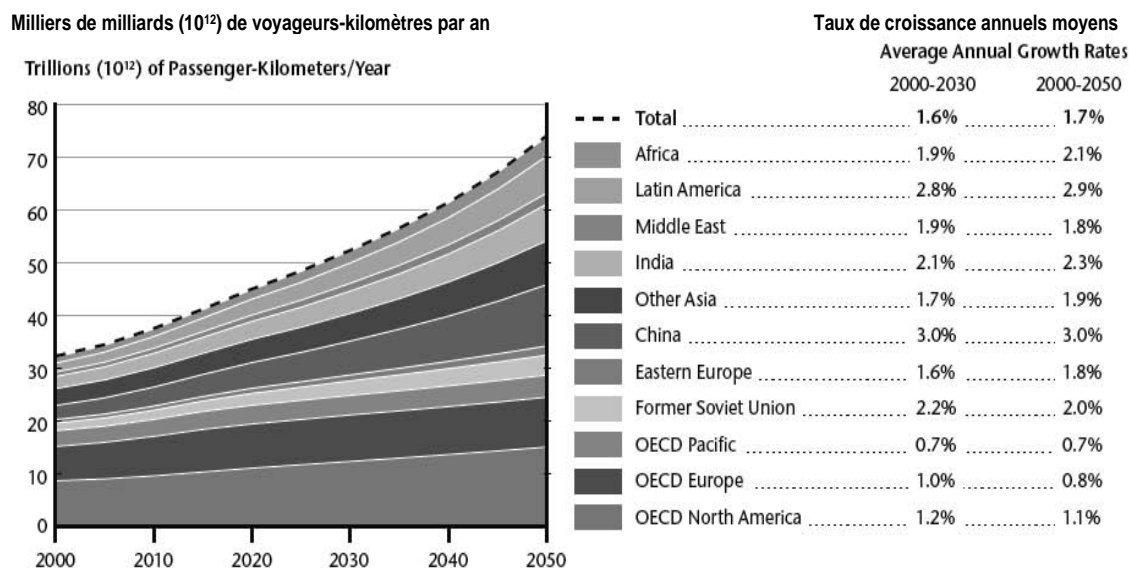
La demande mondiale de pétrole augmente principalement en raison de l'essor lent mais ininterrompu des activités de transport dans les pays développés et de la progression rapide du transport motorisé dans les économies en développement. L'AIE prévoit que la demande primaire de pétrole augmentera de 1.3 pour cent par an, pour passer de 84 millions de barils par jour (Mb/j) en 2005 à 99 Mb/j en 2015, et à 116 Mb/j en 2030. Plus de 70 pour cent de cette hausse devrait être imputable aux pays en développement. D'après les estimations de l'AIE, les transports seront responsables de 63 pour cent de l'augmentation de la consommation de pétrole d'ici à 2030 (AIE, 2006a, p. 88).

Dans les pays en développement, la demande de pétrole augmentera sous l'effet de la motorisation du transport de personnes et de l'expansion continue du commerce international. Compte tenu de la probabilité que, dans les économies en développement, le taux de motorisation atteindra la « saturation » à un niveau très inférieur à celui enregistré aux États-Unis ou au Canada, Dargay *et al.* (2007) prévoient que le parc automobile mondial passera d'environ 800 millions de véhicules actuellement à plus de 2 milliards en 2030<sup>2</sup>. Le parc des pays non membres de l'OCDE devrait représenter largement plus de la moitié de ce total, selon les prévisions, en 2030, contre à peu près un quart aujourd'hui. Le parc chinois devrait atteindre 390 millions de véhicules en 2030, soit 20 fois plus qu'il y a tout juste cinq ans. En fonction des résultats qu'obtiendra la Chine en matière de maîtrise de la consommation de carburant, Huo *et al.* (2007) prévoient qu'à l'horizon 2050, les véhicules à moteur consommeront en Chine entre 12 et 21 millions de barils par jour et émettront 2-3 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub> par an.

Le Conseil mondial des entreprises pour le développement durable (WBCSD) (2004) prévoit une croissance du même ordre de la demande de transport de personnes et de marchandises. D'ici à 2050, le nombre annuel de voyageurs-kilomètres devrait plus que doubler, passant d'un chiffre légèrement supérieur à 30 000 milliards en 2000 à plus de 70 000 milliards en 2050 (soit une hausse annuelle de 1.7 pour cent). Le trafic de marchandises devrait plus que tripler au cours de la même période, son taux de croissance annuel moyen étant de 2.3 pour cent. Selon l'étude du WBCSD, la répartition modale des activités de transport ne devrait pas énormément changer. Le mode routier demeurera probablement prépondérant, malgré la croissance un peu plus rapide du transport aérien et du fret ferroviaire.

La consommation mondiale de carburants devrait doubler, d'ici à 2050, en dépit de grands progrès en efficacité énergétique. Le rapport *Mobilité 2030* prévoit que la consommation d'énergie des véhicules légers, des poids lourds et des avions diminuera respectivement de 18 pour cent, de 29 pour cent et de 29 pour cent d'ici à 2050. L'AIE (2006b, p. 253) affirme que la consommation spécifique de carburant des véhicules à essence pourrait être réduite de 40 pour cent à faible coût à l'horizon 2050. Ces gains d'efficacité énergétique, bien qu'extrêmement appréciables, ne sont pas suffisants pour compenser l'augmentation prévue de l'activité de transport assurée par ces types de véhicules, qui se chiffrera respectivement à 123 pour cent, 241 pour cent et 400 pour cent. En 2050, la consommation mondiale annuelle de carburant pour les transports devrait atteindre 5 000 milliards de litres d'équivalent essence, soit pratiquement 180 exajoules.

Graphique 3a. **Trafic voyageurs au niveau mondial jusqu'en 2050 (WBCSD, 2004)**



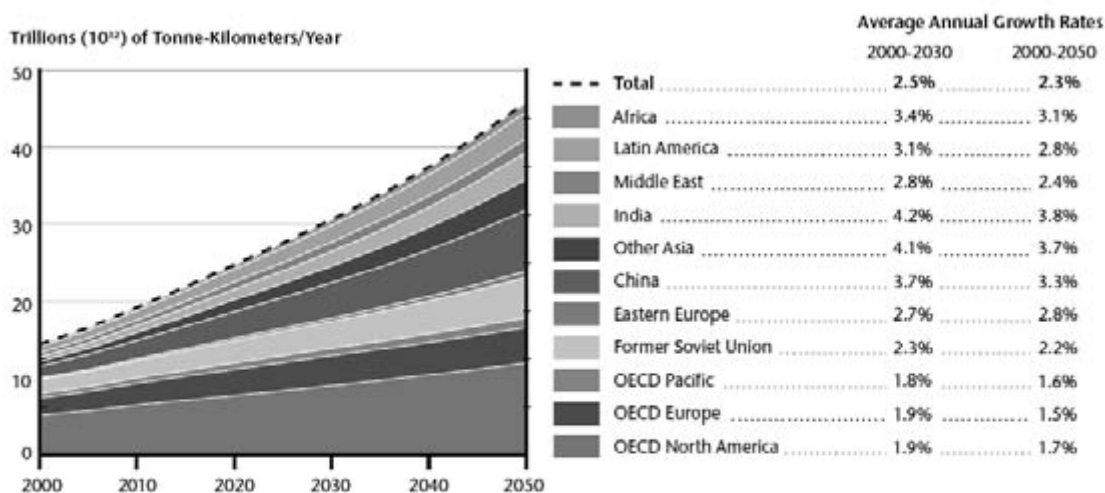
Source:  
Sustainable Mobility Project calculations.

Source : Calculs du projet Mobilité durable.



Graphique 3b. **Trafic marchandises au niveau mondial jusqu'en 2050 (WBCSD, 2004)**Milliers de milliards (10<sup>12</sup>) de tonnes-kilomètres par an

Taux de croissance moyens annuels



Note:  
Excludes air waterborne and pipeline.

Source:  
Sustainable Mobility Project calculations.

Note : Sauf transports aérien, maritime, fluvial et par conduites.

Source : Calculs du projet Mobilité durable.

L'augmentation de la demande accentue le risque de volatilité des marchés pétroliers mondiaux, comme nous l'expliquerons à la section suivante. Le régime actuel de prix élevés du pétrole est qualifié de choc des prix induit par la demande, à la différence de ceux de 1973-1974, de 1979-1980 et de 1990-1991, qui avaient incontestablement été provoqués par une brusque contraction de l'offre. Il est évident que la forte hausse imprévue de la demande, notamment de la Chine et de l'Inde, a contribué à la flambée actuelle des cours. Les contraintes du côté de l'offre jouent également un rôle non négligeable. L'Irak, dont les réserves occupent le deuxième rang dans le monde, est toujours dans l'incapacité d'augmenter sa production, ce qui contribue certainement au maintien de prix élevés. Pourtant, le premier choc pétrolier (1973-1974) avait été précédé par une augmentation encore plus rapide de la demande mondiale : elle progressait au rythme de 7 pour cent par an lorsqu'elle a commencé l'embargo décrété par les pays arabes membres de l'OPEP. Autre fait tout aussi important, la production pétrolière des États-Unis -- qui étaient jusqu'alors le premier producteur mondial -- venait d'atteindre son pic en 1970<sup>3</sup>. Quand tous les pays producteurs non membres de l'OPEP auront connu leur pic de production, le pouvoir de marché de l'OPEP augmentera, tout comme le risque de hausse et de volatilité accrue des cours.

### 3. RESSOURCES, OPEP ET TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Le rythme stupéfiant auquel progresse la consommation pétrolière mondiale doit être replacé dans la perspective des réserves restantes. Combien *reste*-il de pétrole et, plus important encore, peut-on l'extraire à un rythme suffisant pour satisfaire la demande croissante ? Bien que certains pensent que le pic de production est imminent, qu'il sera brutal et que le déclin rapide de la production qui s'ensuivra aura des conséquences dramatiques, il est généralement admis que la production des régions hors OPEP atteindra bientôt un palier, ou l'a déjà atteint. En conséquence, pour que les approvisionnements pétroliers augmentent, il faudra, soit que les pays de l'OPEP les fournissent, soit que s'opère une transition de grande ampleur vers l'exploitation des sources non conventionnelles de combustibles liquides. L'OPEP va donc voir augmenter son pouvoir de marché, ce qui aura sans doute des répercussions importantes sur les coûts futurs des carburants.

#### 3.1. Ressources pétrolières conventionnelles

L'*US Geological Survey* (USGS) a achevé, en 2000, une étude scientifique exhaustive des ressources pétrolières conventionnelles au niveau mondial. Les géologues de l'USGS ont estimé les quantités de pétrole conventionnel, de gaz et de liquides de gaz naturel (LGN) qu'ils jugeaient « techniquement récupérables » et susceptibles de s'ajouter aux réserves d'ici à 2025 (Ahlbrandt *et al.*, 2005, p. 1). Les estimations tiennent compte des ressources non encore découvertes et de l'augmentation des réserves de pétrole des gisements découverts. Comme ni les unes ni les autres ne peuvent être quantifiées avec précision, les estimations de l'USGS sont présentées sous forme de distributions de probabilités plutôt que de valeurs uniques. S'agissant uniquement du pétrole brut, l'estimation moyenne des ressources ultimes est de 3 000 milliards de barils, avec une probabilité de 95 pour cent d'au moins 2 200 milliards de barils et une probabilité de 5 pour cent de plus de 3 900 milliards de barils (Tableau 1). Les estimations des ressources ultimes tiennent compte de la consommation cumulée à ce jour et des réserves prouvées. Par conséquent, l'estimation moyenne des réserves restantes de pétrole brut en 2005 est de  $2\,994 - 979 = 2\,015$  milliards de barils.

Tableau 1. **Ressources mondiales de pétrole conventionnel jusqu'en 2025 : estimations de l'USGS**

	Pétrole				Liquides de gaz naturel				Tous produits pétroliers			
	95 %	50 %	5 %	Moyenne	95 %	50 %	5 %	Moyenne	95 %	50 %	5 %	Moyenne
Ressources non découvertes	394	683	1202	725	101	196	387	214	495	879	1589	939
Augmentation des réserves	255	675	1094	675	26	55	84	55	281	730	1178	730
Rés. prouvées	884	884	884	884	75	75	75	75	959	959	959	959
Production cumulée	710	710	710	710	7	7	7	7	717	717	717	717
<b>TOTAL</b>	<b>2244</b>	<b>2953</b>	<b>3890</b>	<b>2994</b>	<b>210</b>	<b>334</b>	<b>553</b>	<b>351</b>	<b>2454</b>	<b>3286</b>	<b>4443</b>	<b>3345</b>

Source : USGS, 2000, données modifiées par Greene *et al.* (2003) pour prendre en considération les liquides de gaz naturel.

Unité : milliard de barils. Les chiffres étant arrondis, les totaux peuvent différer de la somme des termes.

Combien de temps dureront les réserves de pétrole ? Malheureusement, en divisant les 2 000 milliards estimés de barils de pétrole brut restants par le taux actuel de production annuelle (26.5 milliards de barils), on n'obtient pas une estimation de la durée des ressources en pétrole conventionnel, mais encore une mesure de leur quantité, exprimée dans une unité inhabituelle : l'année. Pour que le pétrole soit utile au système de transports mondial, la production doit aller de pair avec les besoins, à un rythme qui ne cessera d'augmenter d'ici à 2050. La principale découverte des tenants de la théorie du pic de production est d'avoir compris que la question cruciale à se poser n'est pas « Quand allons-nous manquer de pétrole ? » mais plutôt « Quand ne sera-t-il plus possible d'augmenter le taux de production ? ». Les disciples de M. K. Hubbert, géophysicien employé par la compagnie Shell qui avait prédit sans se tromper le pic de la production de pétrole brut des États-Unis de 1970, pensent que la production culmine quand environ la moitié des ressources ultimes récupérables d'un gisement a été extraite. La correspondance entre ce seuil de 50 pour cent et l'apogée de la production a été observée dans de nombreuses régions du monde.

Quand atteindrons-nous le pic mondial de la production de pétrole conventionnel ? Sur ce point, les experts ne sont guère d'accord. Les principaux points de divergence sont répertoriés ci-dessous (Greene *et al.*, 2006).

1. Quantité existante de pétrole conventionnel (voir Tableau 1).
2. Quantité de pétrole dans les pays de l'OPEP et rythme de production voulu par ces derniers.
3. Quantité de pétrole non conventionnel utilisable pour remplacer le pétrole conventionnel et rythme de production.
4. Rythme de déclin de la production de pétrole conventionnel après le pic.

L'Association pour l'étude des pics de production de pétrole et de gaz naturel (*Association for the Study of Peak Oil*, ASPO) considère que l'USGS surestime en général les ressources pétrolières mondiales, que l'OPEP dispose de moins de pétrole qu'elle ne le prétend et que le rythme de baisse de la production après le pic sera comparable aux taux de déclin observés dans les régions où la production a d'ores et déjà culminé. Compte tenu de ces hypothèses, le pic de la production mondiale est prévu juste après 2010 (Graphique 4). Les tenants de la théorie du pic de production ne pensent pas

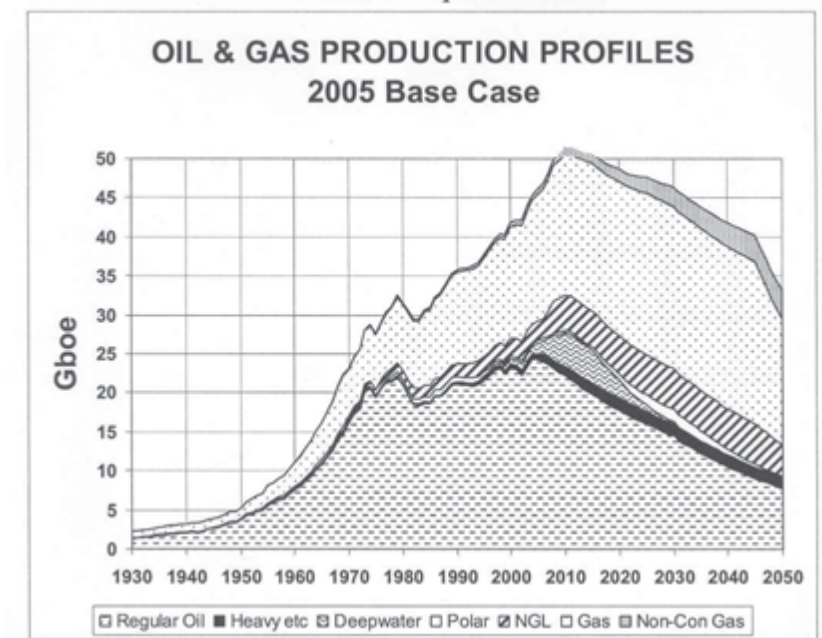
que les ressources non conventionnelles permettront de combler l'écart croissant entre offre et demande et s'attendent par conséquent à voir la demande s'effondrer, sous l'effet des prix pétroliers extrêmement élevés.

Graphique 4. **Estimations de la production mondiale de pétrole et de gaz jusqu'en 2050**  
(ASPO, 2007)

Gbep = milliards de barils d'équivalent pétrole

*Schéma général d'épuisement des ressources*

*The General Depletion Picture*



## COURBES DE LA PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL

### Scénario de base de 2005

[gauche, vertic.] Gbep

[en bas]

Pétrole classique

Pétrole lourd, etc.

Eaux profondes

Polaire

LGN

Gaz

Gaz non conventionnel

Les prévisions des Gouvernements et des entreprises sont plus optimistes. Elles tablent sur des ressources mondiales nettement plus importantes et laissent présager que des approvisionnements issus de sources non conventionnelles (sables pétrolifères, pétroles extra-lourds, charbon et gaz transformés en carburants liquides (CTL et GTL) par le procédé Fischer-Tropsch) viendront progressivement s'ajouter à ceux de pétrole conventionnel. D'après ces prévisions, les schistes bitumineux ne devraient pas jouer de rôle significatif avant 2030.

« Le concept de pic de la production de pétrole et la date à laquelle il sera atteint suscitent des controverses passionnées. La définition du segment de la production pétrolière mondiale réputé avoir atteint son pic ou l'approcher est fortement déterminante à cet égard. Il est vrai que nos prévisions donnent à penser que la production totale de pétrole brut conventionnel hors OPEP aurait, pour le moment, atteint un palier, et non un pic. Les approvisionnements en brut conventionnel se sont établis à 40 Mb/j en 2003, n'ont pas varié depuis et pourraient se maintenir à ce niveau jusqu'en 2012. Bien que des hausses importantes soient attendues en ex-Union soviétique, au Brésil et en Afrique subsaharienne, elles ne suffiront qu'à compenser la baisse des quantités de brut extraites ailleurs. Autrement dit, au cours de la période 2007-2012, la croissance des approvisionnements hors OPEP concernera exclusivement des liquides de gaz naturel, du pétrole extra-lourd, des biocarburants (et, à l'horizon 2012, 145 000 b/j de charbon transformé en liquides par procédé CTL en Chine). » (AIE, 2007, p. 30).

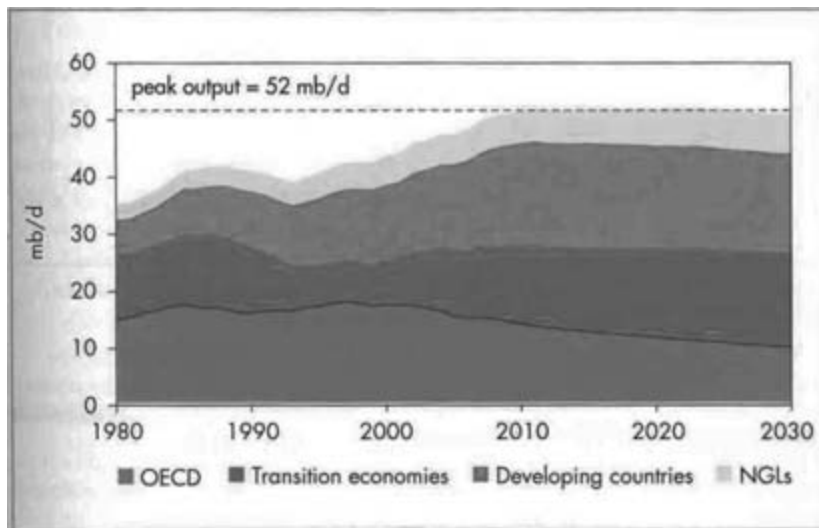
Il est certes prévu que l'OPEP procédera à des accroissements de production non négligeables, mais ils seront de l'ordre de la moitié des volumes projetés avant les hausses de prix des quatre dernières années. D'après le scénario de référence élaboré par l'*Energy Information Administration* (EIA) dans sa publication *International Energy Outlook 2006* (IEO2006), la consommation mondiale de pétrole, qui était de 80 millions de barils par jour (Mb/j) en 2003, devrait s'établir à 118 Mb/j en 2030, en dépit d'un prix du pétrole à 57 USD par baril (en dollars de 2004) (EIA, 2006, chapitre 3). Les pays de l'OPEP devraient en fournir 14.6 Mb/j de plus, tandis que les autres pays producteurs en fourniront 23.7 Mb/j, dont près de la moitié (11.5 Mb/j) seront produits à partir de sources non conventionnelles. Par rapport aux prévisions concernant la production des pays de l'OPEP qui figuraient dans l'IEO2005, la révision à la baisse est spectaculaire. L'IEO2005, dont les projections n'allaient que jusqu'en 2025, prévoyait que les approvisionnements provenant des pays de l'OPEP augmenteraient de 24 Mb/j à l'horizon 2025. Dans l'IEO2006, en revanche, l'accroissement prévu pour 2025 n'est plus que de 11.8 Mb/j. Par conséquent, on s'attend à une hausse des cours mondiaux. En 2030, selon l'IEO2006, le prix du baril représente 34 USD dans le scénario de prix bas, 57 USD dans le scénario de référence et 96 USD dans le scénario de prix élevé. Dans l'IEO2005, les projections correspondantes (pour 2025) étaient de 21 USD, 35 USD et 48 USD le baril.

Contrairement à l'EIA, l'AIE *pense* que la production de pétrole hors OPEP atteindra son maximum bien avant 2030 (Graphique 5), mais qu'il faut s'attendre davantage à un palier qu'à un véritable pic.

« Dans l'ensemble, la production hors OPEP de pétrole brut conventionnel devrait culminer d'ici le milieu de la prochaine décennie et décliner ensuite, même si la tendance sera partiellement compensée par la progression régulière de la production de LGN [liquides de gaz naturel]. » (AIE, 2006a, p. 94).

Cette vision est partagée par ExxonMobil, dont les prévisions de 2004 concernant les approvisionnements pétroliers mondiaux montrent que la production hors OPEP culminera aux alentours de 2015 (Graphique 6). Comme les projections antérieures de l'EIA et de l'AIE, les calculs d'ExxonMobil se fondent sur l'hypothèse selon laquelle les pays de l'OPEP combleront l'écart entre l'approvisionnement en combustibles liquides assuré par les producteurs non membres de l'OPEP et la demande mondiale attendue.

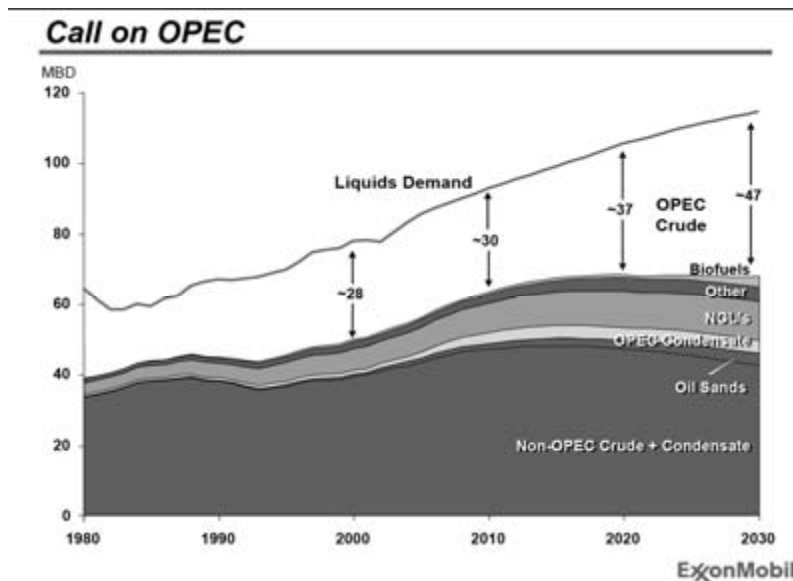
Graphique 5. Production hors OPEP de pétrole brut et de LGN, *World Energy Outlook 2006*



Pic de production = 52 Mb/j  
 [à gauche, vertic.] Mb/j  
 Zone OCDE Économies en transition Pays en développement LGN

Source : AIE, 2006a, Graphique 3.6, p. 95.

Graphique 6. Projections d'ExxonMobil : approvisionnements pétroliers mondiaux jusqu'en 2030 (Tillerson, 2004)



Demande d'approvisionnements provenant de pays de l'OPEP			
Mb/j	Demande de combustibles liquides	Brut OPEP	
		Biocarburants	Condensats OPEP
		Divers	Sables pétrolifères
		LGN	Brut + condensats hors OPEP

Les projections de prix plus récentes de l'EIA reflètent la thèse selon laquelle les pays de l'OPEP pourraient combler l'écart, mais seulement à des prix beaucoup plus élevés que prévu. Cette thèse confirme que le pic de la production hors OPEP augmentera le pouvoir de marché du cartel, et elle corrobore l'analyse approfondie des niveaux de production qui servent au mieux les intérêts économiques de l'OPEP (Gately, 2004). Fondée sur l'appréciation de l'EIA selon laquelle l'OPEP est moins encline à une augmentation spectaculaire de sa production qu'on ne le pensait précédemment, cette thèse ne tient pas compte d'éventuelles variations de l'évaluation par l'EIA des ressources pétrolières de l'OPEP (EIA, 2006, p. 25). Les actions de l'OPEP sont déterminantes, car toute diminution de sa production aura tendance à faire grimper les cours mondiaux du pétrole et à accélérer la transition vers l'utilisation d'autres sources d'énergie, tandis que des prix volatils accroîtront le risque de l'investissement dans des solutions de rechange.

Les trois scénarios de l'EIA – scénario de référence, scénario de prix bas et scénario de prix élevés – découlent d'hypothèses différentes concernant : 1) l'importance des ressources conventionnelles (ultimes récupérables) ; et 2) la disposition des membres de l'OPEP à accroître leur production (EIA, 2007, p. 34). Le scénario de référence s'appuie sur les estimations moyennes des ressources en pétrole et en gaz naturel effectuées par l'*US Geological Survey* (Ahlbrandt *et al.*, 2005). Le scénario de prix élevés repose sur l'hypothèse selon laquelle les ressources de pétrole brut seront inférieures de 15 pour cent aux estimations moyennes, et le scénario de bas prix table sur des ressources pétrolières mondiales de 15 pour cent supérieures. De ces hypothèses dépend, dans les trois scénarios, l'ampleur possible de l'augmentation de la production des pays non membres de l'OPEP. Il faut noter que, contrairement à ExxonMobil et à l'AIE, l'EIA prévoit une croissance des approvisionnements hors OPEP durant toute la période considérée. Toutefois, les projections de l'EIA tiennent compte de sources non conventionnelles telles que les sables pétrolifères, le pétrole extra-lourd, ainsi que les carburants CTL et BTL (filiale Fischer-Tropsch) (Tableau 2). Dans le scénario de prix élevés, la production de l'OPEP décroît jusqu'en 2015, pour remonter très progressivement jusqu'en 2030. Dans le scénario de référence, la production de l'OPEP passe de 34 Mb/j à 47.6 Mb/j en 2030 ; en revanche, dans le scénario de prix bas, elle atteint 54.7 Mb/j en 2030.

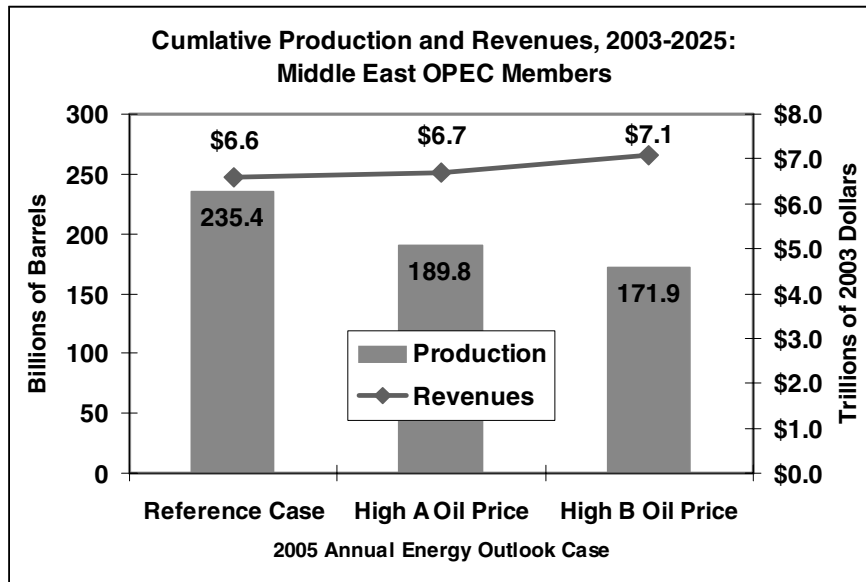
Tableau 2. **Production de pétrole de l'OPEP et hors OPEP dans les trois scénarios de prix de l'Annual Energy Outlook 2007 (Mb/j)**

	Prix bas	Scénario de référence	Prix élevés
<b>OPEP</b>			
2005	34.0	34.0	34.0
2010	34.7	34.7	31.2
2015	39.3	37.5	29.1
2020	43.9	40.2	29.3
2025	49.2	43.7	31.4
2030	54.7	47.7	33.3
<b>Hors OPEP</b>			
2005	50.3	50.3	50.3
2010	57.5	56.3	55.6
2015	62.1	60.2	60.9
2020	66.2	63.1	64.1
2025	70.1	66.3	66.0
2030	73.4	69.7	68.3

Une vision réaliste de l'évolution future du marché pétrolier mondial amène à déceler deux problèmes dans ces scénarios. Premièrement, comme Gately (2004) et l'EIA elle-même (EIA, 2006) l'ont démontré, le cartel de l'OPEP peut doper ses recettes en réduisant sa production. Le Graphique 7 montre que la production cumulée, d'ici à 2025, de 172 milliards de barils rapporte des revenus pétroliers estimés à 7 100 milliards USD, tandis qu'une production de 63 milliards de barils supplémentaires rapporte 500 milliards USD de moins. Pour les pays dont l'économie repose sur les recettes pétrolières, le choix est vite fait. Deuxièmement, les trois scénarios de prix supposent que la production de l'OPEP et les cours mondiaux évolueront de façon régulière. Comme nous l'indiquons plus haut, cela est dû au fait que les projections sont censées décrire une tendance centrale et non les trajectoires des prix futurs. Néanmoins, l'évolution du marché mondial du pétrole depuis l'entrée en scène de l'OPEP contredit radicalement ces scénarios (voir Graphique 1). À l'avenir, le pouvoir de marché de l'OPEP a plus de chances de se renforcer que de décliner. Il est donc presque certain que les cours pétroliers mondiaux seront volatils, comme nous l'expliquons ci-dessous.

Graphique 7. OPEP : revenus à différents niveaux de production, 2003-2025  
(Ministère de l'Énergie des États-Unis/EIA, 2006)

Production et recettes cumulées, 2003-2025 : pays du Moyen-Orient membres de l'OPEP



[gauche, vertic.] Milliards de barils

Production

Recettes

[droite, vertic.] Milliers de milliards (dollars de 2003)

Scénario de référence    Prix élevés : scénario A    Prix élevés : scénario B

Scénarios tirés de *Annual Energy Outlook 2005*

Ni l'EIA ni l'AIE ne tentent de prévoir la volatilité des prix. Pourtant, l'évolution des cours mondiaux du pétrole depuis la première « crise de l'énergie » (1973-1974) montre que l'instabilité en est la caractéristique prépondérante depuis trente ans (Graphique 5). Jusqu'en 1973, les États-Unis étaient le premier pays producteur de pétrole du monde et la *Texas Railroad Commission* parvenait assez bien à maintenir des prix stables. Mais depuis que leur production de brut a culminé à 9.64 Mb/ en 1970, le cartel de l'OPEP a acquis un pouvoir de marché dont il use de manière erratique pour agir



sur les cours mondiaux. Si la production totale de pétrole conventionnel hors OPEP marque un pic, l'influence du cartel en sera encore augmentée, ce qui n'entraînera pas nécessairement un renchérissement ou une volatilité accrue des cours, mais l'un et l'autre sont très probables.

### 3.2. Hydrocarbures fossiles non conventionnels et charbon

La solution de facilité consistera à combler l'écart croissant entre la demande mondiale de produits pétroliers et l'offre de pétrole conventionnel avec des carburants classiques dérivés de ressources fossiles non conventionnelles. Les quantités d'hydrocarbures fossiles non conventionnels permettant de produire des carburants pour les transports sont énormes. L'incertitude des estimations chiffrées des ressources en pétrole non conventionnel est d'autant plus grande que celles-ci étaient généralement inexploitable, jusqu'à une date récente, pour des raisons technologiques ou économiques. On classe généralement les ressources pétrolières non conventionnelles en trois catégories : les sables pétrolifères, les pétroles extra-lourds et les schistes bitumineux. Les deux premiers présentent une viscosité si élevée qu'ils ne s'écoulent pas et nécessitent des méthodes d'extraction spéciales, ainsi qu'une valorisation plus poussée que le pétrole conventionnel, parce qu'ils ne contiennent pas les composants plus légers et plus volatils indispensables dans les carburants moteurs. Quoi qu'il en soit, on produit aujourd'hui des sables asphaltiques et des pétroles extra-lourds en quantités faibles (par rapport à la consommation mondiale de pétrole brut) mais croissantes, ce qui conduit certains à les considérer comme des ressources conventionnelles.

