

N° 105

SÉNAT

SESSION ORDINAIRE DE 2005-2006

Annexe au procès-verbal de la séance du 24 novembre 2005

RAPPORT D'INFORMATION

FAIT

au nom de la délégation du Sénat pour la planification (1) sur les perspectives d'évolution du prix des hydrocarbures à moyen et long terme,

Par MM. Joseph KERGUERIS et Claude SAUNIER,

Sénateurs.

(1) Cette délégation est composée de : M. Joël Bourdin, président ; M. Pierre André, Mme Évelyne Didier, MM. Joseph Kergueris, Jean-Pierre Placade, vice-présidents ; MM. Yvon Collin, Claude Saunier, secrétaires ; MM. Bernard Angels, Gérard Bailly, Yves Fréville, Yves Krattinger, Philippe Leroy, Marcel Lesbros, Jean-Luc Miraux, Daniel Soulage.

Pétrole et dérivés.

SOMMAIRE

INTRODUCTION	7
I. LA SITUATION ACTUELLE : UN COURS DU PÉTROLE EN FORTE HAUSSE DEPUIS 3 ANS	9
A. UN BREF HISTORIQUE	9
1. 1930-1973 : une très longue période de stabilité des prix du pétrole	9
2. 1973 et 1979 : les deux chocs pétroliers	10
3. 1981- 1986 : une forte diminution des prix	10
4. 1987- 2000 : une relative stabilité des prix autour de 20 dollars	10
5. Depuis 2000, une hausse durable des prix du pétrole et des produits dérivés	11
a) L'augmentation des prix du brut.....	11
b) L'augmentation des prix des produits dérivés	13
B. LES CAUSES DE LA HAUSSE DES PRIX DU PÉTROLE BRUT ET DES PRODUITS DÉRIVÉS	14
1. Les causes de la hausse des prix du brut.....	14
a) La nouvelle politique de l'OPEP	14
b) L'essor de la demande.....	15
c) La forte réduction des capacités excédentaires de production	17
d) La multiplication des aléas conjoncturels.....	18
e) La spéculation et les inquiétudes pour le futur	19
2. Les causes de la hausse des prix des produits dérivés	22
a) Des capacités de raffinage trop limitées	23
b) L'inadaptation de l'outil de raffinage à l'évolution de la demande.....	25
II. QUELLES PERSPECTIVES À MOYEN ET LONG TERME ?	27
A. LES FACTEURS QUI INFLUENCENT LES PRIX	27
1. Du côté de la demande	28
a) Les facteurs en faveur d'une hausse de la demande	28
b) Les facteurs qui pourraient ralentir la croissance de la demande	29
2. Du côté de l'offre.....	30
a) Les réserves	30
(1) Une notion mouvante en fonction des progrès technologiques et du prix du pétrole.....	31
(2) Des estimations à considérer avec précaution	31
(3) Les ressources ultimes récupérables	33
b) Le pic de production.....	34
c) L'évolution de l'offre des pays non OPEP	36
(1) Des prévisions de production contrastées.....	37
(2) Une production fortement dépendante des progrès technologiques et du maintien de prix élevés	39
d) Le rôle futur des pays de l'OPEP	42
(1) Les prévisions de production	43
(2) Les capacités réelles de production des pays de l'OPEP	43
(3) Les incertitudes pesant sur la volonté politique des pays de l'OPEP à satisfaire entièrement la croissance de la demande mondiale	46
B. LES SCENARII D'ÉVOLUTION DES PRIX	49
1. Un double consensus	49
a) Des tensions sur le marché qui ont vocation à perdurer.....	49
b) Un prix qui ne redescendra pas au dessous de 40 dollars	51
2. A moyen terme, des estimations de prix très contrastées en fonction des hypothèses retenues.....	52