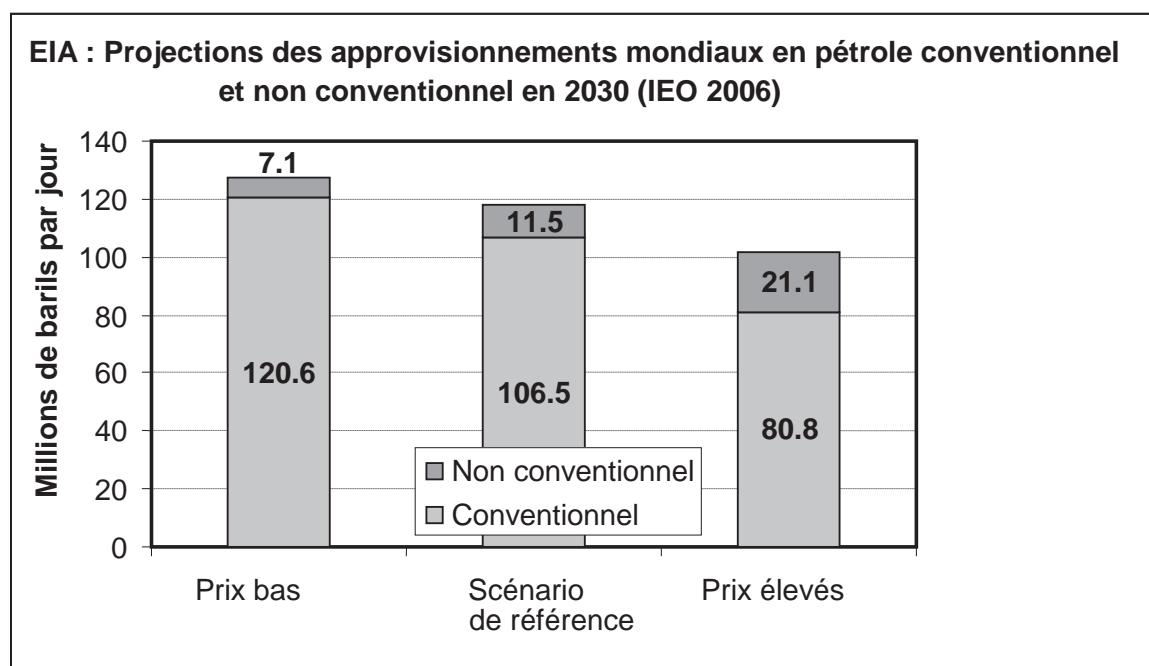
Sur le plan géographique, les ressources pétrolières non conventionnelles semblent très concentrées. Les ressources d'huiles extra-lourdes se trouvent essentiellement au Venezuela, qui dispose d'ores et déjà d'environ 1 200 milliards de barils en place, dont 270 milliards de barils récupérables dans l'état actuel de la technologie (AIE, 2006b, p. 265). Les ressources en sables pétrolifères sont concentrées au Canada, qui en possède 1 600 milliards de barils (dont 310 milliards récupérables), soit 80 pour cent des réserves connues dans le monde. Les gisements de schistes bitumineux sont concentrés aux États-Unis, dont les réserves se chiffrent approximativement à 500 milliards de barils de qualité moyenne et 1 000 milliards de barils de basse qualité.

D'après l'AIE, la production de pétrole non conventionnel devrait passer d'environ 1.6 mb/j actuellement à 9 MB/j (soit de 2 pour cent à 8 pour cent des approvisionnements mondiaux) en 2030 (AIE, 2006a, p. 97). L'augmentation devrait concerner essentiellement la production de sables pétrolifères canadiens (qui devrait passer de 1 MB/j en 2005 à 5 MB/j en 2030) et, en moindre proportion, les carburants GTL (2.3 MB/j en 2030) et CTL (750 kb/j), surtout produits en Chine. L'EIA prévoit, quant à elle, une hausse de la production de pétrole non conventionnel qui passerait de 1.8 MB/j en 2003 à 11.5 MB/j en 2030, soit à peine 10 pour cent de la production totale de combustibles liquides pour cette année-là. Dans le scénario de prix mondiaux élevés du pétrole élaboré par l'EIA, la production de pétrole non conventionnel devrait être portée à 16.3 MB/j en 2030 (Graphique 8).

Les carburants classiques peuvent également être obtenus par synthèse à partir de charbon ou de gaz naturel à l'aide d'une technologie éprouvée, à des coûts inférieurs aux prix actuels du pétrole (35-40 USD/b : AIE, 2006b, p. 270). Les coûts de transformation du gaz naturel en combustibles liquides sont étroitement liés au prix du gaz naturel. Les projets GTL se limiteront donc sans doute aux réserves de gaz « marginales », c'est-à-dire celles dont le gaz ne peut pas être transporté par gazoduc jusqu'aux marchés et qui ne sont pas assez importantes pour justifier la création d'un terminal GNL. Selon les estimations de l'AIE, les champs marginaux recèlent au total 6 000 exajoules (près de 1 000 milliards de barils d'équivalent pétrole), dont plus de la moitié se trouvent au Moyen-Orient.

La transformation du charbon en combustibles liquides par gazéification et synthèse catalytique est un procédé qui date du début du 20<sup>ème</sup> siècle. Aujourd'hui, la compagnie pétrolière sud-africaine Sasol exploite deux usines CTL d'une capacité de 150 kb/j (80 pour cent de gazole synthétique et 20 pour cent de naphta synthétique). Les réserves prouvées mondiales de charbon s'élèvent à 1 million de milliards de tonnes courtes, ce qui est plus que suffisant pour faire fonctionner les moyens de transport de toute la planète jusqu'à la fin du siècle. Néanmoins, les émissions de dioxyde de carbone « du puits à la roue » sont plus que doublées lorsqu'on utilise des carburants CTL, sauf si le carbone émis pendant le procédé de transformation est capté et stocké. Les deux tiers du carbone présent dans le charbon sont libérés sous forme de dioxyde de carbone pendant le processus de fabrication du combustible (AIE, 2006b, p. 270).

Graphique 8. EIA : Projections des approvisionnements mondiaux en pétrole conventionnel et non conventionnel en 2030 (IEO2006)



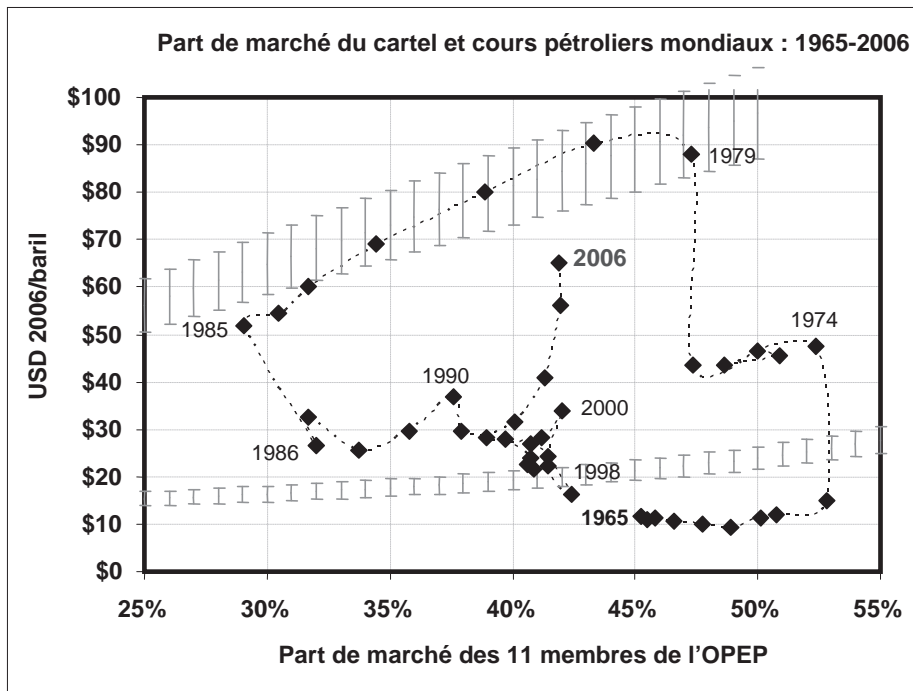
### 3.3. Pouvoir de marché de l'OPEP et cours mondiaux du pétrole

Les approvisionnements en pétrole conventionnel des pays producteurs de pétrole non membres de l'OPEP sont stables ou en baisse, ce qui va renforcer le pouvoir de marché du cartel de l'OPEP et provoquer des effets importants sur le niveau et la stabilité des prix pétroliers et le coût des carburants. Cette évolution entraînera selon toute vraisemblance, non seulement une hausse des prix pétroliers, en moyenne, mais aussi une volatilité accrue. Cette dernière est regrettable, en outre, car l'instabilité des prix accroît les risques encourus par les entreprises énergétiques qui envisagent des dépenses d'investissement considérables, lesquelles seront nécessaires pour répondre à la demande mondiale croissante de carburants.

L'augmentation du pouvoir de marché de l'OPEP accentuera probablement la volatilité des cours du pétrole, d'une part parce que la sensibilité-prix de la demande mondiale et des approvisionnements hors OPEP diffère de un à dix selon qu'il s'agit du court ou du long terme, et d'autre part du fait que l'OPEP n'est pas un monopoleur guidé par un seul but, mais un cartel d'États souverains aux priorités différentes. La théorie économique montre que le pouvoir de marché d'un monopoleur contrôlant une partie mais non la totalité du marché augmente à mesure que : 1) sa part de marché s'accroît ; 2) l'élasticité-prix de la demande diminue ; et 3) l'élasticité-prix de l'offre de ses concurrents diminue. En outre (voir Annexe), ce pouvoir de marché est amplifié lorsque la demande augmente et que les approvisionnements en provenance du reste du monde déclinent. Le pouvoir de marché se traduit notamment par la capacité d'augmenter les revenus en réduisant la production. Le prix qui permet au détenteur d'un monopole partiel de maximiser ses profits dépend donc de sa part de marché ainsi que de l'élasticité-prix de la demande et de l'offre concurrente du reste du monde. Comme ces élasticités sont dix fois plus faibles à court terme (~ 1 an) qu'à long terme (~ 15 ans), le prix qui permet à l'OPEP de maximiser ses profits à court terme est beaucoup plus élevé que celui qu'il peut faire perdurer à long terme.<sup>4</sup>

Avec les équations statiques relatives au prix qui maximise le profit présentées en Annexe au présent rapport, les courbes des prix qui maximisent les profits de l'OPEP à court terme (courbe du haut) et à long terme (courbe du bas) ont été construites comme une fonction de sa part de marché (Graphique 9). Les courbes ne sont pas représentées sous une forme linéaire, mais par une succession d'intervalles de confiance pour refléter le fait que l'élasticité de l'offre et celle de la demande ne sont pas connues avec une absolue précision. Sur ce même Graphique, les cours mondiaux du pétrole observés dans le passé sont indiqués par des points en regard de la part de marché de l'OPEP à la même date. Le tableau obtenu est révélateur. De 1965 à 1972, alors que les membres de l'OPEP étaient en train de nationaliser leurs ressources pétrolières et que les États-Unis étaient encore le premier producteur mondial, les prix étaient même inférieurs au cours qui permettait au cartel de maximiser ses profits à long terme. Lorsque les pays arabes membres de l'OPEP ont boycotté les pays ayant aidé Israël pendant la guerre d'octobre 1973, les cours mondiaux sont remontés en flèche et repassés au-dessus du niveau maximisant les profits à long terme (mais ils étaient encore loin d'atteindre le niveau permettant de maximiser les profits à court terme). Jusqu'à cette date, la demande mondiale de pétrole progressait d'environ 7 pour cent par an. Durant les cinq années suivantes, l'OPEP a pu continuer à pratiquer des prix très supérieurs au niveau qui lui permettait de maximiser ses profits à long terme, en n'enregistrant qu'une faible perte de part de marché. Pendant la guerre Iran-Irak, le manque à produire a encore fait doubler les cours mondiaux du pétrole qui, cette fois, ont atteint le niveau correspondant à la courbe des prix permettant de maximiser les profits à court terme. À ce moment-là, l'OPEP a choisi de défendre un pétrole plus cher. Néanmoins, la seule arme que le cartel peut utiliser à cet effet est de réduire la production ; or, c'est au détriment de sa part de marché et, partant, de son pouvoir de marché. Durant cette période, le sacrifice le plus important a été consenti par l'Arabie saoudite, qui a ramené sa production de 9.9 Mb/j en 1980 à 3.4 Mb/j en 1985 (EIA, 2007, Tableau 11.5). À ce stade, n'ayant plus de marge de manœuvre, l'OPEP a été contrainte de se soumettre aux mécanismes du marché. Les prix se sont effondrés en 1986. Toutefois, comme les pays du cartel possédaient les trois quarts des réserves prouvées mondiales et plus de la moitié des ressources ultimes récupérables de pétrole conventionnel, regagner les parts de marché perdues n'était qu'une question de temps sur un marché pétrolier mondial en pleine expansion (Greene, Jones et Leiby, 1998). L'OPEP a ainsi reconquis son pouvoir de marché et, lorsque sa part a de nouveau franchi le seuil de 40 pour cent en 2004, le prix du pétrole a fortement augmenté.

Graphique 9. Évolution des cours pétroliers mondiaux depuis 1965 et fonctions des prix maximisant les profits du monopoleur (l'OPEP) à long et à court terme



La dépendance vis-à-vis du pétrole induit des coûts économiques exorbitants pour les pays consommateurs. Greene et Ahmad (2005) ont estimé que, sur le plan économique, elle avait coûté aux États-Unis plus de 4 000 milliards USD depuis 1970. D'après Leiby (2007), les coûts économiques externes de la dépendance pétrolière des pays de l'OCDE se montent à environ 40 USD par baril. Aucune de ces deux études n'a tenté de chiffrer les coûts diplomatiques et militaires des conflits liés au pétrole, mais ils sont à l'évidence considérables. Dans le mémoire qu'il a publié récemment, Alan Greenspan (Paterson, 2007), ancien président du Conseil des gouverneurs de la Réserve fédérale des États-Unis, a déclaré sans ambages que le pétrole était la véritable raison d'être de la guerre qui se déroule actuellement en Irak. Bien que l'on ne soit pas certain du sens dans lequel il souhaitait que l'on interprète sa déclaration, il est indéniable que la guerre n'aurait pas eu lieu s'il n'y avait pas eu de pétrole en Irak ou dans la région, ou s'il avait existé en abondance dans le monde des produits rentables de substitution au pétrole. On estime que la guerre d'Irak a déjà fait plus d'un million de morts (Burnham *et al.*, 2006) et que le nombre de personnes blessées ou déplacées est beaucoup plus élevé. Pour les économies irakienne et américaine, les coûts se chiffreront certainement en milliers de milliards de dollars. Même s'il est difficile à imputer et à quantifier, le risque de futurs conflits pétroliers coûteux doit être pris en compte lors de toute évaluation prospective des coûts des carburants.

## 4. ÉVOLUTION DES POLITIQUES ET PROGRÈS TECHNOLOGIQUE

Outre le jeu de l'offre et de la demande évoqué ci-dessus, le progrès technologique, et surtout celui qui est induit par des politiques vigoureuses de protection du climat mondial et de recherche de sources d'énergie durables pour les transports, pourrait avoir les répercussions les plus fortes, non seulement sur les prix futurs des carburants, mais aussi sur le choix des énergies qui seront utilisées pour transporter les personnes et les marchandises. À l'heure actuelle, les sources énergétiques de substitution ne peuvent pas concurrencer les sources conventionnelles et non conventionnelles d'hydrocarbures liquides à l'échelle qu'exigent les opérations de transport liées à l'activité économique mondiale. La contribution potentielle des carburants dérivés de la biomasse est importante, mais limitée. Les améliorations de l'efficacité énergétique grâce à des technologies éprouvées peuvent jouer un rôle décisif en freinant la progression de la demande d'énergie pour les transports. Toutefois, l'expérience des trois dernières décennies a montré que, en l'absence de contraintes imposées par les pouvoirs publics, les technologies susceptibles de réduire la consommation des véhicules servent plutôt à en augmenter la puissance et le poids. Il existe de nouveaux vecteurs énergétiques extrêmement prometteurs, comme l'hydrogène et l'électricité, mais des percées technologiques majeures et une ferme détermination des pouvoirs publics seront nécessaires avant qu'ils puissent évincer les hydrocarbures. La possibilité de transformation radicale du bouquet énergétique utilisé dans les transports est réelle, mais on ne saurait compter dessus sans pour autant l'exclure.

### 4.1. Séquestration du carbone

Le prix du carbone sera probablement une composante des prix de tous les hydrocarbures liquides utilisés comme carburants dans les transports. Si le prix du carbone est compris entre 50 et 100 USD par tonne de CO<sub>2</sub>, les prix de ces carburants augmenteront de 0.15-0.25 USD par litre. Cependant, si des ressources fossiles non conventionnelles à forte teneur en carbone (charbon entrant dans le procédé CTL ou schistes bitumineux, par exemple) deviennent la source marginale d'approvisionnement pour élaborer des carburants, le coût du captage et du stockage du carbone (CSC) deviendra un élément important du cours du pétrole. Heureusement, la gazéification suivie de la synthèse Fischer-Tropsch génèrent un flux d'émissions de CO<sub>2</sub> relativement pur, contrairement aux centrales électriques. C'est un avantage non négligeable, car on estime que le captage du carbone est l'élément le plus important du coût du CSC. Le coût de captage du carbone rejeté lors de la synthèse Fischer-Tropsch devrait être de l'ordre de 5-10 USD par tonne de CO<sub>2</sub>, ce qui le situe dans le bas de la fourchette des estimations du coût de captage (GIEC, 2005). Le transport du carbone capté majore ce coût de 1-8 USD par tonne, en fonction surtout de la distance entre le lieu de captage et un site de stockage adapté ; s'y ajoutent le coût du stockage géologique, vraisemblablement de l'ordre de 0.50-8 USD par tonne, et celui de surveillance et contrôle, de 0.10-0.30 USD. Le total, très approximatif, se situe entre 10 et 25 USD par tonne de CO<sub>2</sub>, soit moins de 0.10 USD par litre, même dans le haut de la fourchette. Par conséquent, si l'on table sur la faisabilité du CSC, le coût des carburants CTL pourrait être de l'ordre de 0.25-0.35 USD de plus par litre, en raison des restrictions pesant sur les émissions de carbone.

La faisabilité de la séquestration du carbone n'est nullement garantie. Celle-ci comporte en effet des risques, qui vont des fuites lentes émanant de formations géologiques aux ruptures catastrophiques de conduites. Des problèmes juridiques et réglementaires doivent encore être réglés, notamment la question des droits de propriété sur le sous-sol et les responsabilités en cas de fuite de CO<sub>2</sub>. Si le CSC n'est pas pratiquement applicable aux carburants, le coût des carburants CTL, qui émettent deux fois plus de carbone (du puits à la roue) que l'essence ordinaire, pourrait inclure une taxation de 0.30-0.50 USD par litre ; le baril de carburant CTL coûterait alors entre 45 et 80 USD. L'écart de coût entre le carburant CTL et le pétrole conventionnel serait donc de l'ordre de 0.05-0.10 USD par litre (8-16 USD par baril) si le CSC était applicable, et de 40-55 USD dans le cas contraire. Si les ressources fossiles non conventionnelles à forte teneur en carbone constituent la source marginale d'approvisionnement en carburants, les prix seront majorés d'environ 10-50 USD par baril, et en cas d'incertitude sur le coût et la faisabilité du CSC, la volatilité sera peut-être encore plus importante.

## 4.2. Efficacité énergétique

En ralentissant la progression de la demande de carburants destinés aux transports, l'amélioration de l'efficacité énergétique peut exercer une pression à la baisse sur les prix des carburants et conduire à différer les investissements dans les ressources non conventionnelles. Actuellement, le principal objectif des efforts visant à améliorer l'efficacité énergétique des véhicules est la réduction des émissions de gaz à effet de serre, et non la baisse de la consommation de pétrole. L'Union Européenne a fixé un objectif volontaire de 120 g de CO<sub>2</sub>/km pour les nouvelles voitures particulières, à atteindre d'ici à 2012. Aux États-Unis, la Californie et d'autres États ont fixé un objectif obligatoire de 128 g de CO<sub>2</sub>/km à l'horizon 2016. Le Japon et la Chine ont également défini des normes de consommation de carburant comparables pour les véhicules utilitaires légers (An *et al.*, 2007). Par rapport à l'efficacité énergétique des véhicules neufs actuellement en circulation, ces normes représentent des réductions de consommation comprises entre 20 pour cent et 33 pour cent. Cela semble être, en gros, le maximum de ce qui peut être obtenu avec les technologies éprouvées et sans modifier la taille ou les performances des véhicules utilitaires légers.

L'édition de 2006 du *World Energy Outlook* analyse deux variantes de son scénario de référence, conçues pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et la consommation de pétrole (AIE, 2006a). Le scénario de politiques alternatives (« *Alternative Policy Scenario* » - APS) prend en considération la plupart des politiques sérieusement envisagées, mais non encore mises en œuvre. Par exemple, les États-Unis sont supposés adopter les normes d'émissions de gaz à effet de serre de la Californie pour les véhicules utilitaires légers. L'Union Européenne est censée atteindre ses objectifs volontaires d'émissions, tandis que le Japon et la Chine sont supposés se mettre en conformité avec les normes fondées sur le poids, et les renforcer. Toutes ces normes devraient être respectées avant 2020, encore que le scénario APS n'envisage pas de mesures supplémentaires. L'hypothèse également retenue est celle d'une intensification relative des initiatives existantes concernant les biocarburants. Selon les estimations, ces politiques devraient permettre de réduire de 7.6 Mb/j la consommation de produits pétroliers dans les transports, et de 0.9 Mt -- soit 11 pour cent -- les émissions de CO<sub>2</sub> imputables à ce même secteur. Le scénario prévoyant des politiques plus ambitieuses encore, baptisé « *Beyond Alternative Policy Scenario* » (BAPS), table sur une part de marché des véhicules hybrides atteignant 60 pour cent, contre 18 pour cent dans le scénario APS, et sur la commercialisation des technologies de transformation de la biomasse cellulosique qui autoriserait un doublement des objectifs relatifs aux biocarburants par rapport au scénario APS. Il en résulte des économies supplémentaires de pétrole de 7 Mb/j et 1 Gt de CO<sub>2</sub> en 2030.

Le recours à des technologies avancées, qui seront presque certainement « prêtes à produire » avant 2030, permettrait des améliorations bien plus importantes (AIE, 2006b, Tableaux 5.2 et 5.5). Il a été estimé que, d'ici à 2030, les véhicules utilitaires légers avancés (avec motorisation à essence, injection directe et turbo-suralimentation ; à calage de distribution, levée des soupapes et taux de compression variables, couplés à la mise hors circuit du cylindre à faibles charges ; caractéristiques conjuguées à une meilleure aérodynamique, à l'utilisation de pneumatiques basse résistance au roulement, à la réduction du poids en remplaçant les matériaux employés et à l'utilisation de boîtes de vitesses manuelles-automatiques ou de transmissions automatiques à variation continue) consommeront la moitié environ de la quantité de carburant par kilomètre que consomment les véhicules actuels (Kasseris et Heywood, 2007). En 2030, les progrès technologiques qui auront été réalisés dans le domaine des batteries et des systèmes de propulsion électrique permettront de tripler les économies d'énergie imputables aux véhicules électriques hybrides par rapport à leur niveau actuel (Kromer et Heywood, 2004). Il faudrait que les véhicules soient allégés d'environ 20 pour cent de leur poids et que les motoristes renoncent à en *augmenter* encore la puissance. Pour avoir un effet très perceptible sur la consommation d'énergie liée aux transports à l'horizon 2030, les percées technologiques requises devraient être effectives d'ici à 2015-2020, afin que le délai soit suffisant pour assurer la pénétration sur le marché des nouvelles technologies et en équiper l'ensemble du parc des véhicules à moteur.

Pour que les avancées techniques en matière d'efficacité énergétique décrites ci-dessus se traduisent par des réductions de la consommation de produits pétroliers et des émissions de gaz à effet de serre, il est impératif que les consommateurs veuillent bien renoncer à l'*augmentation* de la puissance et du poids des véhicules. La concrétisation des potentialités envisageables à l'horizon 2030 en ce qui concerne les véhicules légers passe par l'acceptation, par les consommateurs, de réductions du poids mais non de la taille des véhicules. Des analyses récemment menées aux États-Unis portant sur la taille, le poids et les caractéristiques de sécurité des voitures donnent à penser que la sécurité routière *s'améliorerait* globalement si l'on allégeait les véhicules sans en réduire la largeur ou l'empattement (Van Auken et Zellner, 2005 ; Ross, Patel et Wenzel, 2006), mais la question est encore controversée (par exemple, Kahane, 2003). Il semble essentiel d'approfondir les connaissances à cet égard et de convaincre le public d'accepter la réduction du poids des véhicules par l'usage d'autres matériaux pour que le doublement ou le triplement des économies d'énergie des véhicules motorisés, envisagé dans les analyses techniques susmentionnées, devienne réalité.

Bien entendu, les véhicules légers ne sont pas le seul mode de transport tributaire des hydrocarbures liquides, mais ce sont assurément ceux qui en consomment le plus. La technologie hybride se prête bien pour équiper les poids lourds effectuant localement l'enlèvement et la livraison de marchandises, et elle pourrait améliorer l'efficacité énergétique de 25 pour cent-45 pour cent d'ici à 2030 (Duleep, 2007). Il est possible d'obtenir des gains du même ordre de grandeur avec des poids lourds qui opèrent sur de grandes distances en réduisant la traînée, la résistance au roulement, le poids des accessoires, la marche au ralenti et la tare, ainsi qu'en perfectionnant encore les moteurs et les transmissions (Duleep, 2007). Récemment, le Japon a battu en brèche l'opinion largement répandue selon laquelle le marché de l'efficacité énergétique fonctionne rationnellement dans le secteur des constructeurs de camions en instaurant, pour la première fois dans le monde en 2006, des normes de performance applicables aux poids lourds (Wani, 2007) qui obligent à améliorer de 12 pour cent la consommation de carburant des poids lourds et des autobus avant 2015. A ce jour, les constructeurs ont bien respecté les objectifs fixés pour 2006 et 2007, mais on ne peut pas encore se prononcer sur l'efficacité générale de ces normes. Si les normes japonaises donnent de bons résultats, la réglementation de la consommation de carburant ou des émissions de gaz à effet de serre des poids lourds pourrait devenir une stratégie adoptée par les pouvoirs publics dans le monde entier pour réduire la consommation de pétrole et les émissions de gaz à effet de serre.

### 4.3. Énergies de substitution

En 2005, la production mondiale de biocarburants pour les transports représentait seulement 1 pour cent environ (0.8 EJ) de la consommation de carburants routiers (Doornbosch et Steenblik, 2007). Il serait peut-être possible de produire jusqu'à 20 EJ (11 pour cent) d'éthanol et de biodiesel par des méthodes classiques d'ici à 2050. Néanmoins, à défaut de progrès décisifs des méthodes d'élaboration de biocarburants à partir de biomasse lignocellulosique, il est clair qu'un tel niveau de production aura de graves répercussions sur les prix alimentaires et entraînera une détérioration importante de l'environnement. La gazéification de la biomasse et le procédé Fischer-Tropsch seraient aussi envisageables pour obtenir des produits autres que l'éthanol, mais, pour être économiquement viables, ces solutions imposent de relever de sérieux défis logistiques compte tenu des volumes et de la régularité d'approvisionnement en matière première qui seraient nécessaires. Même si des percées technologiques le permettent, le potentiel total des biocarburants pourrait se limiter à 40-50 EJ par an et leur coût avoisinerait probablement 60 USD par baril d'équivalent pétrole (AIE, 2006b, p. 283). Par conséquent, à moins de bénéficier de mesures de soutien sous une forme ou une autre, les biocarburants peineront à concurrencer les carburants classiques issus de sources fossiles non conventionnelles.

Les véhicules électriques hybrides permettraient de satisfaire une part importante des besoins énergétiques des voitures particulières avec de l'électricité du réseau, à condition que la technologie fasse une percée, afin que les batteries tolèrent d'être complètement déchargées à répétition et que leur coût baisse de façon spectaculaire (AIE, 2006, p. 317). De même, en ce qui concerne les véhicules à pile à combustible à l'hydrogène, il faudrait peut-être diviser par dix le coût des modules et trouver des solutions innovantes pour le stockage embarqué d'hydrogène. Le projet de substituer sur une grande échelle de l'hydrogène et de l'électricité aux carburants classiques apparaît comme excessivement ambitieux mais, si l'on regarde les progrès accomplis ces 20 dernières années dans le domaine des batteries et des piles à combustible, cela semble réalisable.

Les technologies vont sans aucun doute évoluer. Il reste à savoir si les progrès seront assez substantiels et rapides pour changer de vecteurs énergétiques dans les transports. Quoi qu'il en soit, en l'absence de politiques publiques vigoureuses, il ne faudra sans doute espérer ni gains d'efficacité énergétique importants, ni progression notable de la part de marché des énergies de substitution.

## 5. PERSPECTIVES DES PRIX DE L'ÉNERGIE UTILISÉE DANS LES TRANSPORTS

D'après les prévisions du scénario de référence, les prix du pétrole devraient baisser ou légèrement monter jusqu'en 2015, puis augmenter progressivement jusqu'en 2030 (Tableau 3). Reflétant une tendance centrale, ces projections semblent suggérer la probabilité que les ressources fossiles non conventionnelles deviennent les sources marginales d'approvisionnement en carburants pour les transports, puisque même le carburant CTL pourra être produit à un coût avoisinant 40-50 USD par baril (AIE, 2006b, p. 270).

Les prévisions peuvent s'expliquer aussi parce qu'elles tiennent compte du coût marginal du carburant CTL en cas de fortes contraintes relatives au carbone, s'il est pratiquement envisageable de mettre en œuvre le captage et le stockage du carbone (CSC). En partant d'un prix du carbone de



l'ordre de 50 USD par tonne de CO<sub>2</sub>, si le CSC est applicable et si les estimations de coûts du GIEC sont à peu près exactes, le CSC majorerait le coût du carburant CTL d'environ 10-25 USD par baril. Toutefois, la qualité du carburant CTL, supérieure à celle des carburants dérivés du pétrole brut, pourrait justifier une majoration de l'ordre de 10 USD par baril. Les projections des prix pétroliers de référence de l'AIE et de l'EIA, qui se chiffrent à 55-59 USD le baril, sont à peu près cohérentes avec ce scénario. Néanmoins, s'il n'est pas possible d'appliquer le CSC et que le carburant CTL est la source d'approvisionnement marginale, ces estimations sont trop basses de 10 USD par baril environ, compte tenu des droits accrus à payer en raison du doublement des émissions de carbone. Or, dans un cadre prévisionnel sur 25 ans, s'agissant des prix du pétrole, une différence de 10 USD est comprise dans la marge d'incertitude.

Tableau 3. **Projections des prix mondiaux du pétrole, 2010-2030**

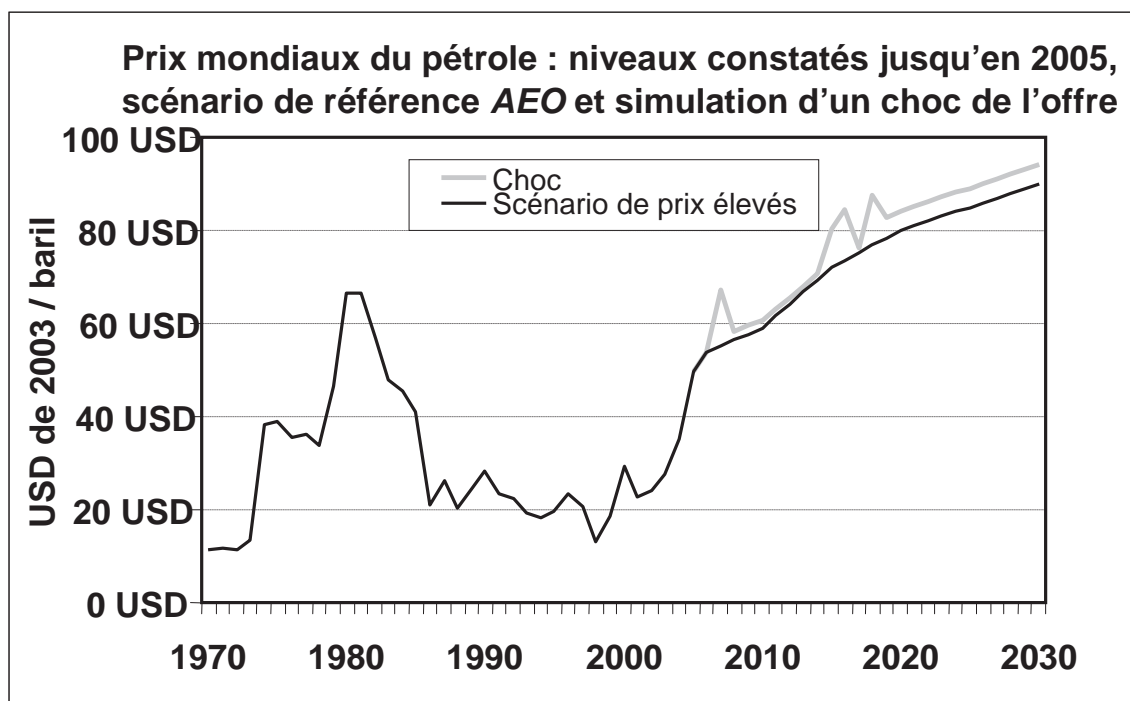
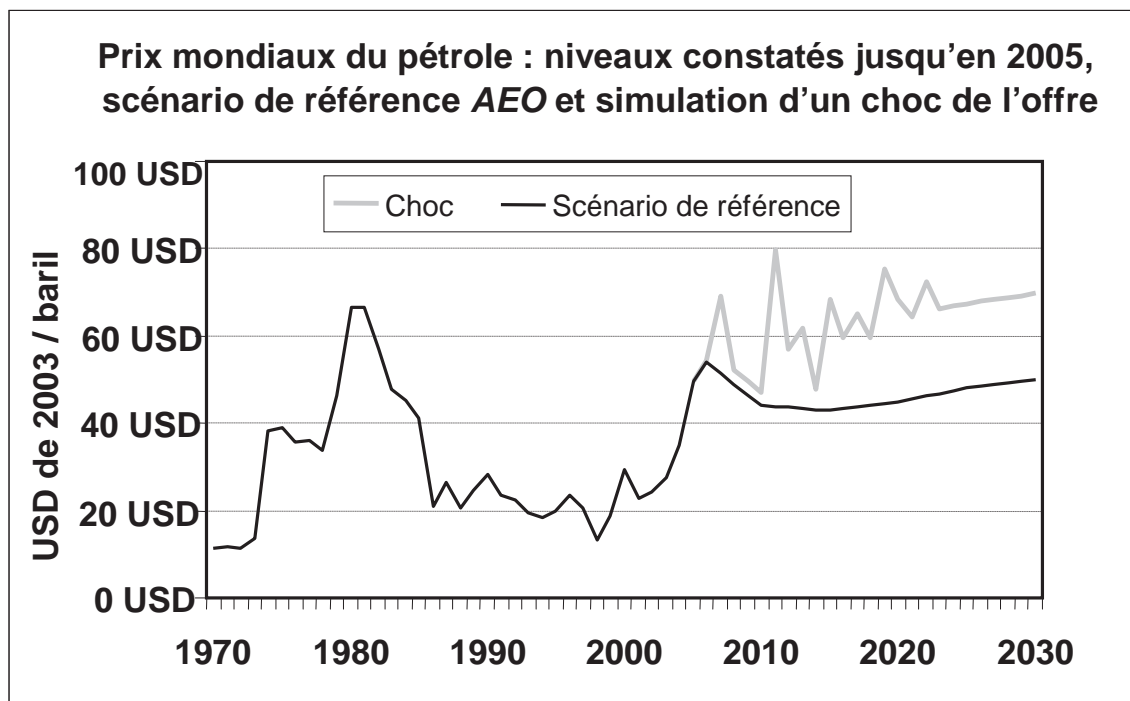
Projections	2010	2015	2020	2025	2030
Scénario de référence, AIE	52 USD	48 USD	50 USD	53 USD	55 USD
Scénario de référence, AEO	57 USD	50 USD	52 USD	56 USD	59 USD
Scénario de prix bas, AEO	49 USD	US	USD	USD	36 USD
Scénario de prix élevés, AEO	69 USD	80 USD	89 USD	94 USD	100 USD
Global Insights, Inc.	57 USD	47 USD	45 USD	43 USD	40 USD
Energy & Environmental Analysis, Inc.	57 USD	50 USD	47 USD	45 USD	n.d.
Deutsche Bank AG	40 USD	40 USD	40 USD	40 USD	40 USD
Strategic Energy & Econ. Res., Inc.	44 USD	45 USD	46 USD	46 USD	47 USD
Energy Ventures Analysis, Inc.	42 USD	42 USD	46 USD	49 USD	n.d.

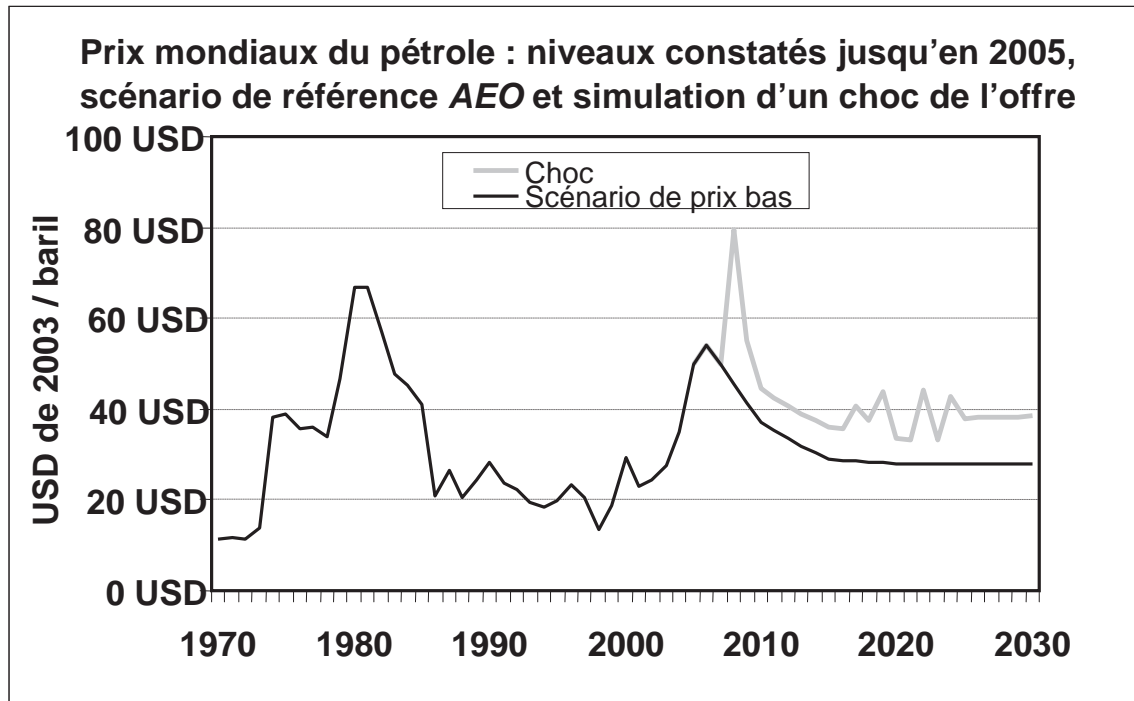
Source : EIA, *Annual Energy Outlook 2007 (AEO)*, Tableau 19 (chiffres arrondis au dollar le plus proche).

Ce qui est pratiquement certain, c'est que les prix du pétrole ne suivront pas les trajectoires régulières que semblent suggérer ces mesures de la tendance centrale. Le renforcement du pouvoir de marché de l'OPEP va accroître la probabilité de volatilité des cours. En outre, étant donné les risques auxquels s'exposent les entreprises énergétiques compte tenu des investissements massifs qu'elles doivent réaliser pour augmenter les approvisionnements de carburants liquides afin de satisfaire une demande grandissante, il n'y a guère de chances que les approvisionnements s'accroissent de façon régulière et ordonnée.

Il semble bien plus probable que les prix du pétrole suivront des courbes comparables à celles des Graphiques 10a à 10c. Les trois scénarios de « chocs » que ces Graphiques illustrent simulent les effets que des écarts par rapport aux prévisions concernant les approvisionnements fournis par les pays de l'OPEP auraient sur les prix mondiaux. Ces écarts ont été calibrés pour être semblables aux différences effectivement constatées par rapport aux projections passées de l'*Energy Information Administration* du Ministère de l'Énergie des États-Unis (Greene et Leiby, 2006). Les trois scénarios de prix illustrent l'évaluation faite par l'EIA de la façon dont, d'une part, les différences quantitatives des ressources pétrolières conventionnelles existantes et, d'autre part, la mesure dans laquelle l'OPEP sera disposée à augmenter sa production, influenceront sur la tendance générale des prix à l'avenir. Les Graphiques ci-dessous ne constituent que quelques-unes du nombre infini de trajectoires futures que pourrait emprunter l'évolution des prix. Dans ce sens, les chances que l'une d'entre elles corresponde à la réalité sont nulles. Les Graphiques servent donc simplement à mettre en évidence la forte probabilité que les prix futurs des carburants soient plutôt instables et que, bien qu'ils soient

susceptibles de dépasser les niveaux antérieurement observés, ils pourraient aussi, occasionnellement, tomber à des niveaux très inférieurs à ceux d'aujourd'hui.





## NOTES

1. Le terme « pétrole conventionnel » désigne les hydrocarbures liquides de densité et de viscosité faibles à moyennes se trouvant dans des réservoirs poreux et perméables. Le pétrole non conventionnel consiste en une accumulation de sédiments à plus forte densité que celle de l'eau et à viscosité élevée ( $> 10\,000$  cP), dans des formations peu perméables. Le pétrole conventionnel s'écoule dans des réservoirs souterrains et peut donc être extrait au moyen de méthodes de forage classiques. Il se caractérise également par un ratio hydrogène/carbone assez élevé et ne nécessite donc qu'une adjonction relativement faible d'hydrogène pour être transformé en carburant pour les transports (essence, distillat, etc.). Selon les spécificités du réservoir et les méthodes de production, deux tiers à la moitié du pétrole contenu dans un réservoir restent dans le sol une fois que cesse l'exploitation. Le pétrole conventionnel récupérable par des méthodes de récupération assistée des hydrocarbures et les sous-produits liquides issus de la production de gaz naturel sont souvent inclus dans la définition du pétrole conventionnel. Certains estiment actuellement que les sables asphaltiques canadiens font partie des ressources conventionnelles mais, dans le cadre du présent rapport, nous les classons dans la catégorie des ressources non conventionnelles.
2. Le terme « saturation » est impropre. Le taux de motorisation continuera d'augmenter, même dans des pays « saturés » comme les États-Unis : pour être plus précis, il croîtra beaucoup plus lentement.
3. Si le pic de la production de pétrole brut des États-Unis a été atteint en 1970, la production pétrolière totale (compte tenu des liquides de gaz naturel) est en fait arrivée à son apogée en 1972, soit un an avant le premier choc pétrolier.
4. De plus, l'élasticité-prix à long terme est influencée par l'évolution technologique et, partant, elle est toujours incertaine.

## BIBLIOGRAPHIE

- Agence Internationale de l'Énergie (AIE), 2006a. *World Energy Outlook 2006*, OCDE, Paris.
- Agence Internationale de l'Énergie (AIE), 2006b. *Energy Technology Perspectives 2006: Strategies and Scenarios to 2050*, OCDE/AIE, Paris.
- Agence Internationale de l'Énergie (AIE), 2007. *Medium-Term Oil Market Report*, OCDE, Paris, [www.oilmarketreport.org](http://www.oilmarketreport.org).
- Ahlbrandt, T.S., R.R. Charpentier, T.R. Kleit, J.W. Schmoker, C.J. Schenk et G.F. Ulmishek, 2005. *Global Resource Estimates from Total Petroleum Systems*, AAPG Memoir 86, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma.
- An, F., D. Gordon, H. He, D. Kodjak et D. Rutherford, 2007. « *Passenger Vehicle Greenhouse Gas and Fuel Economy Standards: A Global Update* », International Council on Clean Transportation, Washington, D.C.
- Burnham, G., R. Lafta, S. Doocy et L. Roberts, 2006. « *Mortality after the 2003 invasion of Iraq: a cluster sample survey* », The Lancet, 14 octobre 2006.
- Conseil mondial des entreprises pour le développement durable, 2004. *Mobility 2030: Meeting the challenges to sustainability*, Rapport complet 2004, Genève, Suisse.
- Dargay, J., D. Gately et M. Sommer, 2007. « *Vehicle Ownership and Income Growth, Worldwide: 1960-2030* », The Energy Journal, vol. 28, n° 4, pp. 143-170.
- Duleep, K. G., 2007. « *Fuel Economy of Heavy Trucks in the U.S.A.* », présenté à l'International Workshop on Fuel Efficiency Policies for Heavy-Duty Vehicles, AIE/Forum International des Transports, Paris, 21-22 juin, Paris.
- Energy Information Administration (EIA), 2007. *Annual Energy Review 2007*, DOE/EIA-0384(2007), Ministère de l'Énergie des États-Unis, Washington, D.C.
- Energy Information Administration (EIA), 2006. *International Energy Outlook 2006*, DOE/EIA-0484(2006), Ministère de l'Énergie des États-Unis, Washington, D.C., juin.
- Energy Information Administration, 2007. *Annual Energy Outlook 2007*, DOE/EIA-0383(2007), Ministère de l'Énergie des États-Unis, Washington, D.C.
- Energy Information Administration, 2006. *Annual Energy Outlook 2006*, DOE/EIA-0383(2006), Ministère de l'Énergie des États-Unis, Washington, D.C.

Gately, D., 2004. « *OPEC Incentives for Faster Output Growth* », *The Energy Journal*, vol. 25, n° 2, pp. 75-96.

Greene, D.L., D.W. Jones et P.N. Leiby, 1998. « *The outlook for US oil dependence* », *Energy Policy*, vol. 26, n° 1, pp. 55-69.

Greene, D.L., J.L. Hopson et J. Li, 2006. « *Have we run out of oil yet? Oil peaking analysis from an optimist's perspective* », *Energy Policy*, vol. 34, pp. 515-531.

Greene, D.L. et P.N. Leiby, 2006. *Oil Security Metrics Model*, ORNL/TM-2006/505, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee.

Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), 2005. *Carbon Dioxide Capture and Storage*, synthèse à l'intention des décideurs politiques et résumé technique, ISBN 92-9169-119-4, Organisation Météorologique Mondiale (OMM) et Programme des Nations Unies pour l'Environnement.

Grubb, M. 2001. « *Who's afraid of atmospheric stabilization? Making the link between energy resources and climate change* », *Energy Policy*, vol. 29, pp. 837-845.

Huo, H., M. Wang, L. Johnson et D. He, 2007. « *Projection of Chinese Motor Vehicle Growth, Oil Demand, and CO<sub>2</sub> Emissions Through 2050* », à paraître, *Transportation Research Record*, Transportation Research Board, Washington, D.C.

Kahane, C.J., 2003. « *Vehicle Weight, Fatality Risk, and Crash Compatibility of Model Year 1991-1999 Passenger Cars and Light Trucks* », NHTSA DOT HS 809 662, National Highway Traffic Safety Administration, Ministère des Transports des États-Unis U.S., Washington, D.C.

Kasseris, E. et J.B. Heywood, 2007. « *Comparative Analysis of Automotive Powertrain Choices for the Next 25 Years* », SAE Technical Paper Series, n° 2007-01-1605, Society of Automotive Engineers, Warrendale, Pennsylvanie.

Kromer, M.A. et J.B. Heywood, 2007. « *Electric Powertrains: Opportunities and Challenges in the U.S. Light-Duty Vehicle Fleet* », LFEE 2007-02 RP, Sloan Automotive Laboratory, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, mai.

Leiby, P.N., 2007. « *Estimating the Energy Security Benefits of Reduced U.S. Oil Imports* », ORNL/TM-2007/028, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, 28 février 2007.

National Petroleum Council (NPC), 2007. *Facing the Hard Truths about Energy*, Executive Summary, 18 juillet 2007, Washington, D.C.

Paterson, G., 2007. « *Alan Greenspan claims Iraq war was really for oil* », TIMESONLINE, 16 septembre 2007. [www.timesonline.co.uk/tol/news/world/article2461214.ece](http://www.timesonline.co.uk/tol/news/world/article2461214.ece).

Ross, M., D. Patel, et T. Wenzel, 2006. « *Vehicle design and the physics of traffic safety* », *Physics Today*, vol. 59, pp. 49-54.

Smith, M.R., 2007. « *Resource Depletion: Modeling and Forecasting Oil Production* », D.L. Greene, dir. pub., « Modeling the Oil Transition: A summary of the Proceedings of the DOE/EPA Workshop on the Economic and Environmental Implications of Global Energy Transitions », ORNL/TM-2007-014, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee.

Van Auken, R.M. et J.W. Zellner, 2005. “*An assessment of the effects of vehicle weight and size on fatality risk in 1985 to 1998 model year passenger cars and 1985 to 1997 model year light trucks and vans*”, SAE Technical Paper Series #2005-01-1354, Society of Automotive Engineers, Warrendale, Pennsylvanie.

Wani, K., 2007. “*Fuel Efficiency Standard for Heavy-Duty Vehicles in Japan*”, présenté à l’International Workshop on Fuel Efficiency Policies for Heavy-Duty Vehicles, AIE/Forum International des Transports, 21-22 juin, Paris.

### ANNEXE : CROISSANCE DE LA DEMANDE, PIC DE PRODUCTION ET POUVOIR DE MARCHÉ DE L'OPEP

L'augmentation de la demande de pétrole ou la diminution des capacités d'approvisionnement de ses concurrents renforcent le pouvoir de marché du producteur qui détient un monopole partiel. Nous supposons que la demande de pétrole augmente de manière exogène au rythme de  $r \times 100$  pour cent par an et que l'offre en provenance du reste du monde diminue de manière exogène au rythme de  $\delta \times 100$  pour cent par an. La diminution de l'offre est un postulat peut-être plus contestable que l'augmentation de la demande, effectivement observée dans le monde entier quand les économies se développent. L'offre peut décliner parce que la production de pétrole conventionnel a atteint un pic et que les sources non conventionnelles de combustibles liquides ne peuvent pas être commercialisées assez rapidement. Quoi qu'il en soit, la dérivation présentée ci-dessous est également valable dans le cas particulier où  $\delta=0$ .

Une fois encore, le cartel détenteur d'un monopole partiel est supposé maximiser ses profits,  $\Pi$ , qui sont une fonction du prix du marché,  $P(q, Q_o)$ , qui dépend de l'offre du cartel lui-même,  $Q_o$ , mais également de l'offre de ses concurrents,  $q$ . Par commodité, nous supposons que, pour le cartel, le coût marginal de production est constant à  $C$ . Avec une demande (offre) qui croît (décroît) de façon exogène, la fonction de profit du cartel est la suivante :

$$\Pi(Q_o) = P(qe^{-\delta t} + Q_o)Q_o - CQ_o = P(Qe^{rt})Q_o - CQ_o$$

La condition de premier ordre pour maximiser les profits est obtenue par différentiation par rapport à  $Q_o$ .

$$\frac{\partial \Pi}{\partial Q_o} = \frac{\partial P}{\partial Q} \frac{\partial Q}{\partial Q_o} Q_o + P - C = e^{rt} \frac{\partial P}{\partial Q} \left[ e^{-\delta t} \frac{\partial q}{\partial Q_o} + 1 \right] Q_o + P - C = 0$$

En divisant tous les termes par  $P$ , en multipliant le premier terme à droite par  $Q/Q$  et en réorganisant les termes, nous obtenons la règle des prix maximisant les profits du monopoleur partiel sur un marché dynamique.



$$e^{rt} \frac{\partial P}{\partial Q} \frac{Q}{P} \frac{Q_o}{Q} \left[ e^{-\delta t} \frac{\partial q}{\partial Q_o} + 1 \right] + 1 = \frac{C}{P}$$

$$P = \frac{C}{1 + e^{rt} \frac{1}{\beta} \sigma \left[ e^{-\delta t} \frac{\partial q}{\partial Q_o} + 1 \right]}$$

L'équation des prix de maximisation des profits montre clairement que l'augmentation de la demande a bel et bien un effet multiplicateur sur la part de marché du cartel. La contraction de l'offre provenant du reste du monde accroît également le pouvoir de marché du cartel car  $\partial q / \partial Q_o < 0$  et donc  $0 < e^{-\delta t} < 1$  fait augmenter le terme entre crochets.

L'augmentation de la demande ou la diminution de l'offre émanant du reste du monde ont une autre conséquence, peut-être plus importante. Dans un marché statique, l'unique moyen dont dispose un monopoleur pour faire monter les prix est de réduire sa production ; dans un marché en expansion, en revanche, il lui suffit de ne pas l'augmenter. Ceci pourrait être un paramètre déterminant de la capacité du cartel à instaurer une coopération entre ses membres. En effet, il est assurément plus facile de les convaincre de ne pas augmenter leur production que de décider et de pratiquer des baisses de production.

**INCERTITUDES SUR LE MARCHÉ PÉTROLIER À MOYEN TERME**

**Lawrence EAGLES**  
**Chef de la Division de l'Industrie et des Marchés Pétroliers**  
**Agence International de l'Énergie**  
**Paris**  
**France**



## SOMMAIRE

1.	APERÇU GÉNÉRAL.....	165
	1.1. Méthodologie de prévision de la demande.....	165
	1.2. Les incertitudes des prévisions.....	166
	1.3. Prix.....	166
	1.4. Substitution.....	167
	1.5. Subventions.....	169
	1.6. Croissance économique.....	169
	1.7. Données.....	170
	1.8. Biocarburants.....	172
2.	INCERTITUDES DU CÔTÉ DE L'OFFRE.....	172
	2.1. Retard des projets.....	174
	2.2. Taux de déclin.....	174
3.	INVESTISSEMENT.....	176
	3.1. Prix.....	176
	3.2. Conditions et contraintes d'exploitation.....	176
	3.3. Approvisionnements provenant des pays de l'OPEP.....	178
4.	CONCLUSION.....	179

Paris, septembre 2007



## 1. APERÇU GÉNÉRAL

Le marché pétrolier a profondément changé au cours des huit dernières années, les prix étant passés de 10 USD à plus de 90 USD le baril. La dynamique de l'industrie n'est plus la même, encore que le débat sur la question de savoir s'il s'agit d'un infléchissement paradigmatique de la situation de l'offre et de la demande ou simplement du résultat de facteurs cycliques à plus long terme fait encore couler beaucoup d'encre. Dans les pays non membres de l'OCDE, la demande de pétrole croît à un rythme trois fois plus rapide que dans la zone de l'OCDE et, en volume, elle devrait dépasser celle des pays de l'OCDE au milieu de la prochaine décennie. Les approvisionnements hors OPEP ont atteint un palier dans les cinq dernières années, situation qui semble appelée à persister pendant cinq ans encore. La compréhension des facteurs qui ont entraîné ces évolutions permet de se faire une idée des perspectives qui se dessinent pour les années à venir. Toutefois, même dans un cadre prévisionnel de cinq ans, de multiples variables pourraient avoir une influence sur les résultats. Ces prévisions fournissent par conséquent des indications sur l'avenir, mais il ne faudrait pas s'attendre qu'elles représentent des projections très précises de l'offre et de la demande. Il est tout aussi important d'appréhender les incertitudes qui pèsent sur toutes les prévisions, et dont peuvent dépendre les chiffres effectifs.

Le présent document s'inspire des travaux très complets entrepris par l'Agence Internationale de l'Énergie pour son rapport intitulé « *Medium Term Oil Market Report* » (MTOMR), et s'attache à l'examen des variables et des incertitudes des prévisions susceptibles de modifier la trajectoire projetée.

### 1.1. Méthodologie de prévision de la demande

Notre modèle économétrique de prévision de la demande repose principalement sur les hypothèses concernant le PIB présentées dans les *Perspectives de l'économie mondiale* du FMI, associées à une hypothèse de prix à l'importation dans les pays de l'AIE (reprise de la courbe des prix en vigueur des contrats à terme sur le pétrole de Brent coté à l'ICE). En utilisant les statistiques passées, ce modèle est ajusté pour prendre en compte des facteurs à court terme (variations météorologiques non saisonnières, variations des taxes à la consommation, etc.) et des mutations structurelles à plus long terme (telles que la substitution interénergétique, l'évolution du parc de véhicules ou les accroissements de capacité dans la pétrochimie, ainsi que les changements de politiques, etc.), afin d'en déduire l'évolution tendancielle de la demande par produit et par pays.

Cette méthode descendante amène à calculer les élasticités-revenus et les élasticités-prix de toutes les grandes catégories de produits dans tous les pays du monde, ce qui nous permet d'évaluer les tendances mondiales dans les différents marchés de produits – qui peuvent souvent se révéler très différentes de celle qui ressort d'une évaluation fondée sur la demande totale de pétrole. Par exemple, les carburants pour les transports affichent généralement une plus grande sensibilité au revenu, tandis que le fioul, plus aisément remplaçable, se caractérise par une plus forte sensibilité au prix.

Notre analyse de la demande est complétée par une analyse sectorielle ascendante, axée sur les variations de la demande des consommateurs finals – par exemple, l'impact du remplacement des véhicules à essence par des véhicules diesel en Europe, les effets de l'augmentation rapide de la capacité de l'industrie pétrochimique en Asie et au Moyen-Orient, ou le recours croissant au gaz naturel et au charbon pour la production d'électricité en Europe. Bien que l'on puisse, par ce moyen, effectuer des comparaisons très utiles avec l'évaluation principale par la démarche descendante, les résultats obtenus doivent être interprétés avec prudence. Par exemple, les approvisionnements en produits d'alimentation (naphtas surtout) seront-ils suffisants pour faire face aux besoins des programmes chinois de développement de la pétrochimie ? Ce développement se soldera-t-il par des capacités excédentaires à l'échelon régional, qui conduiraient à fermer les usines les moins performantes ?

## 1.2. Les incertitudes des prévisions

La demande mondiale est principalement déterminée par deux facteurs : les prix et les revenus. Si les hypothèses qui sous-tendent ces variables sont erronées, le résultat de la modélisation en pâtira. De même, il importe que les statistiques passées sur lesquelles repose le calcul soient robustes. Enfin, des problèmes de substitution peuvent avoir des effets très divers, d'où des complications de modélisation supplémentaires.

## 1.3. Prix

L'hypothèse de prix est l'un des concepts qui s'est révélé le plus difficile à intégrer lorsque nous avons construit notre modèle de prévision à moyen terme. La dynamique du marché pétrolier a considérablement changé dans les cinq années écoulées et, à notre connaissance, aucune modélisation formelle n'avait prévu que le cours du pétrole grimperait, en quatre ans, de 25 USD à 90 USD/baril. Le couplage apparemment solide entre les stocks de produits pétroliers détenus dans les pays de l'OCDE et les prix semble s'être rompu. D'autres éléments, notamment la capacité de raffinage, les capacités inemployées en amont, les flux d'investissement, le prix du gaz naturel, ainsi que les modifications de la structure par échéances des prix au comptant et à terme, ont tous eu des incidences.

En définitive, il a été décidé d'utiliser une hypothèse de prix dérivée des prix moyens à l'importation observés dans les pays de l'AIE et de la courbe des prix des contrats à terme. Ce choix ménageait la possibilité d'examiner l'évolution future en s'appuyant sur les hypothèses du moment concernant le marché. Il supposait également, par définition, que le reste du modèle soit évalué dans les mêmes conditions – autrement dit, il s'agit d'un modèle statique conçu pour mettre en évidence les cas dans lesquels les prévisions du moment concernant le marché peuvent conduire à des déséquilibres. A notre sens, ces déséquilibres sont ce qui nous éclaire le mieux sur l'orientation du marché à moyen terme. Les prévisions à moyen terme ne sont donc pas le résultat d'un modèle dynamique d'équilibre de l'offre et de la demande de pétrole.

L'utilité de la courbe des prix à terme pour prévoir les cours du marché suscite un vif débat théorique. Bien que les consommateurs et les producteurs puissent, à l'aide du prix dérivé des cours observés sur le marché, déterminer les prix futurs jusqu'à sept ans à l'avance, des études empiriques ont montré que la seule composante de la courbe des prix à terme que l'on puisse correctement prévoir était la marge de raffinage dérivée des courbes de prix à terme du brut, de l'essence et du fioul domestique sur le NYMEX. Sur un marché tendu, le prix du pétrole au comptant est souvent supérieur aux prix à terme aux échéances des mois suivants, cette structure de prix aboutissant à une situation

dite de « déport ». La pente de la courbe reflète généralement la rareté de la matière première au comptant et par conséquent, quand elle se forme, les prix sont le plus souvent en hausse. Dans ces conditions, bien qu'il y ait lieu de s'attendre à une baisse conjoncturelle des prix au terme de la tendance haussière du marché, la courbe des prix du marché en situation de « déport » n'apporte que peu d'éclaircissements dès lors que les prix sont orientés à la hausse.

Dans le cas contraire, le marché pétrolier se trouve en situation de « report » ou de « contango », ce qui se produit en général lorsqu'il est largement approvisionné et que le prix au comptant est inférieur aux prix à terme. Selon la théorie du marché, la hausse des prix à terme devrait de toute façon être plafonnée par les coûts de stockage, de financement et d'assurance sur le lieu de formation du prix. En règle générale, une structure de marché de report est associée à des prix en baisse -- structure qui, là encore, ne présente qu'un intérêt limité du point de vue prévisionnel, sauf lorsque les prix atteignent leur plus faible niveau sur un marché baissier et qu'ils sont censés repartir à la hausse. Néanmoins, au cours des quatre dernières années, l'augmentation moyenne des prix du pétrole a été de plus de 12 USD par an, avec des fluctuations annuelles pouvant atteindre 20 USD/baril à la hausse ou à la baisse. Or, contrairement à ce qu'on observe d'habitude, cette hausse va depuis deux ans de pair avec un marché de report, sur lequel la progression a rarement dépassé 6 USD/baril sur une période de 12 mois.

Cela étant, malgré l'inversion du rapport traditionnel entre un marché en situation de report et des prix en baisse, un lien puissant subsiste entre le différentiel des prix pratiqués au comptant et à terme d'une part et le niveau des stocks d'autre part. Fait hors du commun, les prix du brut se sont orientés à la hausse en dépit de l'augmentation des stocks, d'où un débat considérable entre analystes : la hausse du cours du brut était-elle révélatrice de l'anticipation de tensions sur le marché pétrolier à long terme, et de la nécessité d'investir davantage et d'économiser l'énergie ? Est-on en présence d'une interaction complexe traduisant une inadéquation entre la structure de la demande de pétrole brut et la marge de capacité de raffinage inemployée, ou s'agit-il simplement d'une distorsion liée à l'afflux d'investissements passifs qui se portent sur les matières premières ?

En fin de compte, en recourant à la courbe des prix à terme, le MTOMR établit une prévision laissant entrevoir des déséquilibres potentiels qui risquent de nécessiter de nouveaux ajustements de prix pour aboutir à l'équilibre, alors qu'il serait préférable de tenter d'agir sur les prix de manière à induire une évolution de l'offre et de la demande susceptible de rééquilibrer le marché. Il est permis de penser que les variations des stocks, qui pèsent peu sur les projections à long terme, peuvent avoir une influence considérable à moyen terme, comme le marché l'a montré ces dernières années.

#### 1.4. Substitution

La substitution entre différentes formes d'énergie a également, par essence, un effet sur les prix, mais qui se prête beaucoup plus difficilement à la modélisation. Le changement de combustible le plus évident, que ce soit pour se tourner vers le pétrole ou le remplacer, est celui qui fait intervenir l'utilisation de gaz naturel dans le secteur de la production d'électricité. Malheureusement, il n'existe pas de prix mondial du gaz naturel permettant d'en modéliser aisément les répercussions. Étant donné que la planification et la construction de centrales au gaz s'étendent sur des années, un remplacement structurel du pétrole par du gaz naturel est subordonné à la perspective d'un avantage de coût au profit de ce dernier persistant sur une longue période. Cependant, des substitutions à plus court terme seront possibles tant qu'il existera des installations permettant de changer de combustible ou des capacités à l'arrêt pouvant être remises en service rapidement.



Certes, le développement des échanges de GNL peut déboucher sur une convergence des prix au niveau mondial, mais dans de très nombreux contrats d'approvisionnement en gaz naturel (en Europe et en Asie), les prix sont alignés sur les cours pétroliers. Il peut en découler des évolutions de la demande de gaz naturel du secteur de l'électricité sans rapport avec les tendances économiques de l'offre et de la demande de gaz. Si les prix du gaz naturel sont calculés sur la base d'une moyenne mobile à long terme des prix du pétrole, la volatilité de ces derniers peut donner lieu à des périodes durant lesquelles les prix du pétrole et du gaz présenteraient des écarts importants. En dernier ressort, dans ces cas, les prix à terme du gaz naturel aux États-Unis peuvent servir de baromètre pour estimer le potentiel de substitution de combustibles. Au demeurant, la demande de fioul augmente en cas de contraintes de capacité fonctionnant au gaz, de problèmes d'approvisionnement ou de hausse soudaine de la consommation en raison des conditions météorologiques, et non sous l'influence directe des fluctuations des prix. Par conséquent, il est extrêmement difficile de calculer les élasticités-prix du fioul, qui souvent par ailleurs n'obéissent à aucune logique, ce qui oblige généralement à faire appel à l'appréciation des experts pour évaluer la demande émanant du secteur de l'électricité.

Les réglementations des émissions compliqueront probablement encore plus la tâche d'établir des projections de la demande de pétrole, et en particulier de la consommation de fioul. Selon le *Medium Term Gas Market Review* de l'AIE, les marchés du gaz risquent de connaître des tensions dans des régions clés après 2010, car la capacité de production d'électricité à partir de gaz naturel progresse à un rythme qui sera peut-être incompatible avec l'augmentation des approvisionnements régionaux. D'ordinaire, les problèmes passagers de production d'électricité sont souvent résolus en utilisant le fioul comme source d'appoint temporaire. Après 2010, toutefois, des investissements considérables dans les capacités de traitement plus poussé de l'industrie du raffinage peuvent créer des tensions sur le marché du fioul.

Compte tenu des réglementations des émissions en raison desquelles il sera difficile de remettre en service les anciennes centrales à charbon, il se pourrait que de fortes pressions à la hausse s'exercent sur les prix du fioul et du gaz naturel, dont les effets se feraient sentir dans tout le secteur pétrolier. Or, si au même moment l'industrie du raffinage transformait effectivement le fioul en carburants pour les transports, tout accroissement de la demande de fioul ferait diminuer les approvisionnements en carburants. La raréfaction des approvisionnements en gaz naturel pourrait finir par créer des tensions sur le marché de l'essence. Dès lors, la question qui se pose est celle de savoir à quel moment les Gouvernements décideront (si tant est qu'ils le décident) qu'il vaut mieux suspendre les contraintes visant les émissions pour pouvoir utiliser les centrales à charbon arrêtées, si l'alternative est une flambée des prix du pétrole et du gaz ou des pénuries d'électricité.

La pétrochimie est un autre secteur où les possibilités de substitution interénergétique sont grandes. Bien que le gaz naturel ou des biocarburants aient parfois été utilisés en remplacement des produits pétroliers comme produit de départ dans l'industrie pétrochimique, la substitution s'y opère généralement entre différents produits pétroliers. Les GPL, les naphthas, le gazole, les LGN et les condensats sont tous, dans une large mesure, interchangeables. La demande de ces produits ne sera pas seulement liée à leurs prix relatifs, mais aussi à leur disponibilité, qui peut de son côté dépendre de la demande d'autres produits, des capacités disponibles et des investissements se portant sur le gaz naturel. Dans ce cas également, afin d'établir les élasticités-prix de ces produits, il faut une connaissance approfondie du secteur pour tenir compte de ces différences, ainsi qu'une évaluation de la demande nécessairement tributaire des avis d'experts.

Cependant, les répercussions du phénomène de la substitution ne touchent pas uniquement les matières premières. Par exemple, des diminutions importantes de la part relative des métaux de base au profit des matières plastiques ont été observées ces dernières années dans deux secteurs clés – la

construction et les boissons. Le succès des bouteilles en PET a eu pour effet de réduire la demande d'aluminium dans l'industrie du conditionnement. Ces bouteilles ont un double avantage : elles sont plus légères et se prêtent à la revente – au bénéfice des consommateurs, des distributeurs et des commerçants. De même, dans le secteur de la construction, la hausse galopante des cours du cuivre depuis quelques années a favorisé une forte pénétration des matières plastiques sur le marché de la plomberie résidentielle et industrielle. Ces deux exemples montrent que l'innovation, la disponibilité et les prix pourraient transformer profondément la structure de la demande de pétrole dans les années à venir – en particulier dans le secteur de la pétrochimie. Par ailleurs, les stratégies de gestion des déchets de nombre de pays de l'OCDE poussent à limiter l'utilisation de matières plastiques dans l'industrie de l'emballage, entre autres – là encore, la substitution peut être induite en un laps de temps relativement bref.