III. L'IMPACT DE LA HAUSSE DES PRIX DU PÉTROLE SUR L'ÉCONOMIE MONDIALE	55
A. LES CARACTÉRISTIQUES DU TROISIÈME CHOC PÉTROLIER	55
1. <i>Un choc d'une ampleur similaire aux deux précédents ?</i>	55
2. <i>Un choc de demande</i>	56
3. <i>Un impact relativement réduit sur la croissance et l'inflation</i>	56
B. LES RAISONS QUI EXPLIQUENT CET IMPACT LIMITÉ	58
1. <i>La faiblesse des anticipations inflationnistes</i>	58
2. <i>La diminution de l'intensité de la croissance en pétrole</i>	59
3. <i>Une économie mondiale globalement « financiarisée »</i>	60
4. <i>La faiblesse des taux d'intérêt</i>	60
5. <i>La forte participation des pays émergents à l'activité mondiale</i>	61
C. UN IMPACT QUI NE DOIT CEPENDANT PAS ÊTRE NÉGLIGÉ	62
1. <i>Un impact plus prononcé pour les pays en développement</i>	62
2. <i>Les pays de l'Union proportionnellement plus touchés</i>	63
3. <i>Une situation à risque</i>	64
D. UNE SIMULATION DE L'IMPACT DE LA HAUSSE DES PRIX DU PÉTROLE REALISÉE À L'AIDE DU MODÈLE MACROÉCONOMIQUE NEMESIS	65
1. <i>Les conditions de mise en œuvre de la simulation</i>	65
a) <i>L'évolution dans le temps du prix du pétrole</i>	65
b) <i>Les variables monétaires et de politique économique</i>	65
c) <i>Les réactions des pays non européens</i>	66
2. <i>Les mécanismes à l'œuvre</i>	66
a) <i>Les effets de substitution</i>	67
b) <i>Les effets « revenu » et la demande</i>	67
3. <i>Les résultats macro-économiques : la France moins affectée que l'Europe</i>	68
a) <i>Résultats pour l'Europe</i>	68
b) <i>Le cas de la France</i>	69
4. <i>Le redéploiement sectoriel</i>	69
5. <i>L'évolution des prélèvements fiscaux due au choc pétrolier</i>	70
IV. QUELLES ACTIONS POUR LES POUVOIRS PUBLICS ?	73
A. LES RISQUES LIÉS À UNE HAUSSE DURABLE DU PRIX DU PÉTROLE	73
B. L'ACTION SUR LES MARCHÉS	74
1. <i>Améliorer l'information des marchés</i>	74
2. <i>Renforcer la transparence des marchés « papier »</i>	75
3. <i>Opérer une meilleure utilisation des stocks stratégiques</i>	76
C. L'ACTION SUR L'OFFRE DE PÉTROLE	77
1. <i>Réduire les obstacles politiques à l'investissement</i>	78
2. <i>Assurer la sécurité des approvisionnements</i>	78
D. L'ACTION SUR LA DEMANDE DE PÉTROLE	79
1. <i>La relance des économies d'énergie</i>	80
2. <i>L'optimisation des énergies par leur diversification</i>	81
3. <i>Les outils à la disposition de l'Etat pour favoriser la réduction des émissions de gaz à effet de serre</i>	82

LES RECOMMANDATIONS	85
CONCLUSION	87
EXAMEN EN DÉLÉGATION	91
ANNEXE : LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES	97

INTRODUCTION

Réunie le 22 juin dernier sous la présidence de M. Joël BOURDIN, président, la Délégation parlementaire pour la planification du Sénat a confié à vos deux rapporteurs une étude sur l'évolution des prix du pétrole à moyen terme. A cette époque, le baril de brut s'échangeait à 55 dollars et la presse commentait chaque semaine ses mouvements à la hausse et à la baisse.

L'objectif de cette étude était triple.

D'abord, il convenait de prendre de la distance face à cette tourmente médiatique afin d'analyser en profondeur les mécanismes de fixation des prix du pétrole et de comprendre les raisons de cette hausse. En effet, si les journaux et les magazines se sont largement saisis de ce thème, l'analyse proposée est souvent partielle et ne permet pas de confronter les différents points de vue pour se forger une opinion. Or, le Parlement ne peut agir efficacement que s'il est bien informé.

Par ailleurs, face à la multiplication des déclarations aussi variées que contradictoires sur l'évolution des prix du pétrole, cette étude devait clarifier le débat à travers l'analyse des hypothèses sur lesquelles se fondent les différentes estimations et élaborer ses propres projections.

Enfin, cette étude avait pour finalité de mesurer l'impact de la hausse des prix du pétrole sur l'économie mondiale : entre 2003 et 2005, les prix ont été multipliés par 2,2. Il s'agit donc bien d'un nouveau choc pétrolier, même s'il se distingue des deux premiers sur de nombreux points.

Les enjeux liés à l'augmentation des prix du pétrole sont de taille. En 2004, la facture pétrolière globale de la France (pétrole brut et produits raffinés) a augmenté de 26,9% pour atteindre 23,14 milliards d'euros. A 28,35 milliards d'euros, la facture énergétique de la France représente désormais 1,75% du PIB, un niveau jamais atteint depuis 1986.