### 1.5. Subventions

Un autre facteur d'incertitude des prévisions tient aux subventions à l'énergie. Les effets sur les prix et le revenu se font généralement sentir davantage dans les pays en développement, mais étant donné que les prix sont actuellement administrés par l'État dans un grand nombre de pays non membres de l'OCDE très peuplés, le prix au comptant n'est pas nécessairement représentatif des conditions qui règnent sur les marchés locaux. L'exemple de l'Indonésie illustre bien l'impact des subventions aux huiles lourdes (qui, aux prix courants, devraient représenter un coût de plus de 5 milliards USD par an), et l'incertitude qu'elles occasionnent. En 2005, une tentative visant à relever les prix des produits pétroliers a déclenché d'importants troubles sociaux, et il a fallu faire marche arrière peu après. Avec la hausse des prix, la demande a accusé de grandes fluctuations au niveau local, mais il est difficile de distinguer, en raison de la contrebande largement répandue vers d'autres pays la région, dans quelle mesure les variations sont imputables à la constitution préventive de stocks dans le pays et à une réduction de la contrebande, et donc de chiffrer la baisse de la consommation finale. L'envolée des prix du pétrole en 2006 a conduit les autorités à remettre en place des subventions. L'Indonésie donne un aperçu à petite échelle de l'incertitude au plan régional : vu les subventions (moindres) en vigueur en Chine et en Inde, les effets sur les prix pourraient être beaucoup plus prononcés à un moment ou un autre dans l'avenir, d'où une distorsion de la croissance de la demande. Le Moyen-Orient est une autre région déterminante eu égard à la progression de la demande, dans laquelle les combustibles sont très largement subventionnés. Là également, bien que les pressions intérieures en faveur de la libéralisation des prix soient moins fortes (parce que les recettes pétrolières sont en hausse), les changements de politique pourraient modifier la trajectoire de la demande via leurs effets sur les prix.

### 1.6. Croissance économique

Les prévisions de la demande établies par l'AIE sont fondées sur des projections du PIB calculées à partir des travaux du FMI et de l'OCDE. Ces deux organisations, qui ont elles-mêmes analysé de façon approfondie l'incertitude de ces projections, préviennent aujourd'hui qu'il existe des incertitudes considérables sur les hypothèses défavorables, d'où un risque équivalent de voir se confirmer les projections pessimistes concernant la demande de pétrole. Dans une perspective à long terme, si la croissance tendancielle du PIB ne modifie pas radicalement la projection, le lissage des à-coups conjoncturels est probable. En revanche, à un horizon de cinq ans, une récession ou une expansion pourraient entraîner de très fortes variations des chiffres effectifs.

L'immigration est également une question à prendre en considération. L'élargissement de l'Union Européenne a entraîné une vague de migrations de travailleurs, d'où des accroissements rapides de population dans les pays les plus riches. Dès lors que les élasticités-revenu des produits pétroliers sont déterminées par les variations du revenu par habitant, les mouvements migratoires pourraient avoir des répercussions notables. Au Royaume-Uni, par exemple, notre hypothèse d'une croissance démographique relativement statique risque d'être excessivement basse : la population du pays s'est accrue de plusieurs millions ces dernières années par suite de l'augmentation du nombre de travailleurs immigrés, et un groupe d'étude a prévu que le taux de natalité plus élevé chez ces derniers pourrait donner lieu à un accroissement démographique important dans les 20 prochaines années. Ces évolutions des migrations de travailleurs pourraient faire augmenter le PIB par habitant et fausser les taux de croissance. De même, certaines études attribuent la progression récente de la demande d'essence aux États-Unis aux évolutions du nombre de travailleurs immigrés. Néanmoins, s'agissant de nombreux pays, il se peut que nous devions attendre dix ans avant de disposer de données exactes de recensement de la population qui donneraient un aperçu permettant d'effectuer des comparaisons.

### 1.7. Données

Au-delà des incertitudes qui entachent la croissance économique future et l'évolution des prix des produits pétroliers (notamment au détail), quelle que soient les prévisions de la demande, leur capacité prédictive est très tributaire de la disponibilité et de la qualité des statistiques passées sur lesquelles reposent les projections. Dans les pays où la collecte de statistiques détaillées sur le pétrole en est encore à ses débuts, les données (et les révisions) peuvent être erronées. Il peut en découler une surestimation ou une sous-estimation de la demande, d'où des distorsions dans le calcul de l'élasticité-revenu et de l'élasticité-prix sur lesquelles se fonde le modèle de prévision. Dans le cas de l'Asie par exemple, par le passé, les révisions tendaient le plus souvent à la hausse, ce qui laisse supposer une possible sous-estimation de la demande du moment. En outre, de nombreux pays non membres de l'OCDE ne tiennent pas compte des données sur les stocks, ce qui oblige les analystes à estimer la demande « apparente ».

Les données sur les approvisionnements sont loin d'être parfaites, mais les révisions plus prononcées opérées dans le passé concernaient la demande. Cela s'explique notamment parce que, dans beaucoup de régions, les données nationales sur les approvisionnements peuvent être vérifiées par comparaison avec les résultats des compagnies pétrolières. Il est fréquent, dans les pays non membres de l'OPEP, que les chiffres sur les approvisionnements puissent être agrégés indépendamment, gisement par gisement. Mais il n'en est pas ainsi dans tous. Faute de données sur les gisements et d'une méthodologie détaillée et cohérente pour la déclaration des réserves, dans nombre de régions, il est difficile d'estimer le déclin de la production.

De même, il est manifeste que la politique a parfois joué un rôle dans l'estimation des réserves dans certains pays de l'OPEP. A la fin des années 80 et au début des années 90, les niveaux des réserves au sein du groupe de pays producteurs ont influencé le choix des objectifs de production journalière. A l'époque, les réserves prouvées augmentaient, semble-t-il, plutôt pour assurer le maintien de la part de marché que sous l'effet de l'innovation technologique ou de nouvelles découvertes.

En règle générale, pour calculer la demande, il est indispensable toutefois que les secteurs du raffinage, de la distribution, du stockage et de l'importation/exportation communiquent des déclarations exactes à l'administration centrale qui collecte les données. La *Joint Oil Data Initiative* (JODI) est une tentative louable visant à améliorer la disponibilité et la qualité des données.

Néanmoins, malgré les efforts de ses membres (l'AIE, l'OPEP, l'APEC, l'UNSD, l'OLADE et Eurostat), le poste d'ajustement statistique (« *miscellaneous-to-balance* ») de l'*Oil Market Report* augmente depuis quelques années. Il reste, à l'évidence, des progrès à réaliser – d'autant plus si ce chiffre tient à une sous-déclaration de la demande.

Il est dès lors compréhensible que l'incertitude sur les données concerne surtout celles des pays non membres de l'OCDE, et en particulier des grandes régions en expansion d'Asie et du Moyen-Orient. Compte tenu du rang de deuxième consommateur mondial de pétrole qu'occupe la Chine et de la croissance rapide de sa demande de pétrole, il est tout à fait normal que son bilan énergétique soit suivi de près. Bien que ses données se soient améliorées – leur qualité est sensiblement supérieure à celle des données de nombre d'autres pays affichant un niveau équivalent de PIB par habitant –, la Chine doit encore prendre plusieurs mesures fondamentales : 1) publier des données sur les stocks primaires (au niveau des raffineries) commerciaux et stratégiques ; 2) réaliser des enquêtes sur l'activité des raffineries de faible capacité ; 3) réviser les données, notamment concernant les échanges ; et 4) expliquer pourquoi les raffineurs chinois font état de pertes de traitement en raffinerie en volume, alors que des raffineurs utilisant les mêmes équipements en Europe et aux États-Unis enregistrent des gains de traitement.

Ces anomalies des données – probablement dues au fait que les prix ne sont pas fixés par les mécanismes du marché tout au long de la chaîne d'approvisionnement, ce qui incite à déclarer de données entachées de distorsions – rendent difficile l'évaluation de la demande de pétrole de la Chine. Par exemple, selon des informations parues dans la presse, les petits raffineurs seraient approvisionnés en brut d'origine nationale, en quantités qui ne sont déclarées ni du côté de l'offre, ni du côté de la demande – et qui étaient peut-être de l'ordre de 150–250 kb/j en 2007. De même, dans certaines données douanières mensuelles, aucun chiffre ne figure au titre des exportations de pétrole brut en dépit d'informations avérées sur le chargement et l'expédition maritime de cargaisons.

L'AIE estime la demande chinoise sur la base de la production du secteur du raffinage majorée des importations nettes de produits raffinés, chiffre corrigé pour tenir compte du brut brûlé directement et de la consommation des petites raffineries. Toutefois, cette demande pourrait également être calculée en additionnant la production intérieure de pétrole brut, les importations nettes de brut et les importations nettes de produits raffinés. Cette méthode ne permet cependant pas de ventiler la demande par produit et conduit généralement à la surestimer, si les quantités destinées à constituer des stocks sont importantes. Si nous devons choisir entre ces deux méthodes – qui, par définition, s'appuient sur certaines hypothèses arbitraires et, partant, peuvent aboutir à des résultats différents –, nous sommes d'avis que la première est peut-être plus précise dans une période où la Chine est en train de constituer des stocks stratégiques, parce qu'elle nous permet de suivre l'évolution produit par produit.

Parallèlement, l'Inde pourrait connaître une envolée de la demande d'énergie ; or, il s'y pose également des problèmes de notification des données susceptibles de compliquer l'interprétation des bilans énergétiques régionaux. En fait, les analystes sur place indiquent que les importations par voie maritime arrivant ailleurs que dans les grands centres de consommation font peut-être l'objet de sous-déclarations, donnant lieu à une demande comptabilisée inférieure à la réalité. De plus, le frelatage largement répandu de combustibles à base de gazole peut entraîner des distorsions de la demande des différents produits. Enfin et surtout, il n'existe pas de données fiables concernant les stocks commerciaux.

Au Moyen-Orient, la qualité de la communication de données est variable. Si certains pays, comme l'Arabie saoudite en particulier, disposent de données très complètes sur la demande, la collecte de ces données se trouve encore à un stade embryonnaire dans d'autres. L'importance du subventionnement des prix provoque une contrebande massive.

### **1.8. Biocarburants**

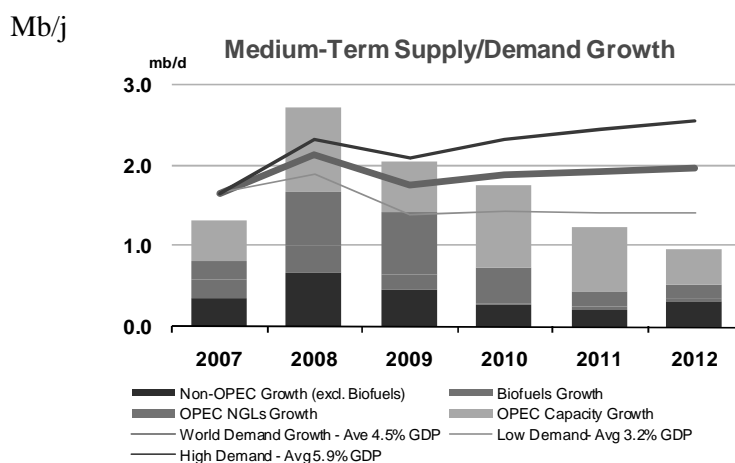
Les biocarburants automobiles ajoutent une incertitude supplémentaire, bien que la question de savoir s'il y a lieu de considérer qu'elle fait partie des incertitudes liées à la demande soit sujette à controverse. Du point de vue de l'établissement de prévisions de la demande, les biocarburants ne sont significatifs qu'en raison de la densité énergétique volumique plus faible de l'éthanol et du biodiesel, dont il faut tenir compte dans nos projections, mais ils jouent un rôle considérable étant donné les carburants pétroliers liquides qu'ils remplacent.

A moyen terme, l'offre et la demande de biocarburants seront plus ou moins équilibrées, mais ce ne sera pas forcément le cas à brève échéance. En effet, la capacité de production de biocarburants automobiles s'accroît rapidement, parfois même plus que les volumes que les raffineurs sont tenus de fournir pour le mélange, d'où un risque de déséquilibres à court terme. Qui plus est, l'expansion rapide de la capacité de production de biocarburants crée des tensions sur les marchés des produits de départ, dont les prix augmentent en conséquence, ce qui amène à s'interroger sur la disponibilité future des matières de base, en quantités suffisantes et à des prix raisonnables, pour faire face à la croissance projetée de la capacité de production. Compte tenu de ces précautions à prendre, nos projections des approvisionnements en biocarburants avoisinent 1 Mb/j de moins que les accroissements prévus de capacité d'ici à 2012.

## **2. INCERTITUDES DU CÔTÉ DE L'OFFRE**

Le MTOMR prévoit une forte croissance des approvisionnements en combustibles liquides hors OPEP (brut, condensats, LGN et biocarburants) en 2007-2009, qui semble céder le pas ensuite au fur et à mesure que le nombre de projets d'investissement vérifiables diminue. La croissance des approvisionnements totaux hors OPEP en combustibles liquides est indexée sur 2.6 Mb/j. Le rapport estime à quelque 3 Mb/j l'accroissement de production nécessaire chaque année pour contrebalancer les effets du déclin, chiffre qui correspond à des taux nets de déclin des gisements de pétrole représentant en moyenne 4.6 pour cent par an pour les pays non membres de l'OPEP et 3.2 pour cent par an s'agissant du brut extrait dans les pays de l'OPEP. Ces chiffres englobent des déclin bien plus abrupts, de l'ordre de 15-20 pour cent par an pour les régions productrices matures, et de nombreux développements récents de champs en eau profonde. De surcroît, nos estimations de l'offre intègrent une nouvelle marge pour imprévus de 0.4 Mb/j, afin de rendre compte d'une tendance à des arrêts temporaires non programmés de production des gisements.

Figure 1. Croissance de l'offre et de la demande à moyen terme



## Légende :

Croissance hors OPEP (sauf biocarburants)	Croissance biocarburants
Croissance LGN - OPEP	Croissance capacité – OPEP
Croissance de la demande mondiale - Taux moyen PIB : 4.5 %	Faible demande - Taux moyen PIB : 3.2 %
Forte croissance - Taux moyen PIB : 5.9 %	

L'incertitude du côté de l'offre est en outre accentuée par la montée du nationalisme à l'égard de l'exploitation des ressources et la multiplication des risques géopolitiques, qui limitent les possibilités de l'industrie d'accroître la production. Des tensions persisteront pendant un certain temps en amont dans le secteur des services parapétroliers (construction, forage, etc.), avec des dérapages possibles par rapport aux prévisions en raison de dépassements de coûts ou de retards d'exécution des projets. Dans l'ensemble, ces risques indépendants des ressources du sous-sol sont jugés plus importants que ceux qu'entraîne l'épuisement des réserves ou d'autres facteurs liés à ces ressources. Globalement, il en résulte une croissance moyenne des approvisionnements hors OPEP de 1.0 pour cent entre 2007 et 2012, soit 0.4 pour cent de moins que celle observée durant les sept années écoulées et environ la moitié du taux de croissance projeté de la demande mondiale.

En définitive, les ressources naturelles sont suffisantes pour accroître la production à moyen terme, mais il subsiste des interrogations considérables sur l'accès aux ressources du sous-sol sous l'effet de facteurs qui ne dépendent pas de ces dernières, et sur les réalisations que permettront les moyens du secteur des services et les plans d'investissement des compagnies pétrolières internationales. Cela étant posé, il se dégage un étrange contraste entre l'augmentation substantielle des dividendes versés aux actionnaires, d'une part, et les tensions croissantes de l'offre en amont doublées d'un effort d'exploration-production (E&P) pratiquement inchangé, de l'autre. Les dépenses nominales d'E&P sont en hausse, mais l'augmentation des coûts érode d'autant les résultats que l'on peut en attendre. A l'évidence, néanmoins, d'autres aspects sont en jeu.

En particulier :

- Les conditions d'accès et les conditions contractuelles sont en train de se dégrader (même dans les pays de l'OCDE).

- Les taux de rentabilité critiques des investissements en amont sont peut-être excessivement prudents (les coûts de développement ont augmenté, mais certains signes donnent à penser qu'ils pourraient bientôt se stabiliser).
- Des contraintes de main-d'œuvre, d'équipement et du secteur des services risquent de réduire les possibilités de lancer de nouveaux projets, du moins avant 2012.
- L'essor des compagnies pétrolières nationales des pays consommateurs et des entreprises d'exploration indépendantes grignote la part de marché des compagnies pétrolières internationales dont l'aversion au risque est plus grande, parce qu'elles ont supporté des années de faibles rendements après l'effondrement des prix du pétrole survenu au milieu des années 80.

## 2.1. Retard des projets

Le risque de retard des projets pose un problème essentiel dans le calcul des projections de l'offre. Dans les cinq mois qui se sont écoulés entre la publication de la mise à jour de février du MTOMR et la parution en juillet de l'édition 2007, l'exécution de nouveaux projets prévus pour la période 2007 à 2011 représentant plus de 3.2 Mb/j a été retardée, ce qui a souligné la gravité du problème. Le dépassement des délais varie entre 2 et 36 mois, mais se situe en général autour de six mois. Étant donné l'ampleur du problème, les calendriers de mise en œuvre des projets sont désormais évalués beaucoup plus rigoureusement, surtout quand il y a le plus de risques de retard. Il n'en reste pas moins que des pénuries de main-d'œuvre, de matières premières, de moyens de fabrication, de capacités de forage ou d'infrastructures de transport sont susceptibles de continuer à saper la croissance de la production pendant un certain temps encore.

## 2.2. Taux de déclin

Le taux moyen de déclin global est un repère empirique utile, dont il convient cependant de ne pas abuser. D'un gisement à l'autre, il va sans dire que le taux de déclin peut énormément varier, même entre des gisements situés dans des zones présentant des caractéristiques semblables. On observe un va-et-vient permanent dans lequel des gisements amorcent leur déclin, compensé par d'autres dont le déclin s'inverse grâce à l'application de la technologie de récupération assistée du pétrole ou des progrès de l'observation par satellite.

La comparaison de la variation nette des approvisionnements hors OPEP pendant la période 2007-2012 et des accroissements bruts de capacité permet d'effectuer un calcul approximatif. Le taux implicite de déclin net dans les pays non membres de l'OPEP est d'environ 4.6 pour cent par an, en régime normal de production. Il ne concerne pas seulement les gisements en déclin, mais aussi des sources d'approvisionnement exploitées de longue date, qui ont atteint un palier ou s'en approchent. Compte tenu du déclin net des gisements de l'OPEP pris pour hypothèse, à savoir de 3.2 pour cent par an, nous obtenons un déclin annuel global de 4 pour cent, indiquant qu'il faudra trouver chaque année 3.2 Mb/j de nouvelle production simplement pour assurer le maintien des approvisionnements. De plus, ce déclin global net des actifs existants serait fondé sur des hypothèses relativement ambitieuses concernant certaines régions de l'OCDE et des projets en eau profonde ailleurs. Les calendriers de mise en œuvre de ces derniers peuvent afficher une accélération rapide suivie d'un déclin annuel brutal de l'ordre de 15-20 pour cent, voire plus.

A l'évidence, les taux de déclin pourraient entacher d'une grande incertitude les prévisions concernant les approvisionnements pétroliers. Le déclin net de 4.6 pour cent par an que nous avons calculé repose sur des approvisionnements en pétrole extraits dans des pays non membres de l'OPEP (sans compter les biocarburants et les gains de traitement en raffinerie) se montant à 48.8 Mb/j en 2012. Si nous portons à 5 pour cent ce taux de déclin, le total serait réduit de 875 kb/j, et s'il est compris entre 2 pour cent et 7 pour cent, les variations des approvisionnements hors OPEP représenteraient au total 11 Mb/j.

Sans vouloir minimiser l'importance de cette variable, notamment parce que les données sur la production et les réserves gisement par gisement sont insuffisantes, notre analyse amène à considérer que cet écart par rapport aux premières prévisions des approvisionnements hors OPEP établies ces dernières années ne s'explique pas au premier chef par une sous-estimation des taux de déclin des gisements. Nous pensons plutôt que les retards des projets, les conditions météorologiques et des arrêts de production non programmés intervenant pour des raisons techniques, économiques ou géopolitiques ont été jusqu'ici les principaux facteurs de risque, et qu'ils le resteront pendant les cinq prochaines années. Autrement dit, bien que nous continuions à surveiller et corriger systématiquement les variations des taux de déclin sur le terrain et au niveau global, nous constatons que les risques liés aux ressources que renferme le sous-sol sont, pour l'heure, moins grands que les risques qui n'en dépendent pas.

La notion de pic de la production de pétrole et l'échéance à laquelle il se produira sont des sujets qui enflamment les opinions et suscitent une vive polémique. La définition du segment de la production censé avoir atteint son pic ou s'en approcher est déterminante. Nos prévisions laissent entrevoir, sans aucun doute, que le brut conventionnel extrait dans des pays non membres de l'OPEP est l'élément de la production mondiale qui semble aujourd'hui avoir atteint un palier, et non un pic. Après être parvenus à 40 Mb/j en 2003, les approvisionnements en pétrole brut conventionnel sont demeurés inchangés depuis et pourraient le rester jusqu'en 2012. Certes, des accroissements importants sont attendus en ex-Union soviétique, au Brésil et en Afrique subsaharienne, mais ils ne seront suffisants que pour compenser les baisses de production de brut ailleurs. En d'autres termes, la totalité de l'augmentation des approvisionnements hors OPEP sur la période 2007-2012 concernera les liquides de gaz naturel, les huiles extra-lourdes et les biocarburants (s'y ajouteront, à l'horizon 2012, 145 kb/j de carburant CTL, obtenu par synthèse Fischer-Tropsch à partir de charbon, produits en Chine). Au fur et à mesure que la capacité totale hors OPEP de production d'hydrocarbures liquides progresse, en raison de la stabilisation susmentionnée des approvisionnements en brut conventionnel hors OPEP, la part de ces derniers, qui s'établissait à 77 pour cent en 2000, recule à 74 pour cent en 2006 et à 67 pour cent en 2012.

En dépit de la tentation d'extrapoler cette tendance en évoquant un pic de la production de pétrole conventionnel, une certaine prudence s'impose. En premier lieu, la notion de pétrole « conventionnel » évolue au fil du temps, ainsi qu'en fonction des progrès technologiques et des aspects économiques en jeu. Au début des années 70, une part importante de la production en mer était considérée comme étant non conventionnelle, mais cette fraction des approvisionnements mondiaux s'est depuis lors accrue pour atteindre 30 pour cent du total. Avec l'apparition d'économies d'échelle et le développement des infrastructures, une évolution analogue pourrait se produire à l'avenir pour le carburant GTL (issu de la synthèse Fischer-Tropsch à partir de gaz), les sables bitumineux et les réserves en offshore ultra-profond, et les ressources aujourd'hui jugées non conventionnelles entreraient dans la catégorie des approvisionnements conventionnels de demain. Par ailleurs, les approvisionnements en condensats et LGN, qui sont en augmentation rapide, sont rarement de type « non conventionnel » au sens technique actuel du terme.



Il est à noter également que la fin de la décennie en cours marquera probablement un hiatus dans la croissance des approvisionnements en brut dans certaines régions, notamment l'ex-Union soviétique et l'Afrique de l'Ouest. Une vive reprise y est prévue pour le milieu de la prochaine décennie ; il est moins facile d'affirmer, en revanche, qu'elle sera suffisante pour contrebalancer le déclin prévu des approvisionnements en pétrole brut extraits de gisements matures dans la zone de l'OCDE et empêcher le recul global de l'offre hors OPEP.

Enfin, nous observons que, du point de vue de la durabilité de la production pétrolière mondiale, il est plutôt restrictif de s'intéresser aux seuls approvisionnements de brut produits dans les pays non membres de l'OPEP. Les notions de pic ou de palier de production sont souvent des raccourcis pour parler de l'épuisement imminent des réserves. Certes, les ressources en hydrocarbures ne sont pas infinies, mais il n'en reste pas moins que les questions de l'accès aux réserves, du régime d'investissement actuel ainsi que de la disponibilité d'infrastructures et de capitaux en amont semblent dresser de plus grands obstacles à moyen terme que les limites des ressources elles-mêmes. Un facteur essentiel doit être relevé : le ralentissement récent de l'accroissement de la capacité pourrait s'inverser si, comme nous le pensons, le principal obstacle à l'augmentation de la capacité tient à des facteurs indépendants des ressources que renferme le sous-sol, et non aux contraintes liées aux ressources elles-mêmes.

### 3. INVESTISSEMENT

#### 3.1. Prix

A très long terme, le seuil économique qui déterminera l'investissement des compagnies pétrolières dans des projets en amont sera sans doute lié aux prix du pétrole du moment. Néanmoins, les contraintes extrêmes qui pèsent sur le secteur parapétrolier ont provoqué une inflation galopante des coûts. Les budgets d'exploration-production, bien qu'en hausse rapide, n'ont donc pas donné lieu à un accroissement proportionnel de l'activité d'E&P. Même si nous estimons qu'il s'agit d'un phénomène conjoncturel découlant des pénuries de main-d'œuvre et d'équipements ainsi que de la hausse des prix des produits de base, ce n'est pas une situation qui se prête à la modélisation. C'est pourquoi, du côté de l'offre, nos prévisions partent du principe que le prix du pétrole au comptant restera supérieur au coût marginal de la production à moyen terme, et stimulera par conséquent l'activité d'E&P qui commence à s'intensifier depuis quelque temps, après avoir stagné à un faible niveau durant une bonne partie des 15 années précédentes. Cependant, bien qu'il soit à l'évidence indispensable d'investir vigoureusement à plus long terme, les décisions d'investissement à moyen terme peuvent être conditionnées par la conjoncture économique et industrielle.

#### 3.2. Conditions et contraintes d'exploitation

Les projections des approvisionnements nets sont le résultat de pressions opposées de divers facteurs, qui varient indiscutablement au fil du temps et nécessitent souvent des appréciations subjectives. Selon le MTOMR, le contexte dans lequel s'inscriront les activités d'exploitation et d'investissement dans le secteur amont au cours de la période 2006-2011 présente les caractéristiques suivantes :

1. les opérateurs tablent sur des prix du pétrole brut en hausse ;
2. les dépenses et l'activité augmentent ;
3. le rayon d'action des compagnies pétrolières nationales des pays consommateurs s'élargit ;
4. les dépenses d'exploration, exprimées en pourcentage du total des dépenses des compagnies pétrolières internationales, s'orientent à la baisse ;
5. dans le secteur parapétrolier, les coûts sont élevés et des tensions se font sentir ;
6. il se dessine parallèlement une tendance aux retards d'exécution des nouveaux projets en amont ;
7. les retards ont des effets négatifs cumulatifs sur l'accroissement des capacités de transport par gazoduc et de traitement du gaz ;
8. les risques géopolitiques et les obstacles à l'accès des compagnies pétrolières aux ressources prolifèrent.

Il y a lieu d'avancer que les trois premiers facteurs pourraient accélérer le rythme auquel les approvisionnements extraits dans les pays membres et non membres de l'OPEP augmenteront. Toutefois, l'ensemble des risques découlant des facteurs 4 à 8 serait nettement défavorable et porte à croire que la croissance de la capacité de production mondiale sera plus lente que par le passé.

Ces tendances sont manifestement en train de changer. Par exemple, les compagnies pétrolières nationales et les gouvernements établissent des budgets prévoyant en gros un seuil économique moyen de 45 USD/baril (contre 35 USD/baril il y a un an), tandis que les hypothèses de prix retenues par les compagnies internationales et les producteurs indépendants plafonnent à un niveau proche de 55 USD/baril. Cependant, l'analyse de certains nouveaux projets repose, encore aujourd'hui, sur des prix de 35 USD/baril seulement. Il va sans dire que cela n'empêche pas la faisabilité d'un nombre croissant de projets aux prix actuels du pétrole, qui dépassent 90 USD/baril.

Avec la flambée des prix, les dépenses se sont accrues. Les enquêtes sur les dépenses de l'industrie menées par Lehman Brothers et Citigroup augurent une croissance persistante de l'activité dans le secteur amont, surtout ailleurs qu'en Amérique du Nord. Les dépenses en capital, dont la progression prévue en 2007 se situe dans une fourchette de 10-15 pour cent, devraient continuer de croître au même rythme en 2008. Néanmoins, l'effet de ces accroissements de dépenses est souvent modéré par la hausse des coûts de développement et des services parapétroliers en amont.

A de nombreux égards, du point de vue de l'offre, certains aspects du cycle conjoncturel actuel rappellent la situation créée par la façon dont l'OPEP avait géré les approvisionnements fournis par ses pays membres dans les années 70 et 80, qui avait débouché sur une forte augmentation des capacités inemployées dans ces pays, allant de pair avec l'érosion de leur part de marché au fur et à mesure que les approvisionnements hors OPEP progressaient. La surabondance de l'offre qui en avait résulté avait contribué au maintien des prix à un niveau relativement bas, incitant périodiquement les compagnies pétrolières internationales à freiner les activités d'exploration, à sous-traiter les services parapétroliers et à réduire les travaux de recherche-développement. Par suite de la réduction des capacités inutilisées de l'OPEP, lorsque la demande a flambé en 2004, il ne restait à l'industrie que peu de ressources pour faire face à la situation.

Reconstituer la capacité de production prend du temps et, en dépit des salaires élevés qui attirent davantage d'ingénieurs vers ce secteur, les contraintes de main-d'œuvre ne vont pas sensiblement s'atténuer d'ici les premières années de la prochaine décennie. Il faut cependant admettre que ce n'est pas un problème qui se pose exclusivement dans le secteur pétrolier. A l'heure actuelle, des causes comparables freinent les accroissements de production de plusieurs ressources naturelles. Beaucoup

d'industries ont du mal à se procurer les équipements ou le matériel dont elles ont besoin, et en particulier d'autres filières du secteur de l'énergie. En effet, des pénuries de silicone entravent le développement de la fabrication de panneaux solaires, les turbines nécessaires pour équiper les éoliennes sont insuffisantes, et les prix des métaux de base atteignent des niveaux record.

L'inflation des coûts des matières premières, des services parapétroliers et des équipements de forage donne certains signes de modération, encore que les entreprises s'accordent à penser que les coûts en amont se stabiliseront, mais ne baisseront pas sensiblement. Les augmentations de dépenses qui étaient viables ont donc été absorbées dans une large mesure par une inflation à deux chiffres, c'est pourquoi les prix élevés n'induisent plus automatiquement de nouvelles découvertes et l'accroissement de la production. La part de l'exploration dans les dépenses en amont a peu progressé, et le taux de remplacement des réserves des compagnies reste faible, malgré la persistance des prix élevés. L'incertitude concernant l'accès aux réserves et le cadre réglementaire -- incertitude notamment liée à la montée du nationalisme à l'égard des ressources -- explique en partie cette évolution.

Les indicateurs relatifs à l'activité de forage pétrolier restent favorables. Le recul brutal observé au deuxième trimestre de 2007 était surtout la conséquence de l'effondrement du nombre de forages de puits de gaz naturel au Canada, provoqué par la baisse de son prix. Selon les estimations, la capacité de forage en eau profonde demeurera limitée pendant 18 à 24 mois encore, dans l'attente de la mise en service d'une proportion substantielle de nouvelles installations. Cependant, comme les accroissements prévus de la production devraient intervenir pour une bonne part au Brésil, dans le golfe du Mexique, dans le Nord de la Russie, en mer Caspienne et en Afrique de l'Ouest, les dérapages possibles les concernant ajoutent incontestablement aux risques du côté de l'offre.

Des retards dans le développement de l'exploitation du gaz naturel peuvent également figurer sur la liste des facteurs de risque potentiels. Le *Natural Gas Market Review* de l'AIE signale que les investissements en amont sont insuffisants au Moyen-Orient et en Russie, ce qui compromet, non seulement l'approvisionnement en liquides de gaz naturel (LGN), mais aussi la réinjection de gaz associé dans les gisements de pétrole, d'où une entrave potentielle à l'augmentation des taux de production de pétrole brut. Cela dit, les producteurs reconnaissent qu'il pourrait se produire des pénuries de gaz à l'avenir sur les marchés intérieurs et à l'exportation, aussi faudrait-il intensifier les efforts visant à accroître les approvisionnements en réduisant le torchage et les pertes de transport.

Les signaux des prix sont bien là, mais le secteur des services aura besoin de temps pour renforcer ses moyens, et tant qu'il n'y sera pas parvenu, le marché sera lent à réagir. Même au terme de ce cycle, l'accès aux réserves doit être suffisant pour déclencher une réponse du côté de l'offre. De plus, les incitations par les prix doivent être fortes pour persuader les compagnies pétrolières de prendre des risques beaucoup plus importants dans leurs activités d'exploration.

### 3.3. Approvisionnements provenant des pays de l'OPEP

Dans le MTOMR, il est prévu que les producteurs de l'OPEP augmenteront de 4.0 Mb/j nets la capacité de production de brut dans la période 2007-2012. La croissance est particulièrement vigoureuse dans les années 2008 et 2010, lorsque le démarrage de nouveaux projets accroîtra la capacité de l'OPEP de plus de 1.0 Mb/j dans chacune de ces années. Les prévisions tiennent compte des investissements dans de nouvelles capacités et du déclin net dans les gisements plus anciens (les taux de déclin sont censés se situer entre 1-5 pour cent par an dans les gisements terrestres du golfe Persique et 12-15 pour cent par an dans les gisements en eau profonde). Dans l'ensemble, le déclin net

des réserves de l'OPEP s'établit en moyenne à 3.2 pour cent par an, chiffre inférieur aux 4.6 pour cent qui ressortent des prévisions pour l'ensemble des pays non membres de l'OPEP. Ces chiffres témoignent notamment de la part prédominante du total qui revient à la production à terre et en eau peu profonde, dont le déclin est plus lent (quoique la production en eau profonde de l'Angola et du Nigéria soit en train de prendre de l'ampleur). L'OPEP doit par conséquent s'employer à remplacer quelque 1.1 Mb/j chaque année, et ce rien que pour assurer le maintien de sa capacité de production.

Les aspects politiques et les problèmes de sécurité sont également des aléas considérables pour l'établissement de prévisions des approvisionnements. Le MTOMR part de l'hypothèse d'une croissance limitée au Venezuela, en Iran et en Irak, tandis qu'au Nigeria, certains arrêts de longue durée sont supposés continuer à réduire la marge effective de capacité inemployée. Il est difficile de prévoir les changements qui pourraient modifier les conditions actuelles, mais il est juste de dire que la solution des problèmes de sécurité en Irak et au Nigéria pourrait entraîner une augmentation notable de la capacité de production de l'OPEP.

L'analyse des accroissements de la production de brut de l'OPEP dans la période 2006-2012 ne révèle qu'une partie des possibilités d'expansion des capacités. Les approvisionnements en liquides de gaz naturel (éthane, propane, butane et pentanes issus des usines de traitement de gaz, ainsi que condensats extraits des gisements) devraient progresser de +2.2 Mb/j (+7.8 pour cent par an), et porter l'offre potentielle de LGN de l'OPEP à 7.1 Mb/j en 2012. Ce rythme correspond à la croissance observée dans les années 2001-2006, dès lors que les efforts visant à stimuler l'utilisation de gaz naturel et à réduire le brûlage à la torche se poursuivent.

Si le niveau des réserves de l'OPEP et les taux de déclin sont à l'origine d'une incertitude considérable, il est tout aussi important, pour les projections concernant le marché pétrolier et son équilibre dans la prochaine décennie, de savoir comment les pays de l'OPEP choisiront de gérer leurs réserves. A quel niveau l'un ou l'autre de ces pays décidera-t-il que le taux de production est optimal pour lui ? Selon certains, par exemple, l'Arabie saoudite augmentera sa production de brut de 15 Mb/j au maximum. Par ailleurs, quelle que soit la méthode retenue pour évaluer le parc automobile de la Chine ou de l'Inde et la croissance implicite de la demande qui y sera associée, il est évident que ce degré de motorisation ne deviendra pas réalité si les approvisionnements ne sont pas au rendez-vous à court ou à moyen terme.

#### 4. CONCLUSION

Des aléas considérables pèsent encore sur les prévisions, tant du côté de l'offre que du côté de la demande de pétrole, dont certains peuvent être mieux compris en améliorant la qualité des données et le champ qu'elles couvrent. Une plus grande transparence, si elle ne fait pas augmenter les approvisionnements, permet toutefois de construire des projections plus fiables du côté de l'offre. Néanmoins, parmi les incertitudes les plus fortes présentes dans le monde pétrolier, certaines découlent, semble-t-il, de problèmes sans rapport avec les données pétrolières.

Du côté de la demande, le taux de croissance de la consommation de pétrole est étroitement lié au taux de croissance économique de pays en développement très peuplés tels que la Chine, l'Inde, l'Indonésie et le Brésil. Les résultats seraient très différents si la croissance économique chinoise

venait à marquer le pas, au lieu de se poursuivre au rythme actuel de 10 pour cent par an. De même, tôt ou tard, l'essor économique de ces pays se modérera, d'où une atténuation des pressions exercées du côté de la demande. Celle-ci peut également se voir freinée par une accélération des efforts déployés par les pouvoirs publics pour réduire les émissions. Par ailleurs, les politiques et les prix sont susceptibles d'influencer la vitesse à laquelle les innovations technologiques se font jour et sont adoptées.

Mais les projections de la demande ne peuvent se concrétiser que si les approvisionnements pour y répondre existent. Les politiques nationales de gestion des ressources sont peut-être ce qu'il est le plus ardu de prévoir. C'est en fonction de multiples facteurs -- parmi lesquels figurent les prix en vigueur et la base de ressources -- qu'un pays décide à quel niveau son activité d'extraction est optimisée. Ce paramètre peut devenir un objectif qui varie au gré des évolutions des conditions de sécurité ou des changements de politique. Pour finir cependant, même si les contraintes d'approvisionnement sont moins fortes qu'il n'avait été envisagé, la demande potentielle des économies émergentes est très importante, et il y a peu de chances que des quantités considérables des carburants pétroliers soient remplacées dans le secteur des transports à une échéance prévisible. Que les contraintes s'exercent du côté de l'offre ou de la demande, les considérations environnementales sont un motif supplémentaire qui justifie que nous nous préparions à faire face à un marché des carburants pour les transports soumis à des contraintes -- même si les approvisionnements en carburants existent, il y aurait des raisons de ne pas souhaiter les utiliser.

**ÉVOLUTION À LONG TERME DE LA DEMANDE DE TRANSPORT,  
ÉLASTICITÉ-PRIX DE LA DEMANDE DE CARBURANT ET  
CONSÉQUENCES DES PERSPECTIVES DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE  
POUR LA POLITIQUE DES TRANSPORTS**

**Kenneth A. SMALL<sup>a</sup>**

et

**Kurt VAN DENDER<sup>b</sup>**

<sup>a</sup> **Département de l'Économie**

**Université de Californie**

**Irvine**

**États-Unis**

<sup>b</sup> **Département de l'Économie**

**Université de Californie**

**Irvine**

**États-Unis**

et

**Centre Conjoint de Recherche sur les Transports  
du Forum International des Transports et de l'OCDE**



## SOMMAIRE

RÉSUMÉ.....	185
1. INTRODUCTION.....	185
2. DÉTERMINANTS DE L'ÉVOLUTION À LONG TERME DE LA DEMANDE DE TRANSPORT ROUTIER DE VOYAGEURS ET DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE ASSOCIÉE.....	187
2.1. Tendances observées aux États-Unis entre 1970 et 2005.....	188
2.2. Tendances observées dans les autres pays de l'AIE.....	191
2.3. Développements futurs.....	191
2.4. Élasticité-prix de la demande de carburant.....	193
2.5. Résumé.....	198
3. POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE DANS LE SECTEUR DES TRANSPORTS.....	199
3.1. Coûts marginaux externes de la consommation de carburant automobile dus au changement climatique.....	203
3.2. Coûts marginaux externes de la consommation de carburant automobile dus à la Dépendance pétrolière.....	206
3.3. Conclusions de l'analyse des coûts marginaux externes.....	207
4. CONCLUSION.....	209
NOTES.....	210
RÉFÉRENCES.....	215

Irvine et Paris, septembre 2007





## RÉSUMÉ

Le présent document analyse le rôle des transports dans les politiques relatives à la sécurité énergétique et au changement climatique. Il privilégie trois aspects : les incidences des prix de l'énergie sur la demande de transport, les contributions que pourraient apporter les transports dans les politiques énergétiques, ainsi que l'interaction entre les préoccupations liées à l'énergie et celles qui relèvent d'autres domaines de l'action publique dans le secteur des transports. Les transports sont relativement peu sensibles aux signaux des prix d'ordre général, notamment les variations des prix des carburants, mais il reste néanmoins une marge considérable pour réduire la consommation de carburant des parcs de véhicules. En conséquence, nous ne devrions pas attendre des politiques énergétiques qu'elles déclenchent des changements spectaculaires de la nature des systèmes de transport. De plus, cette absence de sensibilité laisse à penser qu'il doit être relativement coûteux de réduire la consommation d'énergie dans les transports, et donc que des politiques efficaces ne se traduiront pas par des économies d'énergie aussi importantes (en pourcentage) que dans d'autres secteurs. Des incitations par les prix ou des mesures réglementaires peuvent contribuer à réduire la consommation d'énergie dans les transports. Cependant, si l'objectif premier est de freiner le changement climatique, les mesures qui obligent à réaliser des économies d'énergie doivent s'accompagner d'autres dispositions qui fassent de l'énergie fossile un option inintéressante du point de vue économique – par exemple, l'application généralisée d'une taxe sur la carbone. Dans le cas contraire, les réserves de combustibles fossiles resteront exploitables à des conditions avantageuses et constitueront, de ce fait, une source d'émissions de dioxyde de carbone. Nous tenons à faire valoir que d'autres problèmes liés aux transports, notamment la congestion, la pollution atmosphérique locale et les accidents, entraînent des coûts marginaux externes beaucoup plus élevés que le changement climatique et la sécurité énergétique. C'est pourquoi les politiques qui s'attaquent directement à ces autres problèmes devraient bénéficier d'une haute priorité, indépendamment de celles du domaine de l'énergie.

## 1. INTRODUCTION

Au cours des dernières années, on a vu réapparaître les débats publics à propos de la pertinence de la gestion de la consommation d'énergie et de l'efficacité des différentes méthodes envisageables, dans le domaine des transports et dans d'autres secteurs de l'économie. Ce regain d'intérêt pour la question énergétique a deux origines. D'une part, les produits pétroliers étant une source d'énergie de première importance, l'augmentation et la volatilité des prix du pétrole ainsi que la dépendance accrue à l'égard des importations pétrolières ont renforcé les craintes en matière de sécurité énergétique. Les projections à long terme des prix du pétrole sont revues à la hausse. A titre d'exemple, les prévisions pour 2030 du scénario de référence proposé par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) en 2000

utilisaient un prix du baril de 33 USD (prix exprimés en USD de 2005) ; en 2004, ce chiffre était passé à 40 USD et en 2005, il avait atteint 55 USD, reflétant ainsi l'inquiétude selon laquelle la hausse des prix du pétrole n'est pas un phénomène transitoire<sup>1</sup>. D'autre part, il existe une convergence de vues croissante pour dire que les coûts auxquels on doit s'attendre à cause du changement climatique justifient l'adoption de mesures de réduction des gaz à effet de serre, même si l'urgence de la situation reste sujette à controverse (par exemple : Arrow 2007, Schelling 2007).

Le présent document a pour objectif d'évaluer trois facteurs : l'impact de la hausse prévisionnelle des prix de l'énergie sur la demande de transport, les contributions potentielles du secteur des transports aux politiques énergétiques et l'interaction entre les préoccupations énergétiques et les autres inquiétudes des pouvoirs publics concernant le secteur des transports. Nous nous intéresserons surtout au transport routier de voyageurs, car c'est un mode très gros consommateur d'énergie qui est souvent visé par les politiques énergétiques.

La section 2 propose un examen des tendances passées et des prévisions pour l'avenir. La quasi-totalité des sources prévoient une augmentation forte et continue de la demande de transport, dans tous les pays, et surtout dans des pays en développement comme la Chine. Cette augmentation de la demande explique en partie la hausse des prix du pétrole, mais cette dernière n'a pas encore beaucoup freiné la croissance de la demande, car ses effets ont subi des distorsions dues à l'augmentation de la population et des revenus.

La section 2.4 propose une perspective plus analytique pour distinguer les principaux moteurs de la demande énergétique du transport routier de voyageurs. Nous passons en revue les données économétriques récentes en nous centrant particulièrement sur les États-Unis, et en prêtant une attention particulière aux études qui différencient explicitement les déterminants de la consommation de carburant (parc automobile, kilométrage moyen des véhicules et intensité énergétique moyenne). Cet examen confirme que le revenu est un moteur clé de la demande de transport ; les prix des carburants ont également une influence, mais de moindre ampleur. En outre, l'impact du coût du carburant, que ce soit sur la demande de transport ou sur la demande de carburant, semble décroître lorsque le revenu augmente. L'une des conséquences de ce phénomène est que l'impact des prix des carburants sur la demande de carburant se manifeste de plus en plus par des améliorations des économies de carburant plutôt que par des réductions du volume des déplacements.

La section 2 nous permet de conclure de façon générale que l'élasticité de la demande de pétrole va très certainement décliner. L'une des conséquences que nous pouvons en tirer est qu'il faudrait augmenter plus fortement les taxes sur les carburants en vue de réduire d'un volume donné la consommation de carburant ce qui ne remet pas en cause l'intérêt économique de ces taxes par rapport à d'autres instruments, mais ce qui a une incidence sur leur faisabilité politique. Lorsqu'il est politiquement impossible d'augmenter les taxes sur les carburants, les réglementations en faveur des économies de carburant deviennent plus attractives. Dans cette optique, la réduction de l'élasticité est une « bonne nouvelle » car elle limite l'augmentation de la mobilité engendrée par la baisse du coût spécifique du carburant due elle-même à la baisse de l'intensité énergétique des véhicules – ce qu'on appelle « l'effet rebond ». Les réglementations en faveur des économies de carburant sont ainsi plus à même d'atteindre leur objectif de réduction de la consommation. Par conséquent, du point de vue de la sécurité énergétique, les réponses politiques qui ont pour objectif d'accroître les économies de carburant semblent raisonnables. Mais si le but est aussi de réduire les émissions de gaz à effet de serre, alors ces réglementations doivent être accompagnées de taxes sur les carburants ou le carbone. En effet, à elles seules, les économies de carburant peuvent modifier surtout le profil temporel de la consommation de pétrole et non son total cumulé.

Dans la section 3, nous étudions l'interaction entre les préoccupations des pouvoirs publics liées à l'énergie et à d'autres aspects dans le secteur des transports. Les politiques énergétiques ont un impact sur les phénomènes, comme la pollution locale de l'air et la congestion, qui sont davantage dues au volume des déplacements qu'à la quantité de carburant consommée. Par conséquent, des augmentations même faibles du volume des déplacements, dues à des réglementations en faveur des économies de carburant, peuvent avoir des effets secondaires coûteux. Il est légitime de prévoir des mesures pour maîtriser ces effets secondaires, et certaines sont déjà en place : par exemple, on lutte contre la pollution locale de l'air en fixant des limites d'émission par kilomètre parcouru. En revanche, le problème de la congestion reste largement incontrôlé, sauf dans certaines villes où sont appliqués les péages cordon dont on a beaucoup parlé (Singapour, Londres, Stockholm) et dans certaines régions où sont mis en place des dispositifs expérimentaux de péage modulé en fonction de la valeur pour l'usager (Californie du Sud, Texas, Minnesota).

Pour examiner la politique des transports à un niveau plus général, nous avons besoin d'un instrument de référence pour pouvoir comparer l'importance relative des différents objectifs à atteindre. Nous nous sommes intéressés à un de ces instruments : le coût marginal externe de l'utilisation des véhicules motorisés, évalué par plusieurs sources. Après étude de ce coût, nous concluons que les projets d'amélioration des transports doivent traiter les problèmes plus prosaïques comme la congestion, la pollution de l'air et les accidents de la route avant de traiter les problèmes énergétiques. Nous suggérons également que les transports sont probablement un secteur économique dont la contribution à la baisse globale de la consommation d'énergie devrait être proportionnellement plus faible que celle d'autres secteurs qui offrent des possibilités plus économiques de réduction de la consommation d'énergie ou de recours à des énergies de substitution. Ces résultats ne remettent pas en cause l'importance de la politique énergétique en matière de transports, mais ils rappellent que l'énergie ne doit pas devenir le seul, ni même le principal, facteur considéré.

## **2. DÉTERMINANTS DE L'ÉVOLUTION À LONG TERME DE LA DEMANDE DE TRANSPORT ROUTIER DE VOYAGEURS ET DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE ASSOCIÉE**

Dans cette section, nous identifions les principaux déterminants de la demande de transport de voyageurs en véhicules motorisés, en accordant une attention particulière à la consommation d'énergie. Les États-Unis sont le pays considéré en priorité (section 2.1), parce qu'il s'agit du plus gros consommateur d'énergie du monde en matière de transport et qu'il existe beaucoup de données à son sujet. Dans la section 2.2, nous présentons brièvement les tendances observées dans d'autres pays et dans la section 2.3, nous examinons les projections et politiques pour les prochaines décennies. Dans la section 2.4, nous passons en revue les données sur la sensibilité de la demande de transport aux prix de l'énergie. Nous calculons sa valeur, son taux de variation et la part relative de deux composantes de cette sensibilité aux prix : la variation du volume des déplacements et la variation de l'intensité énergétique des déplacements. La section 2.5 fait le bilan des enseignements.

## 2.1. Tendances observées aux États-Unis entre 1970 et 2005

Nous nous intéressons d'abord à l'évolution générale de la consommation d'énergie, puis à certains paramètres spécifiques (parc automobile, intensité énergétique, kilométrage). Les données nécessaires à cette étude figurent dans le *Transportation Energy Data Book* (Davis et Diegel, 2007).

### *Les transports sont dépendants du pétrole et la consommation ne cesse d'augmenter*

Aux États-Unis, la consommation de pétrole, tous secteurs confondus, est passée de 17.3 millions de barils par jour (Mb/j) en 1973 à 20.8 Mb/j en 2005<sup>2</sup>. Cette croissance n'a pas été continue, puisqu'un minimum de 15.2 Mb/j a été enregistré en 1983. Dans le secteur des transports, la croissance de la consommation a été régulière : de 9.05 Mb/j en 1973 à 13.9 Mb/j en 2005. La consommation a baissé dans tous les autres secteurs (résidentiel, commercial et production d'électricité), sauf dans le secteur industriel où elle a très légèrement augmenté. Par conséquent, la part des transports dans la consommation totale de *pétrole* a fortement augmenté : de 52 pour cent en 1975 à 67 pour cent en 2005. La part des transports dans la consommation totale d'*énergie* a également augmenté : de 24.6 pour cent en 1973 à 28.2 pour cent en 2005. L'énergie consommée par le secteur des transports provient presque exclusivement du pétrole dont la part était de 96 pour cent en 1973 et en 2005. Dans les autres secteurs, la part du pétrole est beaucoup plus faible et elle recule<sup>3</sup>.

Ces chiffres illustrent le fait que, contrairement aux autres secteurs, le transport reste toujours aussi dépendant du pétrole. Or, comme le pétrole est fortement taxé dans les transports, il est permis de penser qu'il est techniquement très difficile de passer à d'autres sources d'énergie dans ce secteur. Face à l'augmentation du prix du pétrole, une autre solution consiste à réaliser des économies de carburant. De telles économies ont déjà été faites, notamment parce que, pour certains modes de transport, le mécanisme de marché a été complété par des interventions réglementaires. La réglementation la plus connue en la matière est la *Corporate Average Fuel Economy* (CAFE : norme de consommation moyenne de carburant définie par les constructeurs) appliquée aux voitures particulières neuves. Ces mesures n'ont toutefois pas été suffisantes pour contrebalancer l'essor de l'activité de transport.

### *Les véhicules légers sont les premiers consommateurs d'énergie du secteur des transports*

Le Tableau 1 présente la répartition, par mode de transport, de la consommation d'énergie exprimée en billions (milliers de milliards) de btu (unité thermique britannique). Entre 1970 et 2005, la consommation d'énergie totale du transport a augmenté de 78 pour cent, mais la hausse est plus marquée pour le transport routier (88 pour cent) que pour les autres modes de transport (45 pour cent). La croissance maximale, observée pour les utilitaires légers, a été partiellement induite par les réglementations CAFE<sup>4</sup>. La croissance est également importante pour l'ensemble des véhicules légers. La consommation d'énergie des poids lourds et des avions a elle aussi rapidement augmenté. Les voitures particulières et les utilitaires légers, pris ensemble, ont représenté légèrement moins des deux tiers de la totalité de la consommation d'énergie du secteur des transports, aussi bien en 1970 qu'en 2005. Les parts revenant aux poids lourds et à l'aviation ont augmenté, tandis que celles de la plupart des autres modes ont diminué.

### *La plupart des modes de transport sont aujourd'hui beaucoup plus économes en énergie*

Le Tableau 2 présente l'évolution de l'intensité énergétique dans le secteur des transports. Plusieurs observations s'imposent. Premièrement, à l'exception du transport maritime de marchandises, tous les modes de transport sont beaucoup plus économes en énergie en 2005 qu'en 1970. Deuxièmement, la baisse la plus importante de l'intensité énergétique a eu lieu dans le domaine

du transport aérien commercial, probablement du fait de la plus grande taille des avions, des taux d'occupation accrus et des progrès technologiques. (Le secteur de l'aviation générale ne suit pas la même tendance.) En quantité d'énergie par mile-passager, le transport aérien commercial est aujourd'hui aussi efficace que la voiture mais, bien sûr, les avions ont tendance à parcourir des distances plus longues. Troisièmement, l'intensité énergétique des véhicules utilitaires légers est 1.4 fois supérieure à celle des voitures particulières, même si l'on fait l'hypothèse optimiste que le taux d'occupation des utilitaires est aussi élevé que celui des voitures. Quatrièmement, la baisse de l'intensité énergétique n'est pas plus marquée pour les véhicules utilitaires légers soumis à réglementation que pour les modes de transport non réglementés. Cela signifie que, si les réglementations en faveur des économies de carburant doivent cibler les utilitaires légers, c'est parce que les décisions prises par les ménages en matière d'économies de carburant sont plus « mauvaises » que celles des transporteurs commerciaux comme les entreprises de transport routier ou les transporteurs aériens<sup>5</sup>. Enfin, à cause de la baisse de leur taux d'occupation, les bus sont aujourd'hui plus consommateurs par mile-passager que les voitures.

### ***Le nombre et le kilométrage par habitant des véhicules légers ont augmenté***

Le nombre de véhicules par habitant est passé de 0.48 en 1970 à 0.80 en 2005. Au cours de la même période, le kilométrage annuel moyen par habitant est passé de 5 440 à 10 087 miles. Les véhicules des flottes des entreprises sont utilisés de façon encore plus intensive : leur kilométrage moyen est d'environ 25 000 miles par an. Cette évolution a eu pour effet net d'augmenter le volume total des déplacements sur route aux États-Unis de 3.2 pour cent par an entre 1970 et 1995, puis de 2.1 pour cent par an entre 1995 et 2005<sup>6</sup>. Cependant, selon des données récentes sur le trafic, des augmentations prolongées des prix des carburants pourraient mettre fin à cette tendance : les déplacements sur l'ensemble des routes et rues du pays auraient apparemment *baissé* de 0.4 pour cent entre avril 2006 et avril 2007<sup>7</sup>. La hausse des prix des carburants peut donc parfois réduire suffisamment les déplacements pour compenser l'effet positif (et probablement en phase de ralentissement) de l'augmentation des revenus.

La longueur moyenne d'un déplacement sur les routes américaines est passée de 8.7 miles en 1983 à 10.0 miles en 2001 (Pisarski 2006, Figure 3-7). La longueur moyenne d'un déplacement professionnel a augmenté de manière encore plus nette : de 8.5 à 12.1 miles au cours de la même période. L'allongement des déplacements entre domicile et lieu de travail est principalement dû à la forte augmentation des déplacements domicile-travail de banlieue à banlieue et à l'augmentation, moins forte mais néanmoins substantielle, des déplacements domicile-travail de banlieue à centre-ville (Pisarski 2006, Figure 3-9). Notons par ailleurs que seuls 22 pour cent de l'ensemble des trajets sont des déplacements domicile-travail (NHTS 2001). Les déplacements pour les courses ou les loisirs représentent aujourd'hui 46 pour cent de l'ensemble des trajets. Cependant, il est probable qu'une partie de ces déplacements soient aussi difficiles à éviter que les déplacements domicile-travail, et qu'il soit même plus difficile de les effectuer au moyen d'autres modes de transport.

### ***Synthèse***

Comme la baisse de l'intensité énergétique est insuffisante pour compenser la croissance de la demande d'énergie causée par l'augmentation des déplacements, la consommation d'énergie due aux transports continue de croître. Certains indices récents laissent néanmoins penser que des prix de l'énergie suffisamment élevés peuvent ralentir suffisamment l'augmentation des déplacements pour réduire la consommation d'énergie.

Tableau 1. Énergie consommée (en btu) par le transport aux États-Unis : répartition par mode et évolution entre 1970 et 2005

	Transport routier			Aérien		Autres modes de transport			Tous modes		
	Voitures légers	Utilitaires cycles	Moto- cycles	Bus	Poids lourds	Tous véhicules	Pipeline	Ferro- viaire	Tous modes non routiers	Tous modes	
1970	55.06	9.99	0.05	0.84	10.09	76.02	8.49	3.60	23.98	100.00	
1990	40.22	20.61	0.11	0.77	15.44	77.15	9.62	2.27	22.85	100.00	
2005	33.38	29.61	0.10	0.70	16.71	80.49	9.05	2.40	19.51	100.00	
	<b>% de la consommation d'énergie totale</b>										
1990	102.5	289.2	342.9	129.5	214.7	142.3	158.9	88.5	133.7	140.27	
2005	107.8	526.8	385.7	148.1	294.7	188.3	189.5	118.4	144.7	177.84	
	<b>Évolution de la consommation d'énergie par mode de transport, 1970 = 100</b>										

Source : d'après Davis et Diegel, 2007, Tableaux 2.7 et 2.8.

Tableau 2. Intensité énergétique (en btu par « mile voyage ») par mode de transport aux États-Unis entre 1970 et 2005

	Transport de voyageurs						Transport de marchandises					
	Voitures btu/pm	Utilitaires légers btu/pm	ind.	Bus urbains btu/pm	Tr. aériens titulaires btu/pm	Trains btu/pm	Poids lourds btu/vm	ind.	Trains btu/tm	Navires btu/tm	ind.	
1970	4868	100	100	2472	100	10282	100	100	691	100	100	
1975	4733	97	6252	2814	114	7826	76	2625	687	99.4	549	
1980	4279	88	5527	2813	114	5561	54	2312	597	86.4	358	
1985	4110	84	5008	3423	138	5053	49	2809	497	71.9	446	
1990	3856	79	4842	3794	153	4875	47	3024	420	60.8	387	
1995	3689	76	4505	4310	174	4349	42	3340	372	53.8	374	
2000	3611	74	4545	4515	183	3952	38	2729	352	50.9	473	
2005	3445	71	4874	73	na	3264	32	2784	337	48.8	514	

Légende : pm signifie passager-mile, vm signifie véhicule-mile, tm signifie tonne-mile.

Source : Davis et Diegel, 2007, Tableaux 2.13, 2.14, 2.16.

Note : Davis et Diegel, 2007, ne fournissent pas les valeurs en btu/pm pour les véhicules utilitaires légers – nous avons converti les btu/vm indiqués en utilisant les taux d'occupation des voitures particulières (probablement plus élevés).

## 2.2. Tendances observées dans les autres pays de l'AIE

Pour l'ensemble des pays de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), la consommation de pétrole dans les transports est passée d'environ 600 millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep) en 1970 à environ 1 000 Mtep en 2000. La croissance a été régulière, en dépit d'une chute de la consommation totale de pétrole à la fin des années 70 et au début des années 80 (AIE 2001). Le pétrole est quasiment la seule source d'énergie du secteur (environ 97 pour cent dans les pays de l'OCDE, d'après AIE 2002).

En ce qui concerne le transport terrestre, le profil de la consommation d'énergie par mode tend à se situer entre deux extrêmes : États-Unis et Japon. La part des voitures et utilitaires légers est la plus forte aux États-Unis (66 pour cent en 1995), tandis qu'elle est la plus faible au Japon (52 pour cent). L'inverse est vrai pour le transport de marchandises par poids lourd (29 pour cent aux États-Unis contre 38 pour cent au Japon) ainsi que pour le transport de voyageurs par bus et train (1 pour cent seulement aux États-Unis contre 7 pour cent au Japon). Ainsi, bien que les États-Unis soient sans conteste les premiers pour l'utilisation des voitures particulières, ces véhicules sont le mode de transport terrestre le plus consommateur d'énergie dans tous les pays de l'AIE.

D'après l'AIE (2001), la baisse de la consommation des voitures neuves américaines a été relativement similaire à celle des voitures neuves japonaises ou australiennes entre 1980 et 2000. (En Europe, la voiture neuve moyenne était beaucoup plus économe en carburant.) Quant aux *véhicules utilitaires légers*, principalement utilisés pour le transport de passagers et particulièrement répandus aux États-Unis, ils consomment beaucoup plus de carburant que les voitures particulières. L'intensité énergétique globale des parcs de voitures particulières a légèrement baissé entre 1980 et 2000 dans la plupart des pays de l'AIE, mais cette évolution a été stoppée aux États-Unis à la fin des années 90, principalement à cause de l'explosion de l'utilisation des utilitaires légers. En d'autres termes, la consommation de carburant par unité de poids a fortement baissé partout, mais le poids des véhicules a augmenté, en particulier aux États-Unis.

En ce qui concerne la demande de transport, l'AIE (2002) indique que dans plusieurs pays européens (France, Royaume-Uni, Pays-Bas), le nombre de véhicules-kilomètres par habitant est passé d'environ 3 000 à 6 000 entre 1970 et 1997. Ce taux de croissance est plus élevé que celui des États-Unis. Toutefois, étant donné que le *niveau* de cet indicateur dans ces pays est encore inférieur à la moitié de celui des États-Unis, il est peu probable que l'Europe atteigne prochainement les niveaux américains de kilométrage par habitant.

En résumé, les profils et tendances observés aux États-Unis et dans les autres pays de l'AIE ne diffèrent pas de manière fondamentale. Cependant, les niveaux sont sensiblement différents : les taux de motorisation et d'utilisation de véhicules restent plus élevés aux États-Unis, de même que la consommation de carburant, ce dernier facteur étant en partie imputable à la plus forte prépondérance des utilitaires légers dans le parc automobile américain.

## 2.3. Développements futurs

À l'heure actuelle, les pays de l'OCDE sont responsables de 70 pour cent de la consommation mondiale d'énergie destinée aux transports. Toutefois, les prévisions de l'AIE indiquent que ce pourcentage devrait diminuer pour atteindre 55 pour cent en 2030 et 45 pour cent en 2050. La croissance de la part des transports dans la demande de pétrole ne se limite pas aux pays de l'AIE ou de l'OCDE, et elle devrait se poursuivre. La part des transports dans la consommation de pétrole, qui



était déjà de 54 pour cent dans la zone de l'OCDE et de 33 pour cent dans le reste du monde en 1997, devrait atteindre respectivement 62 pour cent et 42 pour cent d'ici 2030 (AIE 2006). Fulton et Eads (2004) font remarquer que cette augmentation de la part des transports dans la demande totale de pétrole engendre une diminution de la sensibilité aux prix globale de la demande de pétrole, car la demande de transport a une élasticité-prix plus faible que la demande d'autres services énergétiques. Cette diminution pourrait entraîner une plus grande volatilité des prix en cas de choc sur l'offre, ce qui est justement un des moteurs du récent regain d'intérêt général pour la politique énergétique.

L'augmentation de la consommation d'énergie peut se décomposer en deux facteurs : la variation de la demande de transport et celle de l'intensité énergétique des véhicules en circulation. Eads (2006) prévoit qu'entre 2000 et 2050, l'utilisation des véhicules légers augmentera globalement de 1.9 pour cent par an, tandis que l'intensité énergétique reculera de 0.4 pour cent par an, d'où un résultat net de 1.5 pour cent par an de croissance de la demande totale d'énergie pour le transport des voyageurs. Dans le secteur du transport aérien, la consommation d'énergie croît de 2.6 pour cent par an, car la croissance annuelle de la demande est de 3.3 pour cent et l'économie annuelle de carburant de 0.7 pour cent. Dans le secteur du transport par poids lourds, les pourcentages sont respectivement de 1.9 pour cent, 2.6 pour cent et 0.7 pour cent. La croissance prévue dans les pays en développement est plus rapide, mais le taux de motorisation de ces pays ne devrait pas atteindre le niveau américain d'ici à 2050, de même que la demande de transport par habitant ne devrait pas atteindre les niveaux des pays de l'OCDE. Le principal moteur de la croissance de la demande de transport est le revenu par habitant. (Selon les hypothèses de l'AIE relatives à la croissance des revenus, les pays de l'ex-Union soviétique, les pays de l'Europe de l'Est et la Chine devraient atteindre, d'ici 2050, les niveaux de revenu des pays de l'OCDE de 2000, tandis que l'Inde devrait atteindre le niveau de revenu de la Chine de 2025.)

La consommation d'énergie du secteur des transports préoccupe les autorités d'un grand nombre de pays où les marchés des véhicules motorisés sont importants. Les États-Unis, l'Europe et le Japon utilisent diverses combinaisons de taxes sur les carburants, de taxes sur les véhicules et de réglementations en faveur des économies de carburant des voitures neuves, mais l'importance qu'ils y accordent n'est pas la même. Les économies de carburant, réglementées dans de nombreuses régions du monde, ne le sont que depuis peu dans l'Union Européenne et au Japon, et il n'existe aucune réglementation en Inde et au Mexique, où la demande de transport augmentera probablement fortement dans les années à venir (Plotkin, 2004). En outre, la sévérité des normes de consommation de carburant est très variable, et cette variabilité est appelée à persister (An *et al.*, 2007). L'Union Européenne et le Japon ont les objectifs les plus ambitieux. Les normes américaines sont moins restrictives que dans la plupart des autres pays, quoique l'élan politique actuel semble pencher pour le renforcement de la réglementation. La Chine prévoit de s'aligner sur les normes les plus strictes, mais elle aura besoin de temps pour cela. Quant au Brésil et à la Corée du Sud, ils ont bien mis en place des réglementations, mais qui ne sont pas très ambitieuses.

A l'issue d'un examen de l'action des Gouvernements, An *et al.* (2007) concluent que les pays comptent de plus en plus souvent sur les réglementations en faveur des économies de carburant. L'une des raisons principales est que de nouvelles augmentations des prix des carburants sont politiquement difficiles à mettre en œuvre – dans les pays riches parce que les prix sont déjà très élevés, et dans les pays pauvres parce que se posent des problèmes d'équité (et, ajoutons-nous, de stabilité politique). C'est pourquoi il est raisonnable de s'attendre, dans de nombreuses régions du monde, à la poursuite de la réduction de la consommation spécifique des véhicules motorisés induite par la réglementation.

Bien que le renforcement des réglementations de ce type puisse être bénéfique, leur intérêt pour lutter contre le changement climatique est limité par le fait qu'elles influent sur le profil temporel, et non sur le volume cumulé, des émissions issues de la combustion des combustibles fossiles. Les

avantages actuels d'une réduction des rejets de gaz à effet de serre risquent d'être partiellement remis en cause à l'avenir, si les réserves disponibles de combustibles fossiles restent économiquement rentables en l'absence d'augmentation des prix. Les investissements importants visant à améliorer l'efficacité énergétique des technologies de transport traditionnelles très émettrices de carbone conduiront plutôt à *réduire* les prix des combustibles fossiles, ce qui est en fait l'un de ses objectifs explicites dans une optique de sécurité énergétique. Beaucoup d'analystes semblent ne pas avoir relevé la contradiction qui, en ce sens, existe entre l'objectif de maîtrise du changement climatique et l'objectif de réduction de la dépendance pétrolière. Si le levier choisi est celui de la réglementation de la consommation spécifique de carburant plutôt que de l'augmentation des prix, il importe alors également d'adopter des mesures complémentaires pour empêcher que les prix baissent et/ou encourager l'innovation technologique concernant les sources d'énergie de substitution.