Deux thèses s'affrontent. Pour certains, les tensions sur le marché, fortement liées à la quasi-disparition des capacités résiduelles de production, pourraient s'apaiser à l'horizon de quelques trimestres ou de quelques années avec la disparition du sous-investissement en capacités pétrolières. Le Cambridge Energy Research Associates (CERA) estime ainsi qu'à partir de 2007-2008, la monde connaîtra de nouveau une période de surcapacités de production de pétrole par rapport à la demande qui engendrera une baisse relativement importante des prix.

D'autres, au contraire, sont persuadés que la zone d'équilibre des prix du pétrole s'est durablement déplacée vers le haut en raison d'une demande structurellement forte qui ne pourra être satisfaite sans une hausse du coût marginal de production.

Vos rapporteurs se sont donc intéressés aux facteurs qui déterminent l'offre et la demande de pétrole sur un marché qui s'est mondialisé : aujourd'hui, une modification dans l'offre ou la demande en provenance d'une zone géographique, voire d'un pays « stratégique » (les Etats-Unis et la Chine en ce qui concerne la demande, les grands pays producteurs en ce qui concerne l'offre) a aussitôt des répercussions sur les prix mondiaux.

Pour accomplir leur mission, vos rapporteurs ont confronté les statistiques de l'Agence Internationale de l'Énergie, du Fonds Monétaire International, du département fédéral de l'énergie américain, de l'Institut Français du Pétrole (IFP), de l'OPEP (Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole) et de l'Association for the Study of Peak Oil.

Ils ont également analysé les études sur l'évolution des prix du pétrole publiées récemment non seulement par les institutions mentionnées précédemment, mais également par la Direction de la Prévision et de l'analyse économique, les grands instituts de conjoncture, de nombreux centres de recherche français et étrangers, des chercheurs indépendants, des analystes financiers et certaines compagnies pétrolières.

Enfin, ils ont auditionné plus de 40 personnes aussi bien en France qu'aux Etats-Unis.

C'est le résultat de ce travail de synthèse des analyses et de confrontations des points de vue que vos rapporteurs souhaitent aujourd'hui vous présenter.

I. LA SITUATION ACTUELLE : UN COURS DU PÉTROLE EN FORTE HAUSSE DEPUIS 3 ANS

Depuis trois ans, les prix moyens du pétrole ont fortement augmenté, passant de 20 dollars pendant les années 90 à plus de 50 dollars en 2005. Avant d'analyser les causes de cette forte hausse, il convient de rappeler les grandes évolutions du prix du pétrole depuis le début des années 30.

A. UN BREF HISTORIQUE

Un bref historique montre en effet que les prix du pétrole ont longtemps été très bas.

Prix du pétrole depuis 1861 en dollars



Source : British Petroleum

1. 1930-1973 : une très longue période de stabilité des prix du pétrole

Le pétrole a longtemps été une denrée peu chère, permettant l'essor économique des Etats-Unis et des pays européens. Ainsi, entre 1930 et 1973, son cours a évolué entre 10 et 15 dollars le baril (dollars 2004).

La création de l'OPEP (Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole) le 14 septembre 1960 par le Venezuela, l'Arabie saoudite, l'Irak, l'Iran et le Koweït n'a pas entraîné de modification des prix.

2. 1973 et 1979 : les deux chocs pétroliers

C'est le début de la guerre du Yom Kippour entre la Syrie, l'Égypte et Israël le 5 octobre 1973 qui est à l'origine du premier choc pétrolier : l'embargo de l'OPEP envers les pays occidentaux qui soutiennent Israël se traduit par une réduction de la production et provoque une multiplication par quatre du cours en cinq mois (17 octobre 1973 - 18 mars 1974) qui passe de 2,59 dollars courants par baril à 11,65 dollars courants par baril. Par la suite, le 7 janvier 1975, les pays de l'OPEP s'entendent pour augmenter le prix du pétrole brut de 10%.

La révolution iranienne en 1979 puis la guerre entre l'Iran et l'Irak en septembre 1980 provoquent un deuxième choc pétrolier en raison de la réduction considérable des exportations de ces pays : le baril de pétrole passe de 14 dollars courants en 1978 à 35 dollars courants en 1981.