Bien sûr, l'efficacité de ces mesures complémentaires se heurte à certaines limites. Premièrement, pour que les investisseurs se lancent dans de grands projets de développement de modes de production alternatifs, ils doivent avoir l'assurance que les mesures d'incitation resteront en vigueur pendant longtemps. Deuxièmement, les prix élevés des carburants pour les consommateurs ne constituent une incitation pour les constructeurs que si les consommateurs sont réactifs au coût des déplacements imputable aux carburants. Ce dernier point est abordé dans la sous-section suivante. Nous verrons que, d'après certains travaux de recherche récents, cette réactivité est faible et même probablement en régression.

#### 2.4. Élasticité-prix de la demande de carburant

Cette section présente les travaux que nous avons récemment effectués pour estimer l'élasticité-prix de la demande de carburant. Cette élasticité a déjà fait l'objet de nombreuses recherches, mais nous pensons que notre étude est pertinente dans le contexte de ce document, pour plusieurs raisons. Premièrement, nous mesurons non seulement l'élasticité-prix, mais aussi deux réactions distinctes sous-jacentes : la variation du volume des déplacements et la variation de l'intensité énergétique. Deuxièmement, la variation du volume des déplacements nous renseigne également sur l'ordre de grandeur de l'« effet rebond », qui est un effet annexe potentiellement important des réglementations sur la consommation spécifique des véhicules motorisés. Troisièmement, nous analysons la dépendance des deux réactions sous-jacentes à des facteurs tels que le revenu, le degré d'urbanisation et le coût du carburant. Nos résultats indiquent que la sensibilité de la demande de transport au coût du carburant est une fonction décroissante du revenu et de l'urbanisation, et une fonction croissante du niveau initial du coût du carburant. Étant donné les ordres de grandeurs respectifs de ces trois facteurs, l'évolution de loin la plus probable pour l'avenir est la poursuite de la baisse de l'élasticité, ce qui a d'importantes répercussions sur l'élaboration des politiques de transport.

Les données utilisées sont celles d'une série chronologique transversale se rapportant aux États américains (plus le District of Columbia) entre 1966 et 2004. La période couverte par cette étude, d'une durée de 39 ans, est donc supérieure de 3 ans à celle de la série de données d'une précédente analyse de Small et Van Dender (2007a). A ce paramètre près, la méthode décrite ici est très similaire à celle de la précédente analyse.<sup>8</sup>

Nous décomposons la variation de la consommation de carburant en trois parties : la variation du volume des déplacements par adulte ( $M$ ) pour un parc automobile donné, la variation du parc automobile par adulte ( $V$ ) et la variation de l'intensité énergétique moyenne des véhicules ( $Fint$ ). Ces variations sont exprimées en logarithmes,<sup>9</sup> sous forme de trois équations simultanées. Nous clarifions ainsi l'un des points pouvant prêter à confusion dans la documentation plus ancienne, qui prend

rarement en compte le fait que le rendement énergétique (l'inverse de  $Fint$ ) est choisi conjointement au volume des déplacements et au parc automobile. (Nous envisageons, sans pourtant le modéliser formellement, un processus décisionnel dans lequel les consommateurs et les constructeurs interagissent sur les marchés des véhicules neufs tout en réagissant aux contraintes ou incitations créées par la réglementation.) Nous pouvons ensuite mesurer « l'élasticité structurelle » des déplacements en fonction du coût du carburant par mile,  $\varepsilon_{\hat{M}, PM}$ , ce qui permet de tenir compte des réactions à la fois à travers l'évolution du parc et à travers l'utilisation d'un parc de taille donnée<sup>10</sup>. Nous constatons de manière empirique qu'en omettant la détermination simultanée du volume des déplacements et de l'intensité énergétique, on surestime fortement l'ordre de grandeur de cette élasticité.

Il est généralement supposé (par nous et par d'autres) que le volume des déplacements  $M$  est plus sensible au coût du carburant par mile  $P_M$  qu'aux composantes de  $P_M$  prises séparément (le prix du carburant et l'intensité énergétique). Pour cette raison, l'élasticité  $\varepsilon_{\hat{M}, PM}$  nous renseigne sur deux politiques différentes. Elle est une composante de l'élasticité-prix du carburant (puisque ce prix est une composante de  $P_M$ ) ; en même temps, elle mesure la réactivité du volume des déplacements aux variations de l'intensité énergétique (l'autre composante de  $P_M$ ). Dans ce dernier contexte, la réactivité est souvent appelée « effet rebond », car elle annule une partie des économies de carburant qui résulteraient d'une augmentation du rendement énergétique en l'absence de toute réaction comportementale<sup>11</sup>. Par convention, nous définissons la quantité positive  $b \equiv -\varepsilon_{\hat{M}, PM}$  comme l'effet rebond et l'exprimons en pourcentage. Par exemple, si  $\varepsilon_{\hat{M}, PM} = -0.20$ , on considère que l'effet rebond est de 20 pour cent.

Notre système empirique tient également compte de la lenteur de certaines variations, par exemple parce que la variation de la taille du parc automobile nécessite des achats de véhicules neufs et la mise au rebut de véhicules anciens. De cette façon, nous établissons une distinction entre les réactions à court terme et les réactions à long terme. En termes de calcul, il s'agit d'inclure des valeurs retardées des variables dépendantes<sup>12</sup>. Dans l'équation du volume des déplacements, cela revient à supposer qu'il existe un volume des déplacements souhaité et que tout écart entre ce volume souhaité et le volume atteint l'année précédente est réduit en un an d'une fraction  $(1-\alpha^m)$  où  $\alpha^m$  est le coefficient de la valeur retardée de la variable. Ainsi, la réaction à court terme (celle qui se produit la même année) est inférieure à la réaction à long terme. L'effet rebond à long terme est approximativement<sup>13</sup> :

$$b^L \equiv \frac{b^S}{1-\alpha^m} = \frac{-\varepsilon_{\hat{M}, PM}}{1-\alpha^m}.$$

Comme expliqué plus haut, notre principale innovation par rapport aux études précédentes est de définir l'équation du volume des déplacements de manière à ce que l'effet rebond, au lieu d'être une constante, varie en fonction du revenu, du prix du carburant et de l'urbanisation. A cet effet, on définit l'équation exprimant  $vma$  (le logarithme du nombre de véhicules-miles parcourus par adulte) de telle sorte que le logarithme du coût du carburant par mile,  $pm$ , apparaisse non seulement en tant que seule variable (de coefficient  $\beta_{pm}$ ), mais également en interaction avec les autres variables, y compris elle-même. Nous définissons trois variables de ce type :  $pm*inc$ ,  $pm*pm \equiv pm^2$  et  $pm*Urban$  et nous appelons leurs coefficients  $\beta_1$ ,  $\beta_2$ , et  $\beta_3$ . Ainsi, dans cette équation, l'élasticité structurelle, qui est approximativement égale à l'opposé de l'effet rebond, est composée de quatre termes :<sup>14</sup>

$$\varepsilon_{M,PM} = \frac{\partial(vma)}{\partial(pm)} = \beta_{pm} + \beta_1 \cdot inc + 2\beta_2 \cdot pm + \beta_3 \cdot Urban \quad (1)$$

Les résultats donnés par ce modèle sont assez similaires à ceux que nous avons trouvés sur l'intervalle de temps légèrement plus court dans Small et Van Dender (2007a). Les coefficients les plus importants sont résumés dans le Tableau 3.

Tableau 3. **Quelques résultats du modèle à trois équations, 1966-2004**

Équation et variable	Symbole du coefficient	Estimation du coefficient	Erreur-type
Équation pour <i>vma</i> :			
<i>pm</i>	$\beta_{pm}$	-0.0407	0.0042
<i>pm*inc</i>	$\beta_1$	0.0696	0.0132
<i>pm*pm</i>	$\beta_2$	-0.0169	0.0064
<i>pm*Urban</i>	$\beta_3$	0.0255	0.0100
<i>inc</i>		0.1044	0.0134
<i>Vma</i> retardé	$\alpha^n$	0.7980	0.0120
Équation pour <i>fint</i> :			
<i>pf+vma</i>		-0.0297	0.0064
<i>cafe</i>		-0.0882	0.0110
<i>fint</i> retardé	$\alpha^f$	0.8450	0.0127

Notes relatives au Tableau 3 :

*vma* = logarithme du nombre de véhicules-miles parcourus par adulte.

*pm* = logarithme du coût du carburant par mile (normalisé).

*inc* = logarithme du revenu par habitant.

*Urban* = fraction de la population vivant en zone urbaine.

*fint* = logarithme de l'intensité énergétique, c'est-à-dire  $\log(1/E)$  où  $E$  = rendement énergétique.

*pf* = logarithme du prix du carburant.

*cafe* = variable exprimant l'excédent de la norme CAFE par rapport au rendement énergétique souhaité en fonction d'autres variables (Small et Van Dender 2007a, section 3.3.3).

*pf+vma* =  $\log(\text{prix du carburant} * \text{véhicules-miles parcourus})$ , c'est-à-dire le logarithme de la variation annuelle du coût du carburant observée pour une variation d'une unité de l'intensité énergétique ; on peut donc l'interpréter comme le logarithme du « prix » pour l'utilisateur, en termes de coût supplémentaire annuel de fonctionnement, des équipements automobiles qui augmentent l'intensité énergétique.

Pour mesurer l'effet rebond, nous nous intéressons en premier lieu aux quatre premiers coefficients du Tableau 3. L'effet rebond à court terme dans les conditions moyennes de notre échantillon est d'environ  $-\beta_{pm}=0.0407$ , c'est-à-dire 4.07 pour cent, tandis que l'effet rebond à long terme est égal à 4.95 fois cette valeur, c'est-à-dire 20.1 pour cent. Les coefficients des trois variables interactives relatives à *pm* (c'est-à-dire  $\beta_1$ ,  $\beta_2$  et  $\beta_3$ ) indiquent que l'effet rebond décroît si le revenu ou l'urbanisation augmentent, et croît si le coût du carburant du transport augmente. Le résultat net est

que l'effet rebond a fortement baissé au cours du temps, ce que nous confirmons en résolvant l'équation (sans les trois termes de l'interaction) séparément pour les deux périodes 1966-1989 et 1990-2004 : entre la première et la seconde périodes, l'effet rebond a été réduit de moitié<sup>15</sup>.

Le coefficient de *inc* confirme l'hypothèse intuitive selon laquelle le nombre de véhicules-miles parcourus augmente avec le revenu : l'élasticité-revenu est d'environ 0.1 à court terme et 0.5 à long terme. Le coefficient  $\alpha^m$  de *vma* retardé indique que l'effet à long terme de n'importe quelle variable sur le nombre de véhicules-miles parcourus (VMT) est à peu près  $1/(1-\alpha^m) = 4.95$  fois plus grand que l'effet à court terme correspondant. Ce résultat peut sembler surprenant au vu de notre observation selon laquelle la taille du parc est un paramètre ayant peu d'influence. Cependant, il est possible que les variations du volume des déplacements se produisent soit rapidement, par exemple grâce au covoiturage ou à l'enchaînement des parcours, soit sur une période plus longue, par exemple en cas de changements de domicile ou de lieu de travail ou même de l'aménagement du territoire.

Notre système d'équations mesure également la sensibilité du rendement énergétique moyen du parc automobile aux variations du prix du carburant. L'élasticité à court terme est approximativement le coefficient de *pf+vma* dans le Tableau 3, soit -0.03, ce qui suppose une élasticité à long terme de -0.15<sup>16</sup>.

Le Tableau 4 liste plusieurs élasticités implicites, calculées pour deux groupes de valeurs différents des variables explicatives *inc*, *pm*, et *Urban*. Le premier groupe correspond aux valeurs moyennes obtenues pour l'ensemble de notre échantillon et le deuxième groupe correspond aux valeurs moyennes obtenues pour les cinq dernières années de notre échantillon.<sup>17</sup>

**Tableau 4. Estimation des élasticités**

	1966-2004		2000-2004	
Valeurs moyennes (USD 2006 en termes réels) :				
Revenu des ménages (USD/an)	26 506		33 669	
Prix du carburant (USD/gallon)	1.91		1.69	
Élasticités calculées :	Court terme Long terme		Court terme Long terme	
Véhicules-miles parcourus	-0.041	-0.210	-0.011	-0.057
Intensité énergétique	-0.035	-0.193	-0.031	-0.191
Consommation de carburant	-0.074	-0.363	-0.041	-0.237
Effet rebond (%)	4.1 %	21.0 %	1.1 %	5.7 %

Source : Small et Van Dender (2007c), estimation d'après les données de l'échantillon complet.

Les élasticités sont exprimées par rapport au coût du carburant par mille pour les véhicules-miles

Les valeurs indiquées dans les colonnes figurant sous l'intitulé « 1966-2004 » ont été calculées à partir du coût du carburant et du revenu moyens de l'ensemble de la période de l'échantillon.

Les valeurs indiquées dans les colonnes figurant sous l'intitulé « 2000-2004 » ont été calculées à partir du coût du carburant et du revenu moyens des cinq dernières années de la période de l'échantillon.

Les erreurs types ont les valeurs approximatives suivantes :

(a) 1966-2004, court terme : 0.004 pour les véhicules-miles parcourus, 0.020 pour l'intensité énergétique et la consommation de carburant.

(b) 2000-2004, court terme : 0.007 pour les véhicules-miles parcourus, 0.020 pour l'intensité énergétique et la consommation de carburant.

(c) Long terme : 5 à 6 fois supérieures aux valeurs à court terme.

Dans les conditions moyennes sur l'ensemble de la période de notre échantillon, l'effet rebond mesuré est de 4.1 pour cent à court terme et de 21.0 pour cent à long terme. Mais ces valeurs chutent fortement si on considère les conditions de la période 2000-2004 : au cours de cette période, l'effet rebond moyen n'est que de 1.1 pour cent à court terme et 5.7 pour cent à long terme.

Comment expliquer le fait que l'augmentation du revenu réduise l'effet rebond ? Notre modèle ne fournit aucune réponse directe, mais certaines explications plausibles peuvent être avancées. Premièrement, la hausse du revenu entraîne la baisse de la part du coût du carburant dans la somme de toutes les dépenses, un phénomène qui peut induire une réduction des élasticités. Deuxièmement, la hausse du revenu induit également une revalorisation du temps, d'où le fait que le coût en temps de la mobilité acquière une importance relative supérieure à celle du coût en carburant. L'augmentation du coût du carburant se traduit alors par une augmentation proportionnellement plus faible du coût total de la mobilité (qui est la somme des coûts en temps et en argent), ce qui, en supposant que les conducteurs réagissent surtout à ce coût total, réduit l'élasticité du seul coût financier. Cependant, il existe également des arguments pouvant expliquer pourquoi la hausse du revenu pourrait, au contraire, faire augmenter les élasticités : la part des déplacements de loisirs tend à être supérieure chez les ménages à hauts revenus, et il est plus facile de réduire ce type de déplacements que les déplacements « obligatoires ». Hughes *et al.* (2006) calculent que les élasticités-prix de la demande d'essence sont plus grandes pour les hauts revenus que pour les revenus faibles, tout en constatant parallèlement que cette élasticité décline au cours du temps<sup>18</sup>.

Nous constatons que l'élasticité de l'intensité énergétique est presque constante, contrairement à celle du volume des déplacements, même si nous avons testé des spécifications lui permettant de varier. Cette élasticité est relativement peu étudiée, et les résultats sont très variables, principalement à cause des différences entre les groupes de données utilisés. Les résultats obtenus en valeur absolue, c'est-à-dire les valeurs à court et long termes de respectivement 0.031 et 0.191 au cours de la période récente, sont proches des estimations de 0.017 et 0.150 obtenues par Li, Timmins et von Haefen (2006), qui mesurent plus directement la réactivité des consommateurs sous la forme de décisions spécifiques aux modèles, prises à propos de la mise au rebut de véhicules anciens ou de l'achat de véhicules neufs.

Selon nos estimations, l'élasticité-prix à long terme de la demande d'essence est de -0.363 sur l'ensemble de la période étudiée et de -0.237 au cours des cinq dernières années. Étant donné la forte baisse de la composante « déplacement » et la relative constance de l'intensité énergétique, l'influence du volume des déplacements sur la réaction au prix du carburant est fortement réduite. Ce résultat, qui indique que la réaction au prix du carburant se manifeste plus par des économies de carburant que par une modification du volume des déplacements, est confirmé par une étude de douze pays de l'OCDE réalisée par Johansson et Schipper (1997) et, plus récemment, par la méta-analyse (analyse économétrique des précédentes estimations de l'élasticité de la demande de carburant par rapport au prix du carburant) de Brons *et al.* (2007)<sup>19</sup>.

Que peut-on prévoir pour l'avenir ? Pour résumer, nos résultats montrent que la consommation de carburant par voiture a perdu de son élasticité-prix au cours du temps et qu'elle est de plus en plus dépendante des variations du rendement énergétique au détriment des variations du volume des déplacements. Ils identifient deux raisons importantes à l'origine de ce phénomène : la hausse des revenus et la chute des prix réels du carburant. L'une – la hausse des revenus – semble raisonnablement pouvoir aussi s'appliquer à la situation future, tandis que l'autre – la chute des prix réels du carburant – ne le peut probablement pas. Nous devons donc étudier les ordres de grandeur relatifs de ces deux facteurs.

Aux États-Unis, le revenu réel a augmenté de 1.4 pour cent par an entre 1984 et 2004 (*US Bureau of Labor Statistics 2007*). Quant aux prix de l'essence, l'Agence américaine de l'information sur l'énergie (EIA) prévoit dans son « scénario de référence » qu'ils seront à peu près constants en termes réels après avoir légèrement baissé suite à un pic en 2005-2006<sup>20</sup>. L'EIA envisage également un scénario à prix bas et un scénario à prix élevés, les prix réels augmentant en moyenne de 1.4 pour cent par an dans ce dernier. Dans le scénario à prix élevés, l'augmentation des revenus induit donc une réduction de l'effet rebond de 0.097 point de pourcentage par an, tandis que la hausse des prix des carburants le fait augmenter de 0.047 point de pourcentage par an<sup>21</sup>. Ainsi, même dans un scénario prévoyant une croissance importante du prix du carburant, l'influence de la hausse du revenu domine. Elle domine même encore plus si l'on utilise les prévisions de croissance de 2.3 pour cent par an de l'EIA (2007) pour la période comprise entre 2005 et 2030. On peut donc s'attendre que l'effet rebond et l'élasticité-prix de la consommation de carburant continuent, l'un et l'autre, de diminuer<sup>22</sup>.

## 2.5. Résumé

La demande de pétrole pour la production d'énergie augmentera probablement avec les revenus, en particulier en dehors de la zone de l'OCDE. L'approvisionnement étant à la hausse, les prix seront donc plus élevés. La part des transports dans la demande totale de pétrole augmentera elle aussi, ce qui réduit l'élasticité globale de la demande de pétrole, étant donné que le secteur des transports a, à court terme, un accès très limité aux technologies de substitution. L'élasticité de la demande de carburant dans le secteur des transports décroît lorsque le revenu augmente, une tendance que nous avons

identifiée pour les Etats-Unis, mais dont nous pensons qu'elle s'applique aussi ailleurs. Ce phénomène contribuera lui aussi à réduire l'élasticité-prix de la demande de pétrole. Du fait de cette réduction de l'élasticité, les chocs sur l'offre à court terme auront des effets prix plus importants et la hausse des prix ne limitera pas la demande à long terme de façon significative.

Une réponse politique courante aux coûts excessifs (réels ou perçus comme tels) de la dépendance pétrolière consiste à imposer au secteur des transports des améliorations du rendement énergétique. Ce type de réponse peut être tout à fait justifié, en particulier quand les ménages sont supposés sous-investir dans les économies de carburant et lorsqu'il est difficile d'augmenter les taxes sur les carburants. Néanmoins, il n'est pas certain que les réglementations visant à améliorer l'efficacité énergétique contribuent en elles-mêmes à atténuer le changement climatique. En effet, la réduction de la consommation spécifique des véhicules motorisés modifie les taux d'émissions, mais pas nécessairement le volume cumulé dans le temps de ces émissions. Ainsi, pour obtenir une forte réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, il faut compléter les réglementations sur le rendement énergétique par d'autres mesures telles que l'instauration d'une taxe sur le carbone.<sup>23</sup>

Cette section avait pour but d'examiner l'interaction entre la question énergétique et le secteur des transports. La section suivante élargit le champ de notre étude à la politique des transports.

### 3. POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE DANS LE SECTEUR DES TRANSPORTS

Nous nous proposons maintenant d'identifier les facteurs influant sur les avantages relatifs des différentes politiques de transport appliquées à la maîtrise de l'énergie ou à d'autres fins. Notre première étape consistera à créer un cadre uniforme en utilisant les coûts marginaux externes des externalités liées au carburant et d'autres externalités relatives aux transports.

Bien avant que les questions énergétiques n'acquière leur importance actuelle, le secteur des transports représentait déjà un enjeu important et souvent problématique pour les économies nationales et municipales. Les nombreux problèmes identifiés dans ce secteur concernent notamment l'ampleur et le caractère irréversible des investissements nécessaires, les mécanismes financiers, les subventions, les effets sur le développement économiques des régions et l'intégration interrégionale, la congestion, la sécurité, ainsi que les retombées négatives pour les non-utilisateurs, telles que la pollution de l'air, le bruit, les problèmes d'esthétique, les risques pour la faune et la flore, la qualité de l'eau, la disponibilité de l'espace et bien d'autres mécanismes. Ces questions ont donné lieu à de nombreuses réponses politiques, certaines de ces réponses ayant augmenté et d'autres ayant diminué le volume des déplacements. Par ailleurs, on attribue souvent à ces réponses politiques des répercussions profondes sur les économies locales, régionales et nationales et elles ont assurément des incidences importantes sur les budgets publics.

Il est donc nécessaire d'étudier l'interaction entre les objectifs des politiques énergétiques et les objectifs de ces autres politiques. L'attention portée à la question de l'énergie facilite-t-elle ou entrave-t-elle la réalisation des autres objectifs ? Ces autres objectifs ont-ils une influence significative sur la réponse optimale aux problèmes énergétiques ? Ces autres objectifs laissés de côté, à quel point



la politique des transports contribue-t-elle à résoudre les problèmes énergétiques ? Enfin, quelle est la part réelle de l'énergie si on la replace dans le contexte de l'environnement politique global du secteur des transports ?

Pour répondre à ces interrogations, une méthode consiste à déterminer quelles seraient les réponses du marché dans un monde idéal où les prix peuvent être parfaitement alignés sur les coûts sociaux marginaux – c'est-à-dire lorsque les surcoûts sont pris en charge par tous les membres de la société, y compris les décideurs, du fait de décisions économiques particulières<sup>24</sup>. On considère tout à la fois chaque problème comme un dysfonctionnement du marché et on observe ce qui se passerait si le dysfonctionnement en question pouvait être éliminé du système de marché. Par exemple, supposons que l'on connaisse les coûts du changement climatique, les coûts des perturbations macroéconomiques dues à la dépendance vis-à-vis de fournisseurs d'énergie instables ou monopolistiques, et les coûts de la myopie des consommateurs ou de l'absence des informations qui leur sont nécessaires pour mettre en correspondance l'efficacité énergétique et le prix d'achat de manière optimale. Supposons de plus qu'il soit possible de relier ces coûts à des décisions économiques spécifiques : nous saurions de combien les prix devraient varier pour que chaque décideur prenne conscience du coût marginal social de ces décisions de consommation. Nous pourrions alors étudier la façon dont les décideurs sont susceptibles de réagir à des variations des signaux de prix, et notamment de combien ils réduiraient leur consommation d'énergie pour les transports et par quels mécanismes. Une telle analyse permet d'identifier les changements les plus efficaces pour atteindre les objectifs par le biais de l'action gouvernementale, s'il est effectivement impossible de mettre en place les signaux de prix théoriquement souhaitables.

Ce type d'analyse peut aussi s'appliquer à d'autres problèmes relatifs aux transports. De fait, de telles analyses ont été réalisées de façon très approfondie à propos de deux des problèmes les plus importants – la congestion et la pollution de l'air – et de façon plus sommaire à propos d'autres problèmes comme le bruit et la sécurité. Là encore, ces travaux de recherche apportent des solutions hypothétiques qui deviennent des objectifs possibles appropriés pour l'action gouvernementale.

En comparant les réponses comportementales associées à tous les problèmes étudiés, on obtient les réponses aux interrogations précédentes. Parfois, certaines réponses mises en œuvre pour résoudre un problème ont pour effet d'en aggraver un autre. Parfois, d'autres réponses peuvent se concilier et permettent de « faire d'une pierre deux coups ». Par ailleurs, en examinant les ordres de grandeur relatifs des signaux de prix, il est possible de quantifier la réponse à la dernière question posée : quelle est l'ampleur relative des problèmes lorsqu'on les compare les uns aux autres ?

Une analyse exhaustive remplirait une encyclopédie. Nous fournissons ici une première ébauche, en nous intéressant à deux questions. Premièrement, quelles sont les amplitudes relatives des coûts marginaux externes des différents problèmes relatifs aux transports, lorsqu'on établit des moyennes sur une classe d'utilisateurs importante ? (Les coûts marginaux externes désignent la part des coûts sociaux marginaux qui n'est pas prise en charge par le décideur.) Deuxièmement, dans quelle mesure ces coûts varient-ils en fonction des divers groupes d'utilisateurs ou des situations locales ? Et s'ils varient, les mesures qui seraient prises pour internaliser ces coûts varient-elles également ? Si c'est le cas, il s'agira d'un argument solide en faveur de mesures très ciblées capables d'apporter ces diverses réponses. Sinon, on pourra conclure qu'un instrument simpliste qui modifie les comportements moyens est suffisant. La pollution locale de l'air et, plus encore, la congestion sont des exemples d'externalités pour lesquelles l'approche simpliste est généralement jugée inefficace, car les solutions requises consistent en un ensemble de changements dans des situations très spécifiques, par exemple la conduite dans les grandes villes aux heures de pointe ou la conduite d'un véhicule dont les équipements antipollution ne fonctionnent pas.

Le Tableau 5 donne des estimations des coûts marginaux externes pour différents types de problèmes liés aux transports. Ces problèmes sont classés en deux catégories : ceux dont l'amplitude varie surtout avec la consommation de carburant – c'est le cas du changement climatique et de la dépendance pétrolière – et ceux dont l'amplitude varie surtout avec le nombre de véhicules-miles parcourus. A des fins de comparaison, les chiffres de la première catégorie sont convertis en coûts marginaux par véhicule-mile à l'aide du rendement énergétique moyen du parc de voitures particulières (par exemple, 22.9 miles/gallon aux États-Unis en 2005). On notera cependant que, dans le contexte de l'exercice de pensée décrit plus haut, les externalités liées aux carburants et celles qui dépendent du kilométrage appellent des réponses politiques optimales très différentes. L'augmentation des prix des carburants induit, non seulement une réduction du kilométrage, mais aussi une hausse importante du rendement énergétique, cette dernière étant le facteur de plus en plus dominant, comme on l'a vu dans la section précédente. Ainsi que l'ont fait remarquer Ian Parry et Small (2005), ces différences influent considérablement sur l'application optimale (de deuxième choix) d'une taxe sur le carburant pour résoudre les externalités liées au kilométrage : d'après leurs chiffres, le taux de la taxe se situerait à environ 40 pour cent de la valeur qui serait calculée en multipliant les coûts/mile par le rendement énergétique. Inversement, l'application d'une taxe sur la distance (parfois appelée taxe VMT pour *Vehicles-Miles Travelled*) pour traiter une externalité liée au carburant telle que le réchauffement climatique échouerait à faire apparaître l'une des plus importantes réponses nécessaires, à savoir l'amélioration du rendement énergétique des véhicules.

Tableau 5. Coûts marginaux externes des automobiles, en centimes USD/mile, prix 2005

	Harrington-McConnell (États-Unis et Europe)		Sansom <i>et al.</i> (Royaume-Uni).		Parry <i>et al.</i> (États-Unis)	Fortement lié au carburant <sup>a</sup> (États-Unis)
	Faible	Élevé	Faible	Élevé		
<b>Liés au carburant : <sup>a</sup></b>						
Changement climatique	0.3	1.2	0.5	2.0	0.3	3.7
Dépendance pétrolière	1.6	2.7	n.e.	n.e.	0.6	2.4
<b>Liés au kilométrage :</b>						
Congestion	4.2	15.8	31.0	35.7	5.0	5.0
Pollution de l'air	1.1	14.8	1.1	5.4	2.0	2.0
Bruit, eau	0.2	9.5	0.1	2.5	n.e.	n.e.
Accidents	1.1	10.5	2.6	4.5	3.0	3.0
<b>Total</b>	<b>8.5</b>	<b>54.5</b>	<b>35.3</b>	<b>50.1</b>	<b>10.9</b>	<b>16.1</b>
<b>Pourcentage lié au carburant</b>	<b>22</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>38</b>

*Sources :* Harrington et McConnell (2003), Tableau 3 ; Sansom *et al.* (2001) ; Ian Parry, Walls et Harrington (2007), Tableau 2. « Fortement lié au carburant » : la même que Parry *et al.* sauf pour le changement climatique (0.76 USD/gal, tiré de Stern 2005) et la dépendance pétrolière (0.55 USD/gal, tiré de Lieby (2007), valeur la plus haute de la fourchette du Tableau 1).

*Notes :* Tous les montants sont convertis en prix de 2005 aux États-Unis. « n.e. » signifie non estimé, dans certains cas pour la raison explicite que la quantité est faible. Les coûts liés au carburant sont convertis de centimes USD/gallon en centimes USD/mile au moyen des rendements énergétiques moyens prédominants.

Les coûts liés au carburant présentés au Tableau 5 peuvent être, au total, très élevés. Si l'on retient les valeurs « hautes » de la dernière colonne et que l'on se borne à les multiplier par les 2 990 milliards de véhicules-miles parcourus aux États-Unis en 2005, ces coûts atteignent annuellement 111 milliards USD pour le changement climatique et 72 milliards USD pour la dépendance pétrolière.

Il n'en reste pas moins que d'autres problèmes relatifs aux transports, plus prosaïques, semblent entraîner des coûts encore plus considérables. Les trois études citées dans le Tableau 5 (à l'exclusion de la dernière colonne) concluent toutes que les coûts externes de la congestion dépassent ceux des externalités liées au carburant, et qu'à l'exception des valeurs « basses » de l'étude de Harrington et McConnell, il en va de même pour la pollution atmosphérique et les accidents. Dans presque tous les cas, les seuls chiffres de la congestion sont très supérieurs aux valeurs des externalités liées au carburant. Ces résultats, à première vue surprenants, deviennent logiques si l'on se rappelle que la congestion et la pollution de l'air ont quotidiennement des conséquences graves et tangibles pour la plupart des citoyens. La congestion est à l'origine d'importantes pertes de temps et la pollution atmosphérique est responsable d'une mortalité démontrable. *A contrario*, le changement climatique et la dépendance pétrolière ont des effets qui, pour autant qu'ils puissent le déterminer les modélisations disponibles dont on sait qu'elles sont imparfaites, sont à très long terme, peuvent faire l'objet d'améliorations substantielles par d'autres moyens et/ou ne sont tout simplement pas très graves, lorsqu'on les répartit sur le nombre considérable de véhicules-miles produisant les effets cumulés estimés.

Intéressons-nous à présent aux variations. Les chiffres du Tableau 5 sont des moyennes nationales, mais certains coûts varient fortement d'une année à une autre ou d'un lieu à un autre. Par exemple, une récente étude française présentée par Grange (2007) conclut que les coûts marginaux externes de la congestion en milieu urbain sont quelque dix fois supérieurs aux coûts analogues en milieu interurbain. Cette conclusion est corroborée par d'autres travaux qui ajoutent que les coûts de la congestion dépendent également beaucoup de l'heure de la journée (par exemple, Proost *et al.*, 2002). C'est une deuxième raison pour laquelle les taxes sur les carburants sont inadaptées pour lutter contre la congestion. Les données disponibles prouvent que l'imposition de taxes sur la congestion ciblées (c'est-à-dire, des taxes variables en fonction de l'heure et du lieu) aboutirait au transfert d'une bonne partie des déplacements vers d'autres horaires, modes de transport et/ou itinéraires, et à une réduction beaucoup plus faible du volume total des déplacements. Ainsi, les mesures les plus efficaces viseraient à modifier le profil des déplacements de cette manière, et non à simplement réduire le volume total des déplacements.

De même, les coûts de la pollution des véhicules motorisés varient très largement selon le lieu, le type de carburant, l'âge du véhicule et les pratiques d'entretien des véhicules. Par exemple, les coûts de la pollution sont beaucoup plus élevés pour les voitures Diesel que pour les voitures à essence, car les émissions de particules induisent des coûts de santé plus lourds. On peut ainsi s'interroger sur la réelle pertinence de la stratégie européenne de « dieselisation » qui vise à augmenter les économies de carburant, puisqu'elle augmentera les émissions de particules, à moins que les filtres à particules ne deviennent universels. Les États-Unis pourraient bien opter pour une stratégie d'« hybridation », qui évite le problème des particules, mais qui nécessite en contrepartie une technologie coûteuse. De façon plus générale, étant donné les coûts élevés de nouvelles améliorations des technologies de réduction des émissions, on peut se demander si cette approche politique est réellement souhaitable, au moment où les politiques de réduction des émissions d'un petit nombre de gros pollueurs deviennent plus attractives (Small, 1997).

Si nous utilisons les chiffres plus élevés des coûts marginaux externes liés au carburant figurant à la dernière colonne du Tableau, le panorama change quelque peu – bien que, même dans ce cas, les externalités liées au carburant ne sont pas prédominantes. Nous pensons néanmoins que ces chiffres plus élevés ne sont pas corroborés par les données existantes. Pour étayer cette affirmation, nous examinerons de façon plus approfondie les sources des estimations des externalités liées au carburant, tout d’abord pour le changement climatique (à la section 3.1), puis pour la dépendance pétrolière (à la section 3.2).

### 3.1. Coûts marginaux externes de la consommation de carburant automobile dus au changement climatique

Le coût du changement climatique figurant dans l’avant-dernière colonne du Tableau a été calculé par Parry *et al.* (2007) à partir d’un dommage estimé à 25 USD par tonne de carbone, c’est-à-dire 25 USD/tC aux prix de 2005<sup>25</sup>. Ce chiffre est cohérent avec les résultats de plusieurs études, parmi lesquelles celles de Cline (1990), Nordhaus (1994), CEMT (1998, p. 70), et Tol *et al.* (2000).<sup>26</sup> Parmi les travaux de recherche plus récents figurent ceux de Tol (2005), qui réaffirme la validité de coûts comparativement faibles<sup>27</sup>, et Stern (2006, pp. 287-288), qui soutient la thèse de coûts beaucoup plus élevés, comme on le verra ci-après.

La quantification de ces coûts repose bien sûr sur des suppositions, principalement du fait de trois caractéristiques du changement climatique. La première concerne l’effet très incertain des émissions sur certaines conséquences climatiques spécifiques, et elle est généralement prise en compte en admettant l’incertitude et en donnant les résultats en fonction d’une conséquence climatique supposée spécifique, le plus souvent déterminée à partir des rapports du Groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat (GIEC).

Les deux autres caractéristiques, en revanche, sont sources de divergences majeures entre les analystes. La première divergence est due au fait qu’on ignore la façon dont les populations humaines s’adaptent à des problèmes qui s’accumulent au cours de plusieurs décennies ou siècles. La deuxième concerne la procédure analytique d’agrégation des effets se produisant au cours de très longues périodes. Nous allons examiner tour à tour chacune de ces divergences.

Les populations humaines peuvent s’adapter au changement climatique de multiples façons, parmi lesquelles une modification des plantes cultivées (par exemple, Mendelshon *et al.*, 1994), la prise de mesures de santé publique, le recours à de nouvelles installations de stockage de l’eau, la prise de mesures de protection des côtes et des migrations humaines. Tol (2005) et un groupe de travail du GIEC (Martin Parry *et al.*, 2007) examinent cette question de manière approfondie. Les mesures d’adaptation devraient grandement réduire les dommages auxquels on pourrait s’attendre dans le cas contraire. Par exemple, la Commission Européenne (2007, p. 10) estime que les dommages en Europe d’une élévation de 56 cm du niveau de la mer dans les années 2080 coûteraient environ 18 milliards d’EUR par an sans adaptation, mais seulement 3 milliards d’EUR si des mesures d’adaptation sont prises. De même, le groupe de travail concerné du GIEC note que « les coûts de l’adaptation des côtes vulnérables sont bien moindres que les coûts de l’inaction » (Parry *et al.*, 2007, p. 40). Certaines mesures seront extrêmement coûteuses, mais ces coûts seront échelonnés sur plusieurs décennies. Certaines, comme les migrations, pourraient faire de très nombreuses victimes, tout comme les catastrophes naturelles et certains échecs des politiques gouvernementales à l’heure actuelle. Les mesures d’adaptation ne permettent pas de prévenir tous les dommages : extinction d’espèces, inondations, détérioration des milieux marins, pénuries d’eau potable et bien d’autres effets négatifs se

produiront très certainement en dépit de nos efforts d'adaptation. Bien sûr, on observe déjà aujourd'hui ce type d'événements néfastes, principalement pour d'autres raisons. Les questions qui se posent sont donc de nature quantitative et concernent l'ampleur des dommages et le prix à payer.

Les coûts définitifs sont très difficiles à estimer, mais de réelles avancées ont été faites, en particulier pour la conversion des dommages en coûts financiers. Les informations dont on dispose ne semblent pas indiquer que ces coûts surpassent les coûts plus prosaïques de la congestion et de la pollution de l'air auxquels nous sommes habitués. Faisons une analogie avec un autre problème lié au transport. L'effondrement à Minneapolis en août 2007 d'un pont très emprunté a fait naître un sentiment d'extrême urgence à propos du problème de la détérioration des infrastructures routières américaines. Pourtant, le nombre de 13 tués de cet accident est bien plus faible que le nombre moyen de victimes que font en un seul jour les accidents de la route aux États-Unis (116 en 2004). Quel est donc le problème national le plus grave : la détérioration des infrastructures ou la sécurité routière quotidienne ? C'est à ce type de question que tentent de répondre les coûts tels que ceux du Tableau 5. Dans la mesure où leur validité peut être confirmée, ils tendent à démontrer qu'il ne faut pas ignorer les problèmes qui engendrent les coûts les plus faibles et qu'il faut remettre les problèmes en perspective les uns par rapport aux autres, y compris les problèmes prosaïques, lorsqu'on définit des priorités.

La deuxième question à l'origine de divergences majeures entre analystes est celle de « l'actualisation » des coûts futurs, nécessaire, lorsqu'on souhaite cumuler ces coûts pour obtenir un chiffre applicable aux émissions produites à une époque déterminée (par exemple, aujourd'hui). Il s'agit d'un débat technique, principalement axé autour de la signification éthique et de l'interprétation économique de paramètres qui caractérisent les modèles de croissance économique modernes. Pour ce que Weitzman (2007) appelle le « point de vue majoritaire » de la plupart des économistes, les conséquences économiques lointaines doivent être actualisées à des taux d'intérêt de l'ordre de 4 à 6 pour cent. Ce point de vue repose en grande partie sur le fait que les comportements observés en matière d'épargne semblent globalement cohérents avec un modèle de croissance à long terme dans lequel les personnes actualisent leurs services collectifs futurs et ceux de leurs descendants à des taux d'intérêt très modestes (ce qu'on appelle le « taux de préférence pure pour le présent ») tout en cherchant simultanément à lisser leur consommation dans un monde où la croissance à long terme les rend plus riches. L'idée de lissage de la consommation qui sous-tend cette argumentation peut s'exprimer de façon équivalente comme une position éthique opposée à l'idée d'inégalité entre les générations. Selon cette interprétation, étant donné que les générations futures seront plus riches que nous, nous devons actualiser les avantages dont elles bénéficieront du fait de notre sacrifice. Un autre raisonnement en faveur du même argument consiste à dire que l'économie mondiale est capable de produire des retours sur investissement d'au moins 4 à 6 pour cent et que ces retours peuvent être utilisés pour limiter ou compenser les conséquences néfastes futures du changement climatique.

Il existe en fait peu de désaccords entre analyses économiques à propos des principes susmentionnés. Les divergences concernent surtout la valeur des paramètres numériques. Le « point de vue majoritaire » déduit des comportements en matière d'épargne que les personnes appliquent un taux de préférence pure pour le présent de 1 à 3 pour cent par an, à la fois pour eux-mêmes et pour les descendants à qui ils transmettent leurs biens. D'autres analystes, en revanche, font remarquer qu'aux fins de l'action politique, de telles préférences doivent s'effacer devant le principe éthique selon lequel les générations futures sont tout aussi importantes que les générations actuelles. En particulier, le *Rapport Stern* diffusé par le Trésor du Royaume-Uni (Stern 2006) défend l'idée que le seul fondement légitime d'un taux de préférence pure pour le présent est le fait qu'on ne peut pas savoir si ces générations futures seront effectivement en vie, d'où le choix d'un taux de seulement 0.1 pour cent. Quant à l'aversion pour les inégalités de revenus, Stern utilise un paramètre qui suppose l'indifférence pour une perte donnée en *pourcentage* du revenu mondial à n'importe quelle date, tandis que le « point

de vue majoritaire » penche en faveur d'une plus grande aversion pour les inégalités de revenus, telle que les personnes ne sont pas prêtes à accepter une perte de 1 pour cent de leur niveau de vie actuel en échange d'une augmentation de 1 pour cent, lorsque la population sera dix fois plus riche. À partir de ses hypothèses, Stern calcule un taux d'actualisation réel de seulement 1.4 pour cent par an (Weitzman 2007).

Nordhaus (2007) affirme que, prises ensemble, les deux hypothèses de Stern sont en contradiction avec les comportements humains observés et sous-entendent notamment que les personnes choisiraient d'économiser beaucoup plus qu'elles ne le font. (Voir cependant la réfutation de ce type d'argument dans Stern, 2006, pp. 47-48). Plus explicitement, Nordhaus fournit des exemples numériques des conséquences de l'utilisation du taux d'actualisation social de 1.4 pour cent retenu par Stern. Supposons qu'un « frémissement du système climatique » menace de réduire la consommation mondiale de 0.01 pour cent indéfiniment, à compter de l'année 2200. Pour éviter cela, il faudrait sacrifier 56 pour cent de la consommation mondiale annuelle actuelle, et la méthodologie de Stern amène à conclure qu'il faudrait le faire. Par conséquent, le faible taux d'intérêt utilisé pour l'actualisation transforme le frémissement du climat, qui pourrait ne jamais être remarqué, en une catastrophe en valeur actualisée.

Il est à noter que le *Rapport Stern* lui-même, en dépit de son hypothèse catastrophiste, ne prévoit pas que la consommation mondiale par habitant diminuera en termes réels, même si le changement climatique n'est pas maîtrisé. En fait, dans le pire de tous les cas de figure calculés, il est prévu qu'elle atteigne 8.6 fois le niveau actuel (à l'horizon 2200) au lieu de 13.2 fois, comme ce serait le cas en l'absence de changement climatique<sup>28</sup>. Cependant, parce que cette baisse relative de revenu se poursuit indéfiniment et n'est actualisée qu'à hauteur de 1.4 pour cent par an, sa valeur actualisée équivaut à une réduction de la consommation par habitant de 14.4 pour cent par an indéfiniment à compter d'aujourd'hui (Stern 2006, Tableau 6.1). C'est pourquoi Stern tendrait à recommander que nous réduisions la consommation mondiale de 14 pour cent si nécessaire, en commençant dès aujourd'hui et pour toujours, afin d'éviter aux générations futures de devoir vivre avec une croissance de revenu plus faible que celle dont elles auraient autrement bénéficié. Serions-nous réellement prêts à accepter un tel marché ? Ces exemples illustrent la façon dont les argumentations à propos de très longues périodes à taux d'actualisation très faibles se heurtent à ce que nous dit notre bon sens.

Weitzman (2007) procède à un examen intéressant des autres justifications possibles des valeurs des paramètres utilisées par Stern. Selon Weitzman, le problème le plus important est l'incertitude à propos des perspectives et des conséquences des effets, peu probables mais extrêmement dangereux, du changement climatique – des événements tels que l'effondrement de la calotte glaciaire continentale ou l'inversion d'un courant marin majeur. Ni Stern, ni ses détracteurs ne possèdent le moyen de modéliser ce type d'incertitude de façon rigoureuse. Weitzman postule que, pour cette raison, Stern pourrait avoir intuitivement « infléchi » ses paramètres pour tenir compte de cette situation. Le problème est que cette incertitude nous conduit à envisager des possibilités sur lesquelles nous ne savons pas grand-chose et que nous ne pouvons pas modéliser correctement. La conclusion personnelle de Weitzman est que le « point de vue majoritaire » est un bon point de départ pour l'action immédiate des pouvoirs publics, mais que l'incertitude justifie un programme de recherche intensif et un débat sur le fond qui ait pour objectif d'enrichir nos connaissances sur les conséquences ultimes de catastrophes peu probables et sur les possibilités d'adaptation à ce type de situations. À l'aide de plusieurs exemples, Weitzman illustre également le fait que l'action préconisée pourrait bien être plus proche de celle qui découle du modèle de Stern que de celle du point de vue majoritaire.

Cette discussion technique pourra sembler éloignée de l'idée centrale des travaux de Stern et de nombreux autres auteurs à propos du changement climatique. Les documents sont en effet remplis de descriptions, non pas de personnes profitant agréablement de niveaux de vie dix fois supérieurs à ceux

dont nous bénéficions aujourd'hui, mais au contraire de sérieuses dégradations de leur bien-être. Néanmoins, l'analyse technique qui vient d'être décrite est celle qui sous-tend le coût des dommages estimé par Stern à 96 USD par tonne de CO<sub>2</sub> (prix 2005), soit 352 USD/tC ou 0.85 USD/gallon d'essence<sup>29</sup>. La critique de Weitzman repose en partie sur le fait que Stern aurait adapté les paramètres d'une analyse extrêmement technique et, peut-être, insatisfaisante en définitive, au moyen de la théorie traditionnelle de la croissance dans le but de prendre en compte l'éventualité, même minime, d'un avenir bien pire pour le monde que celui des scénarios modélisés. Malheureusement, cette hypothèse ne semble pas pertinente, à l'heure actuelle, pour l'analyse de telles contingences dans un cadre décisionnel théorique.

### 3.2. Coûts marginaux externes de la consommation de carburant automobile dus à la dépendance pétrolière

Certaines analyses complexes ont été menées pour mesurer le coût marginal social de la consommation de carburant dû à la dépendance pétrolière, dont l'une des plus approfondies et des plus récentes est celle de Leiby (2007). Ian Parry et Darmstadter (2003) font un bilan utile et citent des études dont les estimations vont de zéro à 0.33 USD/gallon, leur préférence personnelle étant de 0.125 USD/gallon (voir également Davis et Diegel 2007, Tableau 1.8). Leiby (2007, Tableau 1) obtient une fourchette en prenant en compte les valeurs probables de ce paramètre dans un seul modèle : lorsque les données sont divisées par 42 gallon/baril, la fourchette va de 0.16 USD à 0.55 USD par gallon, l'auteur optant de préférence pour 0.32 USD. Nous avons repris la valeur de 0.55 USD/gallon dans notre colonne « fortement lié au carburant » du Tableau 5.

Cependant, nous émettons de sévères réserves s'il s'agit d'accepter ces chiffres comme indicateurs de la valeur de la réduction des importations de pétrole. Le coût de la dépendance pétrolière représente, pour l'essentiel, le total, pour une économie régionale ou nationale (pour être plus précis, celle des États-Unis), des coûts associés à différentes caractéristiques du marché mondial du pétrole qui posent des problèmes à une nation très dépendante des importations pétrolières. Plus précisément, les caractéristiques analysées par ces auteurs sont la « prime de monopsonne » et les coûts des perturbations économiques. La première est qualifiée à juste titre par Leiby de manque à gagner : étant donné que les États-Unis représentent une part considérable du marché pétrolier mondial (du côté des acheteurs), ils pourraient, en appliquant une politique nationale coordonnée, réduire notre demande d'importations auprès des membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et, partant, affaiblir le pouvoir de monopole de l'OPEP. Mais l'essentiel de la prime de monopsonne réside dans la réduction du transfert de richesse vers les pays de l'OPEP, ce qui ne revient pas à économiser les ressources mondiales. De fait, l'analyse prend pour acquis que l'inefficacité du pouvoir monopolistique de l'OPEP tient à ce que son action ramène la consommation mondiale à des niveaux inférieurs à celui qui serait efficient ; par conséquent, on ne sait pas au juste si une baisse supplémentaire de la consommation mondiale serait avantageuse dans le monde entier. Cet effort vise en fait surtout à réduire un transfert qui s'opère par le jeu des mécanismes du commerce mondial. Il nous paraît incohérent d'évaluer les coûts du changement climatique dans une optique mondiale et d'adopter en revanche un point de vue centré sur ses propres intérêts pour chiffrer le coût de la dépendance pétrolière.

Il reste donc le coût de la perturbation macroéconomique. Selon les données dont nous disposons, les fluctuations de prix normales sur les marchés pétroliers mondiaux sont amplifiées par la distorsion due au pouvoir monopolistique, et les variations qui en découlent ont tendance à provoquer une instabilité macroéconomique, en particulier sous forme de récessions consécutives à des augmentations des prix du pétrole. Ces récessions ont un coût économique que l'on peut considérer comme un coût externe des décisions de consommation des différents acteurs économiques qui les

prennent. Nous ne sommes pas en désaccord avec cette analyse, mais elle doit être nuancée par le fait que ces deux types d'évolutions sont soumis à des facteurs institutionnels qui peuvent changer – en particulier, les banques nationales savent de mieux en mieux contrebalancer les chocs pétroliers. Mais, comme pour le pouvoir de monopole de l'OPEP, le corollaire évident est que les prix de marché sont trop élevés et non trop faibles. C'est pourquoi, la perturbation macroéconomique n'est pas un argument qui justifie la hausse des prix que doivent prendre en charge les décideurs, à la manière habituelle d'un coût externe non tarifé. Au contraire, comme en convient Leiby, elle plaide en faveur d'autres mesures permettant d'atténuer la volatilité des prix ou leurs effets négatifs sur la performance macroéconomique.

Les deux composantes du coût de la dépendance pétrolière chiffrées par des études actuelles peuvent donc être considérées comme des indicateurs de la valeur potentielle, pour l'économie d'un grand pays ou d'une région, de la réduction de la fraction de ses approvisionnements importés auprès de sources monopolistiques et/ou instables. Il est en revanche moins évident de cerner exactement comment la réduction de la consommation de carburants pétroliers classiques dans les transports permet d'obtenir le résultat souhaité. Ce sont en partie des sources nationales (qui produisent actuellement du pétrole, même à un coût marginal considérable, parce que les cours mondiaux sont élevés) qui mettraient un frein à la demande, par exemple en instaurant des normes d'efficacité énergétique ou en offrant des incitations à moins se déplacer en voiture. Il n'est donc pas possible de faire coïncider exactement les réductions ainsi obtenues avec des réductions des importations, et de fait il n'est pas certain qu'elles fassent varier la *fraction* de la consommation américaine couverte par des importations. Par conséquent, bien que la dépendance pétrolière soit sans doute un problème légitimant une action, si on la compare aux autres problèmes mentionnés ici, les facteurs considérés ont une spécificité nationale plus grande, et les mesures à prendre concernent plus particulièrement les échanges et la situation macroéconomique. De plus, la simple augmentation du prix n'est apparemment pas une solution, puisque bon nombre des inconvénients de la dépendance pétrolière résultent du caractère artificiellement élevé des prix.

Pour résumer, la dépendance à l'égard du pétrole plaide en faveur d'interventions visant à réduire le pouvoir de marché des producteurs pétroliers en promouvant les économies d'énergie ou le recours à des énergies de substitution. Elle revêt de l'importance pour la politique des transports, mais elle ne justifie pas les taxes sur les carburants ou d'autres mesures qui engendrent une augmentation des prix sur les marchés nationaux. Au contraire, la dépendance pétrolière et le changement climatique ont des effets contraires sur la consommation mondiale de pétrole : la première la réduit et le deuxième l'augmente par rapport à un optimum social. En d'autres termes, si l'on considère que le changement climatique est le problème réellement primordial sur le plan politique, alors on doit se réjouir de la possibilité que l'organisation des marchés pétroliers mondiaux maintienne la consommation de pétrole actuelle à un niveau artificiellement bas.

### 3.3. Conclusions de l'analyse des coûts marginaux externes

Selon nous, les estimations de dommages présentant les ordres de grandeur indiqués sur le Tableau 5, à l'exclusion de la colonne de droite, sont les meilleures bases à partir desquelles il est possible d'élaborer une politique des transports dans les limites d'une incertitude quantifiable. Plusieurs externalités des déplacements en voiture, qui ne sont pas répercutées sur les prix, ont des coûts externes mesurables -- lorsqu'ils sont directement imputés à l'utilisation des véhicules motorisés -- plus importants que ceux du changement climatique et de la dépendance à l'égard du pétrole.



Ce constat ne signifie pas que les mesures de contrôle sont sans fondement. Au contraire, lorsqu'on cumule ces coûts au regard des milliers de milliards de véhicules-kilomètres actuellement parcourus dans le monde entier, ils atteignent des niveaux élevés qui justifient une intervention forte des pouvoirs publics. Il est moins certain que la politique des transports soit à même d'améliorer les choses. De plus, même du point de vue d'une politique plus générale, il faut envisager des compromis. La lutte contre les gaz à effet de serre et l'insécurité énergétique est importante et précieuse, mais d'autres utilisations de nos ressources le sont aussi. Par exemple, le GIEC (2007) remarque que la capacité des pays les plus pauvres à affronter le changement climatique, dont on est déjà certain qu'il se produira, dépend fortement de leur trajectoire de développement. Il faut donc apprécier la lutte contre les gaz à effet de serre à la lumière des besoins de développement, lorsque les deux sont en concurrence en termes de financement ou d'intérêt.

Dans le contexte plus spécifique des transports, nous parvenons à deux conclusions. Premièrement, il faut faire attention aux effets secondaires des mesures de lutte contre les gaz à effet de serre sur les coûts plus prosaïques mais réels de la pollution de l'air, des accidents de la route et, surtout, de la congestion. L'idée selon laquelle le changement climatique est si catastrophique qu'il relègue au second plan toutes les autres politiques relatives à l'environnement ou aux transports – une idée défendue explicitement ou implicitement dans certaines publications récentes – est fautive et dangereuse.

Deuxièmement, il est peu probable qu'une stratégie même idéale de maîtrise de la consommation d'énergie permette de réduire sensiblement les déplacements motorisés. Notre étude des élasticités de la demande montre que les usagers ne réduiraient que légèrement leurs déplacements s'ils devaient supporter les coûts externes liés au carburant. De plus, les coûts de réduction des émissions sont probablement plus élevés dans le secteur des transports que dans d'autres secteurs (par exemple : Knockaert et Proost, 2005), ce qui laisse supposer qu'il est plus efficace de concentrer ailleurs les efforts de réduction des émissions. Une stratégie idéale produira la plupart de ses effets grâce à des modifications technologiques spécifiquement axées sur les économies d'énergie, principalement en augmentant le rendement énergétique des moteurs et peut-être aussi en ayant recours à des carburants de substitution. En choisissant quand ils le peuvent des solutions techniques, les consommateurs évitent les changements de comportement plus radicaux tels que les changements de mode de transport, de trajet ou de lieu d'habitation ou de travail qui, bien évidemment, leur coûtent davantage.

En combinant l'analyse des coûts marginaux à notre étude des élasticités de la demande de carburant, on constate que les transports ne sont pas le secteur idéal pour trouver les solutions aux problèmes énergétiques. Il peut et doit sans aucun doute jouer un rôle, mais pas le rôle primordial que certains supposent. Dans quelle direction orienter alors la politique énergétique ? Beaucoup d'analystes considèrent que la production d'électricité à partir de combustibles fossiles est prometteuse à cet égard, parce qu'elle offre plus de possibilités économiques de réduction de la consommation d'énergie ou de recours à des sources d'énergie de substitution. L'examen du secteur de l'électricité n'entre pas dans le cadre de ce document, mais une statistique illustrera néanmoins la situation. Ian Parry (2005) examine les conséquences du « point de vue majoritaire » relatif aux coûts externes des émissions de carbone, en les supposant égaux à 30 USD/tC. L'application d'une taxe sur les externalités de cet ordre de grandeur ferait augmenter le prix de l'essence de 0.07 USD par gallon d'essence, montant insuffisant pour produire un effet notable sur la consommation de carburants. En revanche, si une telle taxe sur le carbone était appliquée au charbon, le prix de ce dernier serait plus que doublé !<sup>30</sup> Les effets seraient considérables sur les décisions des producteurs, et peut-être même des consommateurs, en matière de production et de consommation d'électricité. Bien sûr, une telle taxe aurait également un impact sur les autres utilisations industrielles du charbon, qui augmentent à un rythme inquiétant dans les économies en forte croissance comme la Chine.

## 4. CONCLUSION

D'après notre analyse, le secteur des transports est peu sensible aux signaux de prix et, en particulier, aux fluctuations de prix des carburants. L'exception majeure à cette règle est qu'il existe des possibilités considérables d'amélioration du rendement énergétique du parc automobile, principalement par le biais de modifications technologiques, mais aussi, dans une certaine mesure, grâce aux choix des consommateurs en matière de taille et de modèle des véhicules. Par conséquent, la répartition modale et la nature des systèmes de transport ne devraient pas connaître d'évolution spectaculaire. En outre, cette faible sensibilité laisse supposer qu'il est plus coûteux de réduire la consommation d'énergie dans les transports que dans d'autres secteurs économiques et, par conséquent, que des mesures efficaces ne dégageront probablement pas autant d'économies d'énergie (en pourcentage) dans les transports que dans d'autres secteurs.

L'une des éternelles difficultés de l'action publique est de déterminer si les problèmes doivent être résolus par des incitations de prix (dans ce cas, en fixant des prix plus élevés) ou par des mesures réglementaires. Selon notre étude, l'une ou l'autre de ces stratégies peut fonctionner. L'action sur les prix a comme inconvénient de nécessiter, pour produire beaucoup de résultats, des hausses tarifaires fortes qui peuvent dépasser les limites de la capacité politique de la plupart des pays. Les réglementations en faveur des économies d'énergie sont une méthode relativement rapide de réduction des importations pétrolières lorsque la sécurité énergétique suscite des inquiétudes, et le risque d'effet secondaire sous forme d'une augmentation du volume des déplacements est probablement très faible. Mais si l'objectif premier est d'atténuer le changement climatique, alors il est important, selon nous, d'accompagner la réglementation de mesures agissant soit au niveau de la technologie, soit au niveau des prix. Sans cela, les réserves de combustibles fossiles resteront utilisables à un prix intéressant à l'avenir, et il sera d'autant plus difficile de s'orienter vers une stratégie globale de réduction des émissions de dioxyde de carbone.

Des taxes sur le carbone à assiette large restent un excellent outil de régulation du climat. Leurs effets sur les transports seront limités, et se manifesteront principalement sous la forme d'incitations à réaliser des progrès technologiques et à modifier la composition du parc automobile pour accroître la part relative des modèles plus économes en carburant. C'est bien ainsi que cela doit être, étant donné les coûts relativement élevés de la réduction de la consommation de pétrole dans les transports. Les politiques énergétiques peuvent être bien plus efficaces si elles ciblent d'autres secteurs, par exemple ceux qui consomment du charbon.

Notre étude des coûts marginaux externes montre qu'en matière de transports, la politique énergétique pourrait bien être « l'arbre qui cache la forêt ». Les autres problèmes liés aux transports, notamment la congestion, la pollution atmosphérique locale et les accidents, engendrent des coûts marginaux externes bien plus considérables que le changement climatique ou la sécurité énergétique. Il s'ensuit que les politiques visant à résoudre directement ces problèmes doivent être prioritaires, quelle que soit par ailleurs l'urgence des politiques énergétiques.

## NOTES

1. Ces chiffres proviennent de la Commission des communautés Européennes (CCE 2007, p. 26). Ils ont été convertis en prix de 2005 à l'aide de l'indice des prix à la consommation (IPC) américain.
2. Le pétrole brut a représenté 90.6 pour cent du total du pétrole consommé en 2005. (*Transportation Energy Data Book*, Tableaux 1.2 et 1.3).
3. Cf. Davis et Diegel (2007), Tableaux 1.13 et 2.1 pour les chiffres cités dans ce paragraphe.
4. Les normes CAFE étaient beaucoup plus strictes pour les voitures, ce qui a probablement incité les constructeurs à produire des utilitaires légers à leur place. Nous nous doutons par ailleurs que la proportion prédominante des utilitaires légers dans le parc de véhicules s'est accentuée d'elle-même en induisant des changements dans les préférences des consommateurs sous l'effet d'un engouement et/ou d'une « course aux armements » dans laquelle chaque conducteur voulait éviter d'entrer en collision avec des véhicules beaucoup plus gros que le sien.
5. Plusieurs hypothèses ont été faites pour expliquer le sous-investissement des ménages dans les économies de carburant : par exemple, la « myopie du consommateur » (peut-être parce que les taux d'actualisation privés dépassent les taux d'actualisation sociaux) et l'aversion pour les pertes (les consommateurs sous-estiment les futures économies de carburant, car ils doutent de leur existence et sont peu disposés à prendre des risques). Voir Greene et German, 2007. Certaines données indiquent également que les consommateurs ne calculent pas les avantages des économies de carburant de façon précise (par exemple, Turrentine et Kurani, 2007), mais cela ne signifie pas nécessairement des erreurs systématiques dans le sens du sous-investissement.
6. La source de ces données est Davis et Diegel (2007), Tableaux 8.2, 7.3 et 3.4.
7. US FHWA (2007). Ces données préliminaires sont des valeurs extrapolées à partir d'un petit nombre de sites de comptage du trafic routier et, par conséquent, moins fiables que celles du *Highway Performance Monitoring System* (système de collecte de données routières) rendues publiques pour les périodes antérieures.
8. Cf. Small et Van Dender (2007a,b) pour de plus amples renseignements méthodologiques.
9. Les équations sont estimées en utilisant la méthode des triples moindres carrés. Pour prendre en compte les facteurs fixes affectant un État donné, nous utilisons une spécification « effets fixes » qui nous donne une constante distincte pour chaque État dans chaque équation.

10. Cette élasticité structurelle est dérivée de nos deux premières équations, qui expriment le volume des déplacements et la taille du parc automobile. Small et Van Dender (2007a) démontrent qu'elle peut être exprimée en fonction des élasticités mesurées dans ces deux équations :

$$\varepsilon_{\dot{M},PM} = \frac{\varepsilon_{M,PM} + \varepsilon_{M,V}\varepsilon_{V,PM}}{1 - \varepsilon_{M,V}\varepsilon_{V,M}}$$

où  $\varepsilon_{M,PM}$  est l'élasticité du volume des déplacements par rapport au coût du carburant par mile dans l'équation du volume des déplacements ;  $\varepsilon_{M,V}$  est l'élasticité du volume des déplacements par rapport au parc automobile dans la même équation ; et où  $\varepsilon_{V,M}$  et  $\varepsilon_{V,PM}$  sont les élasticités de la taille du parc automobile par rapport au volume des déplacements et par rapport au coût par mile parcouru, toutes deux dans la deuxième équation. Le coût par mile parcouru,  $P_M$ , est défini comme le produit du prix du carburant par l'intensité énergétique. Ainsi,  $\varepsilon_{M,PM}$  exprime le résultat d'une variation exogène hypothétique de  $P_M$  (ou d'une variation endogène de  $P_M$  provoquée par une modification exogène hypothétique des réglementations qui influent sur l'intensité énergétique) ; cela étant, le fait que nous estimions ces élasticités des facteurs explique la détermination simultanée de la taille du parc automobile, de l'utilisation des véhicules et de l'intensité énergétique dans l'échantillon de l'estimation. Nous déterminons de manière empirique que  $\varepsilon_{M,V}$  est très faible, donc que  $\varepsilon_{\dot{M},PM}$  est peu différent de  $\varepsilon_{M,PM}$ .

11. Il est possible de faire une distinction entre l'effet rebond direct et ceux qui se propagent dans l'ensemble de l'économie. Notre estimation concerne l'effet direct, car elle se limite à l'effet d'une réduction de la consommation de carburant sur le volume des déplacements, tous les autres facteurs restant constants par ailleurs, sauf le parc automobile. Mais il existe, à l'évidence, des effets économiques de plus vaste portée qui influent sur la consommation d'énergie : par exemple, les consommateurs dépenseront une partie de ce qu'ils auront économisé sur le carburant pour acquérir d'autres produits qui, eux aussi, sont consommateurs d'énergie. Les données empiriques sur ces effets indirects sont relativement rares. Selon une étude, les modèles d'équilibre général calculables génèrent des valeurs de l'effet rebond dans l'ensemble de l'économie de l'ordre de 50 pour cent, tandis qu'un modèle macroéconométrique britannique donne une valeur de 7 pour cent (Sorrell 2007, p. 58).
12. L'autre effet dynamique que nous prenons en compte est l'autocorrélation entre les termes d'erreur de chaque équation. Néanmoins, notre spécification est suffisamment exhaustive pour que l'autocorrélation, qui signale des variables omises importantes, soit relativement faible. Lors de précédents travaux réalisés sur des intervalles de temps plus courts, il était difficile de faire la différence entre l'autocorrélation et les variables dépendantes retardées, ce qui est essentiel pour différencier les réactions à court terme des réactions à long terme.
13. Une relation plus précise tient compte du fait que dans le système à trois équations, les valeurs retardées dans plus d'une équation peuvent influencer sur la réponse à long terme ; plus précisément :

$$b^L = \frac{-\varepsilon_{M,PM} \cdot (1 - \alpha^v) - \alpha^{mv} \beta_2^v}{(1 - \alpha^m)(1 - \alpha^v) - \alpha^{mv} \alpha^{vm}}$$

où  $\alpha^v$  est le coefficient de la variable dépendante retardée dans l'équation qui exprime la taille du parc automobile,  $\alpha^{mv}$  est le coefficient de la taille du parc automobile dans l'équation qui exprime le volume des déplacements,  $\alpha^{m}$  est le coefficient du volume des déplacements dans l'équation qui exprime la taille du parc automobile et  $\beta_2^v$  est le coefficient de  $pm$  (logarithme du coût par mile) dans l'équation qui exprime la taille du parc automobile. Toutes les variables dépendantes sont exprimées en logarithmes. Voir Small et Van Dender (2007a), équation (7).

14. Le facteur 2 de cette équation est dû aux propriétés de dérivation de la fonction quadratique  $(pm)^2$ .
15. Plus précisément, l'effet rebond à court terme est passé de 4.8 pour cent à 2.9 pour cent, tandis que l'effet rebond à long terme est passé de 21.1 pour cent à 7.7 pour cent. Les réductions observées ne sont pas proportionnelles, car le coefficient estimé de la variable dépendante retardée a lui aussi changé entre les deux périodes considérées.
16. Les équations précises des élasticités à court et long termes du rendement énergétique par rapport au prix du carburant, avec prise en compte des interactions entre les trois équations, sont indiquées sous l'équation (9) de Small et Van Dender (2007a).
17. La troisième élasticité-prix indiquée est celle de la consommation de carburant, calculée comme suit :

$\varepsilon_{F,PF} = \varepsilon_{\hat{M},PM} \cdot (1 + \varepsilon_{\bar{I},PF}) + \varepsilon_{\bar{I},PF}$ , où  $\varepsilon_{\hat{M},PM}$  et  $\varepsilon_{\bar{I},PF}$  sont les élasticités mentionnées aux deux lignes précédentes du Tableau. Cette équation est dérivée de USDOE (1996, p. 5-11) et de Small et Van Dender (2005, équation 6) ; le terme  $(1 + \varepsilon_{\bar{I},PF})$  a été omis par inadvertance dans Small et Van Dender (2007a) lors du calcul des élasticités de la consommation de carburant, d'où le fait que ces élasticités aient été légèrement surestimées – voir Small et Van Dender (2007b) pour les valeurs correctes correspondant aux données de la période plus courte (1966-2001) considérée pendant ces travaux.