3. 1981- 1986 : une forte diminution des prix

Cette forte augmentation du prix du pétrole va exercer deux conséquences : du côté de l'offre, elle va permettre l'arrivée sur le marché de pétrole dont l'exploitation jusque là n'était pas rentable, provenant principalement du Mexique, de l'Alaska et de la mer du Nord ; du côté de la demande, elle va accentuer la réduction de la consommation engagée à la suite du premier choc pétrolier à travers des politiques d'économie d'énergie et de diversification. Ainsi, la France lance en 1974 son premier programme électro-nucléaire et la construction de 16 tranches de 900 Mégawatts chacune. En conséquence, les prix du pétrole vont diminuer, voire s'effondrer en 1986, et ce malgré la réduction de près de moitié de la production des pays de l'OPEP.

4. 1987- 2000 : une relative stabilité des prix autour de 20 dollars

Pendant les années 90, les prix du pétrole brut exprimés en dollar 2003 évoluent autour de 20 dollars. Les périodes de forte volatilité se limitent à 1990-1991 (l'invasion irakienne du Koweït entraîne une hausse du prix du pétrole entre août et décembre 1990) et à 1998 à la suite de la crise financière des pays d'Asie du Sud-Est qui entraîne une chute brutale des prix jusqu'en février 1999 où ils atteignent 10 dollars le baril.

5. Depuis 2000, une hausse durable des prix du pétrole et des produits dérivés

a) L'augmentation des prix du brut

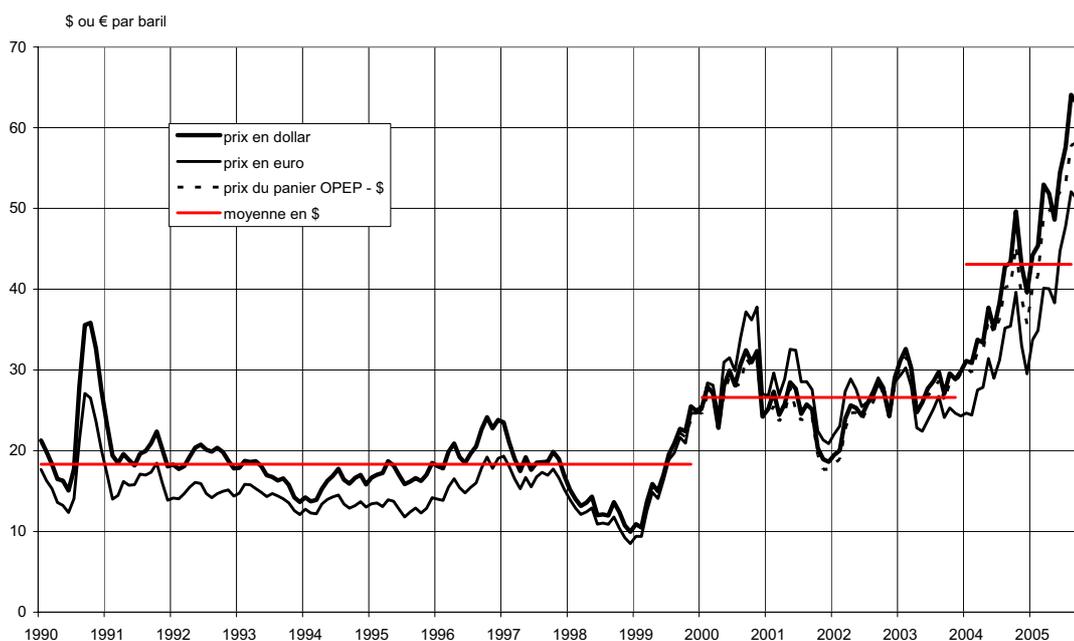
Prix du Brent en dollar par baril	Année
28,5	2000
24,4	2001
25	2002
28,9	2003
38,2	2004
53,6*	2005

Source : DIREM

* Moyenne des prix sur les neuf premiers mois de l'année

Entre 2000 et 2003, la moyenne des prix du pétrole a atteint 26,7 dollars, et ce malgré la baisse de la demande en kérosène et les perspectives de stagnation économique qui ont suivi les attentats du 11 septembre 2001 et ont pesé à la baisse sur les cours de 2001 et 2002. L'année 2004 a enregistré un nouveau record, avec une moyenne de 38,2 dollars le baril, tandis que sur les neuf premiers mois de l'année 2005, le prix du pétrole atteint 53,6 dollars.