18. Citons un facteur de plus : les ménages les plus riches possèdent plus de voitures, donc peuvent réagir aux augmentations du prix du carburant en utilisant en priorité les véhicules les moins gourmands. Cette réaction semble principalement une réaction à court terme, et ces ménages auraient donc tendance à réagir moins par la modification de leurs déplacements que par la modification du rendement énergétique moyen. Basso et Oum (2007) examinent des données contradictoires issues d'études transversales sur le rapport entre le revenu et l'élasticité-prix. Plus récemment, Wadud *et al.* (2007a, b) concluent, comme nous, que l'élasticité-prix est plus faible pour les hauts revenus.
19. Cette méta-analyse ne cherche pas à déterminer si l'élasticité-prix de la consommation de carburant dépend du revenu. Elle vérifie toutefois si elle est fonction ou non d'une tendance purement temporelle, après avoir contrôlé tous les autres déterminants mesurés, sans parvenir à établir qu'une telle dépendance existe. Ce résultat est cohérent avec notre modèle qui n'identifie pas non plus de tendance temporelle significative dans l'effet rebond, même lorsque les trois termes d'interaction dans l'équation utilisée pour l'estimation sont supprimés de la modélisation. A notre sens, cela montre qu'une simple tendance temporelle n'est pas appropriée pour rendre compte des effets des évolutions complexes des revenus, de

l'urbanisation et du coût du carburant sur les périodes couvertes par les diverses études examinées.

20. Voir US EIA (2007), « *Year-by-Year Reference Case Tables (2004-2030)* », Tableau 3, pour le prix moyen du carburant essence. Il est prévu une légère décroissance des prix en termes réels (ajustés par rapport à l'inflation), d'une moyenne de 0.2 pour cent par an entre 2005 et 2030.
21. Ces chiffres ont été calculés à partir des valeurs du Tableau 3 et au moyen de l'équation (1). Ils sont respectivement égaux à  $0.0696 \cdot 0.014 \cdot 100$  et  $2 \cdot 0.0169 \cdot 0.014 \cdot 100$ .
22. Nos équations prédisent qu'il existe une date à laquelle l'effet rebond atteindra zéro avant de devenir négatif. Ce phénomène est bien évidemment contraire à la théorie et doit être considéré comme un cas limite induit par l'extrapolation de nos équations au-delà de la première série de données à partir desquelles les équations ont été établies.
23. Si les effets rebond dans l'ensemble de l'économie sont importants, ce qui n'est pas sûr mais possible (cf. note 8), c'est une raison de plus de coupler les réglementations sur la consommation de carburant à des taxes sur les carburants ou le carbone.
24. Il s'agit d'une simplification, étant donné que l'existence de défaillances du marché et de préoccupations politiques en dehors du secteur des transports signifie que les prix optimaux des transports s'écartent très probablement des coûts sociaux marginaux ; dans notre jargon, on parle de solution de « deuxième choix ». La valeur exacte de tels écarts est difficile à déterminer. Toutefois, des recherches récentes suggèrent que les écarts sont plus faibles dans le secteur des transports que dans d'autres secteurs, car les variations de prix des transports n'aggravent pas sensiblement les autres inefficacités de l'économie, notamment les inefficacités liées à la taxation du travail (West et Williams, 2007). Quoi qu'il en soit, il est très probable qu'un système de tarification des transports de deuxième choix alignerait plus précisément les charges sur les coûts externes que la structure tarifaire actuelle ; la comparaison évoquée ici est donc utile.
25. Une tC désigne une tonne métrique ou tonne (1000 kg) de carbone. Étant donné que le carbone représente une fraction du poids d'une molécule de dioxyde de carbone égale à  $12/44=0.27$ , 1 USD/tC est équivalent à 3.67 USD par tonne de CO<sub>2</sub>. Selon le *National Research Council* (2002, p. 85), il faut 413 gallons d'essence pour obtenir 1 tC.
26. Voir par exemple les analyses de Small et Verhoef (2007, chapitre 3) et de Parry et Small (2005). L'estimation de 25 USD/tC est également cohérente avec le « prix virtuel » du carbone issu des modèles d'optimisation des voies économiquement efficaces de réduction des gaz à effet de serre, les plus connus de ces modèles étant ceux de la série développée sur plusieurs années par William Nordhaus, et dont une version récente est le modèle intégré régional du climat et de l'économie, ou modèle RICE (Nordhaus 1994). Nordhaus (2007b) décrit un calcul récemment effectué à l'aide de ce modèle qui aboutit à un prix du carbone de 17 USD/tC (exprimé en prix de 2005) pour l'année 2010, qui passerait à 70 USD/tC en 2050. L'étalonnage « optimal » indiqué dans Nordhaus (2007a) aboutit à un prix de 35 USD/tC en 2015, de 85 USD/tC en 2050 et de 206 USD/tC en 2100. Ces chiffres englobent toutes les estimations du Tableau 5, sauf celle de Stern. L'estimation des dommages peut également être comparée aux prix d'échange actuels des permis d'émission de carbone conformément au Système d'échange de quotas d'émissions (ETS) de l'Union Européenne. Si le marché

fonctionne sans heurt (une hypothèse sujette à controverse dans ce contexte), ces prix devraient refléter les coûts marginaux, pour l'industrie, de la mise en place des contrôles permettant de remplir les obligations de l'Union Européenne découlant du Protocole de Kyôto. L'expérience actuelle démontre que ce marché est très fluctuant, les prix s'échelonnant entre 6 et 30 USD par tonne de dioxyde de carbone au cours de la quasi-totalité de la période comprise entre 2004 et 2006 (Convery et Redmond, 2007, Figure 2), ce qui équivaut à un coût compris entre 27 et 138 USD/tC (l'atome de carbone représente les 12/44ème de la masse atomique d'une molécule de CO<sub>2</sub> et le taux de change moyen pour 2004-2006 est 1 EUR = 1.25 USD). Ces chiffres laissent penser qu'en Europe, au moins, le coût marginal des contrôles a grimpé bien au-delà des estimations les plus basses des coûts marginaux des dommages du Tableau 5.

27. Tol (2005) passe en revue 103 estimations de coûts marginaux des dommages dus au CO<sub>2</sub>, tirées de 28 études distinctes réalisées par 18 groupes de recherche différents. La valeur médiane est de 14 USD/tC, mais les estimations sont très déséquilibrées vers la droite, avec une moyenne non pondérée de 93 USD/tC et un écart type de 203 USD/tC. L'estimation moyenne décroît considérablement, jusqu'à 43 USD/tC, lorsque seules les études examinées par les pairs sont prises en compte ; l'écart-type fait de même, à 83 USD/tC. L'impact de la méthodologie est évident – en particulier l'utilisation d'un taux d'intérêt très faible pour l'actualisation et l'utilisation de « pondérations selon les capitaux » pour effectuer des cumuls sur plusieurs pays – et explique la plupart des estimations les plus hautes. Tol conclut : « A partir d'hypothèses d'actualisation et d'agrégation classiques, les coûts marginaux des dommages [...] sont peu susceptibles de dépasser 50 USD/tC et [sont] probablement beaucoup plus faibles » (p. 2064).
28. Ces données sont calculées sur la base du taux de croissance annuel de la production par habitant en l'absence de changement climatique d'origine anthropique, à savoir 1.3 pour cent, pris pour hypothèse par Stern et appliqué sur une période de 200 ans, dont sont déduits 35.2 pour cent correspondant à la perte pour le 95ème centile dans le plus pessimiste des scénarios présentés, dénommé « *High Climate, market impacts + risk of catastrophe + non-market impacts* » (décrit p. 156 et dans la Figure 6.5c). Nordhaus (2006, p. 18) effectue un calcul relativement similaire dans une version de travail de sa critique de 2007.
29. Nous avons recalculé en prix 2005 le chiffre de Stern de 85 USD exprimé en prix 2000 (Stern 2006, p. 287) en utilisant le taux de croissance de 13.4 pour cent de l'indice américain des prix à la consommation au cours de cette période.
30. En 2003, le prix du charbon aux Etats-Unis était de 19.68 USD par tonne métrique (US EIA 2006, Tableau 8, après conversion en tonnes métriques) ; la teneur en carbone de ce combustible étant de 0.75 (O'Hara 1990, Tableau 6), on obtient un prix de 26 USD/tC.

## RÉFÉRENCES

- Agence internationale de l'énergie (AIE), 2001, Saving oil and reducing CO<sub>2</sub>-emissions in transport, AIE/OCDE, Paris, France.
- AIE, 2002, Transportation and Energy, AIE/OCDE, Paris.  
(<http://www.iea.org/textbase/papers/2002/transportation.pdf> (dernier accès le 3 septembre 2007))
- AIE, 2006, World Energy Outlook 2006, AIE/OCDE, Paris.
- An, Feng, Deborah Gordon, Hui He, Drew Kodjak et Daniel Rutherford, 2007, *Passenger vehicle greenhouse gas and fuel economy standards: a global update*, Conseil international pour des transports propres (ICCT).
- Arrow, Kenneth J., 2007, « Global climate change: a challenge to policy », *Economists' Voice*, juin. Berkeley Electronic Press, [www.bepress.com/ev](http://www.bepress.com/ev)
- Basso, Leonardo et Tae Hoon Oum, 2007, Automobile fuel demand: a critical assessment of empirical methodologies, *Transport Reviews*, 27, 4, 449-484.
- Brons, Martijn, Peter Nijkamp, Eric Pels et Piet Rietveld, 2007, A meta-analysis of the price elasticity of gasoline demand – a SUR approach, *Energy Economics*, à paraître.
- CCE, 2007, document de travail des services de la Commission accompagnant « Limiting global climate change to 2 degrees Celsius – the way ahead for 2020 and beyond », SEC(2007) 8, Commission des Communautés Européennes.
- CEMT, 1998. *Des transports efficaces pour l'Europe : politiques pour l'internalisation des coûts externes*. Conférence Européenne des Ministres des Transports, Organisation de coopération et de développement économiques, Paris.
- Cline, William R., 1990. *The Economics of Global Warming*. Institute for International Economics, Washington, D.C.
- Commission Européenne, 2007, « Adaptation au changement climatique en Europe: les possibilités d'action de l'Union Européenne », Livre Vert, rapport SEC(2007) 849, 29 juin, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52007DC0354:FR:HTML>
- Convery, Frank J. et Luke Redmond, 2007, « Market and price developments in the European Union Emissions Trading Scheme », *Review of Environmental Economics and Policy*, 1(1):88-111.



- Davis, Stacey C. et Susan W. Diegel, 2007, *Transportation Energy Data Book, Edition 26*, U.S. Department of Energy – Oak Ridge National Laboratory, ORML-6978.
- Eads, George, 2006, *Transportation, energy, and emissions: an overview*, présenté lors du symposium « Global Energy and Climate Change », UCLA Conference Center, Lake Arrowhead, Californie, octobre 2006.
- Fulton, Lew et George Eads, 2004, IEA/SMP model documentation and reference case projection, <http://www.wbcsd.org/plugins/DocSearch/details.asp?type=DocDet&ObjectId=MTE0Njc> (dernier accès le 3 septembre 2007).
- GIEC, 2007, « Summary for Policymakers » In: M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden et C.E. Hanson, Dir. de publ., *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni, pp. 7-22. <http://www.ipcc-wg2.org/index.html> (dernier accès le 11 septembre 2007).
- Grange, Natalie, 2007, Comment Bercy peut procéder, *Bulletin des Transports et de la Logistique*, 3187, 487-488.
- Greene, David et John German, 2007, « Fuel economy: the case for market failure », présenté lors de la conférence 2007 d'Asilomar sur la politique du transport et du climat. <http://www.its.ucdavis.edu/events/outreachevents/asilomar2007/presentationspourcent20list.php> (dernier accès le 6 septembre 2007).
- Harrington, Winston et Virginia McConnell, 2003, *Motor Vehicles and the Environment, Resources for the Future Report* (avril), <http://www.rff.org/rff/Documents/RFF-RPT-carsenviron.pdf>.
- Hughes, Jonathan E., Christopher R. Knittel et Daniel Sperling, 2006, *Evidence of a Shift in the Short-Run Price Elasticity of Gasoline Demand*. Institute of Transportation Studies, Université de Californie, Davis, rapport de recherche UCD-ITS-RR-06-16.
- Johansson, Olof et Lee Schipper, 1997, Measuring the long run fuel demand of cars: separate estimations of vehicle stock, mean fuel intensity and mean annual driving distance, *Journal of Transport Economics and Policy*, 31, 277-292.
- Knockaert, Jasper et Stef Proost, 2005, Transport sector, in: Bert Willems, Johan Eyckmans, and Stef Proost (Dir. de publ.), *Economic aspects of climate change policy, a European and Belgian perspective*, Leuven, Belgique : Acco, 99-110.
- Leiby, Paul N., 2007, Estimating the Energy Security Benefits of Reduced U.S. Oil Imports, rapport N° ORNL/TM-2007/028, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, février.
- Li, Shanjun, Christopher Timmins et Rogher H. von Haefen, 2007, « Do gasoline prices affect fleet fuel economy? », document de travail, Duke University et North Carolina State University, juillet.
- Mendelsohn, Robert, William D. Nordhaus et Daigee Shaw, 1994, The impact of global warming on agriculture, *American Economic Review*, 84, 4, 753-771.

- Nordhaus, William D., 1994. *Managing the Global Commons: The Economics of Climate Change*. Cambridge, MA, MIT Press.
- Nordhaus, William D., 2006, « The *Stern Review* on the economics of climate change », document de travail 12741, National Bureau of Economic Research, Cambridge, Mass., décembre.
- Nordhaus, William D., 2007a, “A review of the *Stern Review on the Economics of Climate Change*,” *Journal of Economic Literature*, 45: 686-702.
- Nordhaus, William D., 2007b, « To tax or not to tax: alternative approaches to slowing global warming », *Review of Environmental Economics and Policy*, 1(1): 26-44.
- O'Hara, Fred ,Jr., 1990. *Glossary: Carbon Dioxide and Climate*. ORNL/CDIAC-39, Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, Third Edition. <http://cdiac.ornl.gov/pns/convert.html>
- Parry, Ian W.H., 2005, « Should fuel economy standard be raised? » *Resources*, 159 (automne), Resources for the Future, Washington, D.C., 15-19.
- Parry, Ian W.H., et Joel Darmstadter, 2003, “The costs of U.S. oil dependency,” Discussion Paper 03-59, Resources for the Future, Washington, D.C., décembre, <http://www.rff.org/Documents/RFF-DP-03-59.pdf>
- Parry, Ian W.H., Margaret Walls et Winston Harrington, 2007, “Automobile Externalities and Policies”, *Journal of Economic Literature*, 45: 373-399.
- Parry, Martin L., Osvaldo F. Canziani, Jean P. Palutikof et co-auteurs, 2007, « Technical Summary », in: M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden et C.E. Hanson, Eds., *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni, pp. 23-78. <http://www.ipcc-wg2.org/index.html> (dernier accès le 11 septembre 2007)
- Pisarski, Alan E., 2006, *Commuting in America III: the third national report on commuting patterns and trends*, National Cooperative Highway Research Program Report 550 et Transit Cooperative Research Program Report 110, Washington : Transportation Research Board.
- Plotkin, Steven E., 2004, *Fuel economy initiatives: International Comparisons*, in *Encyclopedia of Energy*, Vol. 2, Elsevier.
- Proost, Stef, Van Dender K., De Borger B. *et al.* (2002), How large is the gap between present and efficient transport prices in Europe?, *Transport Policy*, 9(1), 41-57.
- Sansom, Tom, Chris Nash, Peter Mackie, Jeremy Shires et Paul Watkiss, 2001, *Surface transport costs and charges - Great Britain 1998*, ITS Leeds en partenariat avec AEA Technology Environment.
- Schelling, Thomas C., Climate change: the uncertainties, the certainties, and what they imply about action, *Economists' Voice*, juin, Berkeley Electronic Press, [www.bepress.com/ev](http://www.bepress.com/ev)

- Small, Kenneth A. et Erik T. Verhoef, 2007, *The Economics of Urban Transportation*, Londres: Routledge.
- Small, Kenneth A. et Kurt Van Dender, 2007a, Fuel efficiency and motor vehicle travel: the declining rebound effect, *The Energy Journal*, 28, 1, 25-51.
- Small, Kenneth A. et Kurt Van Dender, 2007b, Fuel Efficiency and Motor Vehicle Travel: The Declining Rebound Effect, Working Paper 05-06-03, Département de l'économie, Université de Californie, Irvine (révisé). <http://www.economics.uci.edu/docs/2005-06/Small-03.pdf>.
- Small, Kenneth A. et Kurt Van Dender, 2007c, The Changing Responses to Fuel Efficiency Policies for Motor Vehicles, *Access*, Berkeley: University of California Transportation Center (à paraître).
- Small, Kenneth. A., 1997, Economics and urban transportation policy in the United States, *Regional Science and Urban Economics*, 27, 671-691.
- Sorrell, Steve, 2007, The Rebound Effect: An Assessment of the Evidence for Economy-wide Energy Savings from Improved Energy Efficiency, UK Energy Research Centre, Londres, octobre.
- Stern, Nicholas, 2006, *The Economics of Climate Change: The Stern Review*, HM Treasury, Londres. [http://www.hm-treasury.gov.uk/independent\\_reviews/stern\\_review\\_economics\\_climate\\_change/stern\\_review\\_report.cfm](http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/stern_review_report.cfm).
- Tol, Richard S.J., 2005, « The marginal damage costs of carbon dioxide emissions: an assessment of the uncertainties », *Energy Policy*, 33: 2064-2074.
- Tol, Richard S.J., Samuel Fankhauser, Richard Richels et J. Smith, 2000, « How Much Damage will Climate Change Do? Recent Estimates », *World Economics* 1: 179-206.
- Turrentine, Thomas S. et Kenneth S. Kurani (2007) Car buyers and fuel economy?, *Energy Policy* 35: 1213 – 1223.
- US EIA, 2006, *Annual Energy Review 2006*, rapport N° DOE/EIA-0384(2006). Washington, D.C.: US Energy Information Agency. <http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/>
- US EIA, 2007, *Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030*, rapport DOE/EIA-0383. Washington, D.C.: US Energy Information Agency, février. <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html>
- US FHWA, 2007, « Traffic volume trends: April 2007 », Office of Highway Policy Information. [http://knowledge.fhwa.dot.gov/cops/hcx.nsf/All+Documents/C2ADEF03A3D7529785257316003C1281/\\$FILE/TvtMonthlyReportpourcent20Aprpourcent202007.xls](http://knowledge.fhwa.dot.gov/cops/hcx.nsf/All+Documents/C2ADEF03A3D7529785257316003C1281/$FILE/TvtMonthlyReportpourcent20Aprpourcent202007.xls)
- US National Research Council, 2002, *Effectiveness and Impact of Corporate Average Fuel Economy (CAFE) Standards*, Washington, DC: National Academy Press.
- Wadud, Zia, Daniel J. Graham et Robert B. Noland, 2007a, « Gasoline demand with heterogeneity in household responses » document de travail, Centre for Transport Studies, Imperial College, Londres.

Wadud, Zia, Daniel J. Graham et Robert B. Noland, 2007b, « Modelling fuel demand for different socio-economic groups », document de travail, Centre for Transport Studies, Imperial College, Londres.

Weitzman, Martin L., 2007, “A review of the *Stern Review on the Economics of Climate Change*,” *Journal of Economic Literature*, 45: 703-724.

West, Sarah et Robertson C. Williams III, 2007, Optimal taxation and cross-price effects on labor supply: estimates of the optimal gas tax, *Journal of Public Economics*, 91, 593-617.



**LISTE DES PARTICIPANTS**

Professor Paul R. PORTNEY Dean Eller College of Management The University of Arizona 1130 E. Helen Street P.O. Box 210108 Tucson, AZ 85721-0108 ÉTATS-UNIS	<b>Président</b>
Professor Kjell ALEKLETT Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group Department of Physics and Astronomy Uppsala University Box 535 SE-751 21 UPPSALA SUÈDE	<b>Rapporteur</b>
Mr. Lawrence EAGLES Head Oil Industry and Markets Division International Energy Agency 9 rue de la Fédération 75015 PARIS FRANCE	<b>Rapporteur</b>
Prof. David GREENE, Ph.D. Oak Ridge National Laboratory Centre for Transportation Analysis National Transportation Research Center 2360 Cherahala Boulevard KNOXVILLE, TN 37932 ÉTATS-UNIS	<b>Rapporteur</b>
Professor Kenneth SMALL University of California at Irvine Economics Department 3151 Social Science Plaza IRVINE CA. 92697-5100 ÉTATS-UNIS	<b>Rapporteur</b>

Dr. Kurt VAN DENDER  
Administrator  
OECD/ITF Joint Transport Research Centre  
2-4 rue Louis David  
F-75016 PARIS  
FRANCE

**Co-Rapporteur**

Mme Nathalie ALAZARD-TOUX  
Directeur des Études Économiques  
Institut Français du Pétrole  
1-4, avenue de Bois-Préau  
92852 RUEIL-MALMAISON Cedex  
FRANCE

Dr. Roger BENTLEY  
Senior Research Fellow  
Department of Cybernetics  
The University of Reading  
Whiteknights  
PO Box 217  
READING, Berkshire, RG6 6AH  
ROYAUME-UNI

Prof. Runar BRANNLUND  
Department of Economics  
Umea University  
S-901 87 UMEA  
SUÈDE

Drs. Martijn BRONS  
Free University Amsterdam  
Department of Spatial Economics  
Faculty of Economic Sciences, Business Administration and Econometrics  
De Boelelaan 1105  
NL-1081 HV Amsterdam  
PAYS-BAS

Dr. Joyce DARGAY  
Reader in Travel Demand Analysis  
Institute for Transport Studies  
Faculty of Environment  
Room: G03 (41 UR)  
University of Leeds  
GB-LEEDS LS2 9JT  
ROYAUME-UNI

Mr. Jos DINGS  
Director  
European Federation for Transport and Environment (T&E)  
Rue de la Pépinière, 1  
B-1000 BRUSSELS  
BELGIQUE

Mrs. Sandrine DIXSON-DECLEVE  
Executive Director  
International Sustainable Energy Exchange (ISEE) &  
International Fuel Quality Centre (IFQC)  
17A, Avenue du Fond Jean Rosy  
B-1330 RIXENSART  
BELGIQUE

Ms. Naoko DOI  
Head, Transport Energy Demand Sector  
Asia Pacific Energy Research Centre (APERC)  
Inui Building  
Kachidoki 16F  
1-13-1 Kachidoki  
Chuo-ku,  
104-0054 TOKYO  
JAPON

Dr. Fereidun FESHARAKI  
Chairman and CEO, FACTS Global Energy  
Senior Fellow  
East-West Center  
1601 East West Road  
HONOLULU, Hawaii 96848  
ÉTATS-UNIS

Mr. Adrian GAULT  
Head of Transport Analysis and Review Division  
Department for Transport  
Great Minster House, Zone 4/14a  
76 Marsham Street  
London SW1P 4DR  
ROYAUME-UNI

Dr. Jonathan GUPTON  
Energy Information Administration (EIA)  
US Department of Energy (DOE)  
1000 Independence Ave, SW.  
WASHINGTON, DC 20585  
ÉTATS-UNIS



Dr. Niels Buus KRISTENSEN  
Director  
Danish Transport Research Institute  
Danish Technical University  
Knuth-Winterfeldts Alle Bygning 116 Vest  
DK-2800 LYNGBY  
DANEMARK

Mr. Michael LYNCH  
President and Director of Global Petroleum Service  
Strategic Energy & Economic Research, Inc. (SEER)  
14 West Chardon Road  
Winchester, MA 01890  
ÉTATS-UNIS

Prof. Anil MARKANDYA  
Fondazione Eni Enrico Mattei  
Corso Magenta 63  
I-20123 MILAN  
ITALIE

Prof. Angelo MARTINO  
TRT Trasporti e Territorio SRL  
Via Rutila, 10/8  
I-20146 MILANO  
ITALIE

Prof. Alan McKINNON  
Heriot-Watt University  
Logistics Research Centre  
School of Management  
GB-EDINBURGH EH14 4AS  
ROYAUME-UNI

Dr. Imre Tamás MERÉTEI  
Deputy Head of Automotive Engineering,  
Environmental and Energy Division  
Thán Karoly u. 3-5  
H-1119 BUDAPEST  
HONGRIE

Dr. Ulf MOSLENER  
Senior Researcher  
ZEW (Centre for European Economic Research)  
L7,1  
D-68161 MANNHEIM  
ALLEMAGNE

M. J.P. MOULINIER  
Ingénieur général des Ponts et Chaussées  
Ministère de l'Écologie, de l'Aménagement et du Développement Durables  
Chargé de Mission Stratégie  
Grande Arche de la Défense Paroi Sud  
F-92055 LA DEFENSE Cedex 04  
FRANCE

Dr Pierre NOEL  
Research Associate  
Electricity Policy Research Group  
Judge Business School  
University of Cambridge  
Trumpington Street  
GB-CAMBRIDGE CB2 1AG  
ROYAUME-UNI

Dr. Robert NOLAND  
Reader in Transport and Environmental Policy  
Centre for Transport Studies  
Department of Civil and Environmental Engineering  
Imperial College London  
GB-LONDON SW7 2AZ  
ROYAUME-UNI

Mr. Nils-Anders NORDLIEN  
Adviser  
Ministry of Petroleum and Energy  
Einar Gerhardsens Plass 1  
Postboks 8148 Dep,  
N-0033 OSLO  
NORVÈGE

Prof. Émile QUINET  
Chef du Département d'Économie et des Sciences  
École Nationale des Ponts et Chaussées  
28 rue des Saints-Pères  
F-75007 PARIS  
FRANCE

Dr. Farideh RAMJERDI  
Senior Economist  
Institute of Transport Economics  
Gaustadalleen 21  
N-0349 OSLO  
NORVÈGE

Prof.Dr. Wolfgang SCHADE  
Project Leader, Senior Analyst  
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI  
Nachhaltiges Wirtschaften und Infrastrukturen  
Breslauer Strasse 48  
D-76139 KARLSRUHE  
ALLEMAGNE

M. Thierry VEXIAU  
Chargé de Mission - Environnement  
Ministère de l'Écologie, de l'Aménagement et du Développement Durables  
Grande Arche de la Défense Paroi Sud  
F-92055 LA DEFENSE Cedex 04  
FRANCE

Prof. Franz WIRL  
Chair: Industry, Energy and Environment  
University of Vienna  
Brünnerstr. 72  
Room 123  
A-1210 VIENNA  
AUTRICHE

#### **AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE :**

Mr. Pierpaolo CAZZOLA  
Energy Analyst  
Energy Technology Policy Division  
International Energy Agency (IEA)  
9 rue de la Fédération  
75775 PARIS CEDEX 15  
FRANCE

Mr. Paul DOWLING  
Energy Analyst  
Economic Analysis Division  
International Energy Agency  
9 rue de la Federation  
75015 PARIS  
FRANCE

Mr David FYFE  
Senior Energy Analyst  
Oil Industry and Markets Division  
International Energy Agency (IEA)  
9 rue de la Fédération  
75775 PARIS CEDEX 15  
FRANCE

Mr. Lew FULTON  
Senior Transport Energy Analyst  
Energy Technology Policy Division  
International Energy Agency (IEA)  
9 rue de la Fédération  
75775 PARIS CEDEX 15  
FRANCE

Mr. Olivier RECH  
Economic Analysis Division  
International Energy Agency (IEA)  
9 rue de la Fédération  
75775 PARIS CEDEX 15  
FRANCE

**OBSERVATEURS :**

Mrs. Tamara KURZOVA  
Head of Department for Foreign Economic Relations  
Ministry of Transport and Communications of Ukraine  
14 Peremohy Avenue  
01135 KIEV  
UKRAINE

Dr. Viktor USTYMENKO  
State Road Transport Research Institute  
Ministry of Transport and Communications of Ukraine  
14 Peremohy Avenue  
01135 KIEV  
UKRAINE

Mrs. Murad GURMERIC  
Highways Expert  
State Planning Organization  
ANKARA  
TURQUIE

Mr. Sedef YAVUZ NOYAN  
Maritime Expert  
State Planning Organization  
ANKARA  
TURQUIE

## FORUM INTERNATIONAL SUR LES TRANSPORTS

Mr. Alain RATHERY  
Secrétaire Général Adjoint du Forum International sur les Transports

### CENTRE CONJOINT DE RECHERCHE SUR LES TRANSPORTS OCDE/FIT

Mr. Stephen PERKINS  
Chef du Centre Conjoint de Recherche sur les Transports

Dr. Kurt VAN DENDER  
Administrateur  
Centre Conjoint de Recherche sur les Transports

Dr. Michel VIOLLAND  
Administrateur  
Centre Conjoint de Recherche sur les Transports

Mr. Jari KAUPPILA  
Administrateur  
Centre Conjoint de Recherche sur les Transports

Mr. Philippe CRIST  
Administrateur  
Centre Conjoint de Recherche sur les Transports

Mrs. Julie PAILLIEZ  
Assistante  
Centre Conjoint de Recherche sur les Transports

Mlle Françoise ROULLET  
Assistante  
Centre Conjoint de Recherche sur les Transports

### SECRETARIAT FORUM INTERNATIONAL SUR LES TRANSPORTS

Mrs. Mary CRASS  
Administrateur Principal, FIT

Mr. Michael ZIRPEL  
Administrateur Principal, FIT

Mr. Brendan HALLEMAN  
Administrateur, FIT

## ÉGALEMENT DISPONIBLES

**L'offre de transports : les limites de la (dé)réglementation. Série CEMT – Table Ronde 129<sup>ème</sup>**  
(2006)

(75 2006 02 2 P) ISBN 92-821-2347-2

**Transport et commerce international. Série CEMT – Table Ronde 130<sup>ème</sup>** (2006)

(75 2006 13 2 P1) ISBN 92-821-1340-X

**Les transports et la décentralisation. Série CEMT – Table Ronde 131<sup>ème</sup>** (2006)

(75 2006 12 2 P1) ISBN 92-821-1344-2

**Investissements en infrastructures de transport et productivité de l'économie. Série CEMT – Table Ronde 132<sup>ème</sup>** (2007)

(74 2007 04 2 P1) ISBN 978-92-821-0126-1

**La (dé)réglementation du secteur des taxis. Série CEMT – Table Ronde 133<sup>ème</sup>** (2007)

(74 2007 02 2 P1) ISBN 978-92-821-0116-2

**Accès au marché, commerce des services de transport et facilitation des échanges. Série CEMT – Table Ronde 134<sup>ème</sup>** (2007)

(74 2007 05 2 P1) ISBN 978-92-821-0148-3

**Tarification des infrastructures de transport et dimensionnement de la capacité : L'autofinancement de l'entretien et de la construction des routes. Série CEMT – Table Ronde 135<sup>ème</sup>** (2007)

(74 2007 01 2 P1) ISBN 978-92-821-0110-0

**Estimation et évaluation des coûts de transport. Série CEMT – Table Ronde 136<sup>ème</sup>** (2007)

(74 2007 06 2 P1) ISBN 978-92-821-0153-7

**Transport, formes urbaines et croissance économique. Série CEMT – Table Ronde 137<sup>ème</sup>**  
(2007)

(74 2007 07 2 P1) ISBN 978-92-821-0166-7

**Biocarburants : Lier les politiques de soutien aux bilans énergétiques et environnementaux. Série FIT – Table Ronde 138<sup>ème</sup>** (2008)

(75 2008 02 2 P1) ISBN 978-92-82-10181-0

*Vous pourrez recevoir par email des informations sur les nouvelles publications de l'OCDE*

*en vous inscrivant sur [www.oecd.org/OECDdirect](http://www.oecd.org/OECDdirect)*

*Vous pourrez les commander directement sur [www.oecd.org/bookshop](http://www.oecd.org/bookshop)*

*Vous trouverez des informations complémentaires sur le FIT sur [www.internationaltransportforum.org](http://www.internationaltransportforum.org)*

LES ÉDITIONS DE L'OCDE, 2, rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16  
IMPRIMÉ EN FRANCE  
(74 2008 03 2 P) ISBN 978-92-821-0251-0 – n° 56186 2008

## PÉTROLE ET TRANSPORTS: LA FIN DES CARBURANTS À PRIX ABORDABLE ?

La consommation de pétrole se concentre de plus en plus dans le secteur des transports. Ainsi, des variations relativement limitées de la demande dans ce secteur peuvent avoir des effets de plus en plus sensibles sur les cours du pétrole, qui ont atteint un sommet historique début 2008, franchissant la barre des 100 dollars le baril pour la première fois depuis le choc pétrolier de 1979. Le facteur sous-jacent de cette flambée des prix a été la demande émanant des économies en développement rapide, au premier rang desquels la Chine, où le secteur des transports est le plus gros consommateur de pétrole.

La puissance de marché des pays de l'OPEP s'accroît à mesure que la production de pétrole conventionnel hors OPEP atteint un plateau. Les réserves de pétrole que recèlent les sables bitumineux du Canada ou d'ailleurs sont considérables et leur exploitation est concurrentielle tant que les prix du pétrole restent supérieurs à 40 dollars le baril. Mais l'exploitation de ces réserves (de leur extraction à leur utilisation dans le secteur des transports) engendre deux fois plus d'émissions de CO<sub>2</sub> que l'utilisation du pétrole conventionnel.

Cette Table Ronde évalue les mesures dont disposent les pouvoirs publics pour sécuriser les approvisionnements pétroliers et freiner le changement climatique. Elle examine leur interaction avec les mesures destinées à gérer la congestion et réduire la pollution atmosphérique locale. Cet ouvrage identifie un certain nombre d'incompatibilités et de nécessaires arbitrages, soulignant ainsi l'importance d'une approche intégrée dans l'élaboration des politiques.

Ce rapport examine aussi les facteurs qui déterminent les prix du pétrole à court et long terme, ainsi que les perspectives concernant les approvisionnements pétroliers.



[www.internationaltransportforum.org](http://www.internationaltransportforum.org)

éditions OCDE  
[www.oecd.org/editions](http://www.oecd.org/editions)

(74 2008 03 2 P1) ISBN 978-92-82-10251-0