L'évolution récente des prix du pétrole



Source : OFCE

Au total, la hausse du prix du Brent en dollars a atteint 15,6% en 2003, 32,2% en 2004 et 40,3% sur les neuf premiers mois de l'année 2005. Si en dollars courants les prix n'ont jamais été aussi élevés, il convient de rappeler qu'ils restent encore sensiblement inférieurs à leur pic de 1980 en dollars constants 2004 (80 dollars le baril).

Les différentes qualités de brut

Si dans le langage courant, on parle du pétrole brut, en réalité, il existe autant de qualités de pétrole qu'il y a de puits dans le monde. En effet, chaque poche de pétrole a des caractéristiques qui lui sont propres et qui sont dues à l'histoire géologique et à la formation du pétrole dans cette poche.

Néanmoins, le pétrole est classifié suivant ses composants majoritaires et sa viscosité mesurée par la gravité API (du nom de l'American Petroleum Institute). Ainsi, un pétrole est léger (light) si le degré API est supérieur à 31,1, moyen s'il est compris entre 22,3 et 31,1, lourd (heavy) s'il est compris entre 10 et 22,3 et extra lourd s'il est inférieur à 10.

Une autre caractéristique essentielle est la teneur en soufre du pétrole. Les pétroles avec une faible teneur en soufre (inférieure à 0,5% du poids) sont qualifiés de doux (sweet). Au-delà, les pétroles sont qualifiés de sulfurés (sour).

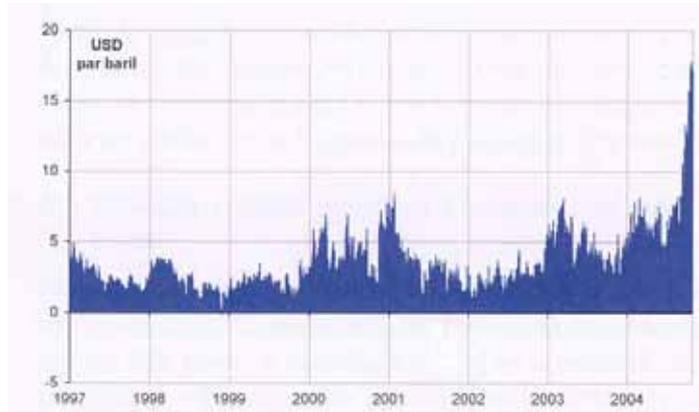
Le tableau ci-dessous présente les caractéristiques des principaux pétroles qui servent de référence pour les autres pétroles.

Nom du pétrole	Gravité API	Teneur en soufre	Appellation
Brent	38	0,4	léger doux
West Texas Intermediate (WTI)	36,4	0,48	léger doux
Dubai	31	2	moyen sulfuré
West Texas Sour (WTS)	30,2	1,5	moyen sulfuré
Alaska North Slope (ANS)	24,8	1,04	moyen sulfuré

Source : CNUCED

Par ailleurs, l'augmentation des prix n'est pas identique pour tous les types de pétrole : le différentiel entre les bruts « légers » et « lourds » tend à s'accroître à la suite de la forte croissance de la demande de produits dérivés légers (essence et gazole) et des limites des capacités de conversion des raffineries. En outre, en raison des normes environnementales appliquées par les pays consommateurs, les teneurs en soufre des produits raffinés doivent être très faibles, ce qui oblige à des processus de raffinage supplémentaires pour réduire cette teneur en soufre. Cela explique la préférence pour des pétroles légers et doux, illustrée par le schéma suivant.

Écart de prix entre le brut WTI et le brut Dubaï en dollars

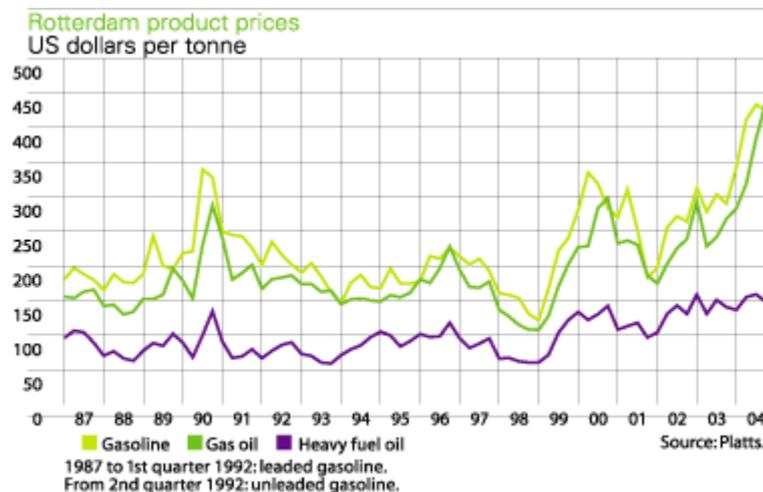


Source : Datastream

b) L'augmentation des prix des produits dérivés

Parallèlement, les prix des produits dérivés subissent des pressions à la hausse comme l'indique le schéma ci-dessous.

Evolution des prix du gazole, de l'essence et du fioul domestique entre 1987 et 2004



Il faut toutefois noter que la hausse des prix varie en fonction des produits dérivés : ainsi, il apparaît qu'entre 2001 et 2004, les prix de l'essence et du gazole ont doublé, alors que sur la même période, le prix du fioul lourd n'a augmenté « que » de 50%.

B. LES CAUSES DE LA HAUSSE DES PRIX DU PÉTROLE BRUT ET DES PRODUITS DÉRIVÉS

Si la hausse des prix du pétrole brut et celle des produits dérivés sont liées, elles ne s'expliquent pas de la même manière. Certes, la croissance de la demande joue dans chaque cas un rôle fondamental, mais alors que le renchérissement du pétrole brut résulte d'une quasi-disparition des capacités excédentaires de production, l'augmentation des prix des produits raffinés s'explique par une inadaptation de l'offre à la demande.

1. Les causes de la hausse des prix du brut

Contrairement aux deux premiers chocs pétroliers qui ont résulté d'une rupture de la production de pétrole, il existe un fort consensus pour attribuer la hausse des prix du brut depuis 2000 à un choc de demande. Pour autant, une analyse plus poussée révèle d'autres facteurs explicatifs.

a) La nouvelle politique de l'OPEP

La crise financière asiatique a entraîné une diminution des prix à partir de 1997. En mars 1999, ils atteignent même 10 dollars, rappelant ainsi le contre choc pétrolier de 1986. Mais cette fois-ci, l'OPEP va réagir rapidement. Le 23 mars 1999, les onze pays de l'OPEP entérinent le plan de l'Arabie saoudite et du Venezuela, qui prévoit une baisse de la production de 2,1 millions de barils par jour (dont 1,7 million de barils pour les pays de l'OPEP). Le Mexique, Oman, la Fédération de Russie et la Norvège, bien que n'étant pas membres du cartel, se rallient à cette décision. En conséquence, alors que la croissance de la demande ralentit fortement entre 2000 et 2002, les prix restent durablement au-dessus des 24 dollars le baril.

En mars 2000, l'OPEP fixe officiellement la bande de fluctuation du baril de pétrole entre 22 et 28 dollars et instaure un système de régulation « automatique » de la production qui ne nécessite pas une réunion des pays membres. Ainsi, lorsque le prix du panier de sept bruts mondiaux est au-dessous de 22 dollars le baril pendant dix jours ouvrés consécutifs, l'OPEP peut décider de réduire sa production de 500.000 barils par jour. Inversement, si les cours sont au-dessus de 28 dollars le baril pendant vingt jours ouvrés consécutifs, l'OPEP peut décider d'augmenter sa production.

La dépréciation du dollar semble avoir conduit les pays de l'OPEP à réviser à la hausse la bande de fluctuation du baril de pétrole. En effet, leurs exportations sont libellées en dollars et leurs importations proviennent majoritairement des zones euro et yen. La dévaluation du dollar par rapport à

l'euro et au yen influence directement leur économie et les incite à maintenir leur pouvoir d'achat par un prix du pétrole plus élevé.

Concrètement, la fourchette 22-28 dollars est passée à 25-32 dollars en 2003 puis 27-35 dollars en 2004 en raison de la baisse du dollar. Toutefois, dès le dernier trimestre de l'année 2004, les prix du pétrole ont fortement dépassé l'objectif de prix, même corrigé du taux de change, sans que les pays de l'OPEP n'aient cherché à s'y opposer. Aussi, ce dernier a été officiellement suspendu lors de la réunion extraordinaire du 30 janvier 2005 à Vienne. Le nouvel objectif de prix n'est pas officiellement annoncé mais des déclarations informelles accréditent une valeur cible du panier OPEP de 40 dollars.

b) L'essor de la demande

Globalement, la croissance annuelle de la demande mondiale de brut semble s'être accélérée depuis 3 ans pour représenter plus de 2,4% en moyenne contre 1,2% sur la période 1990-2001.

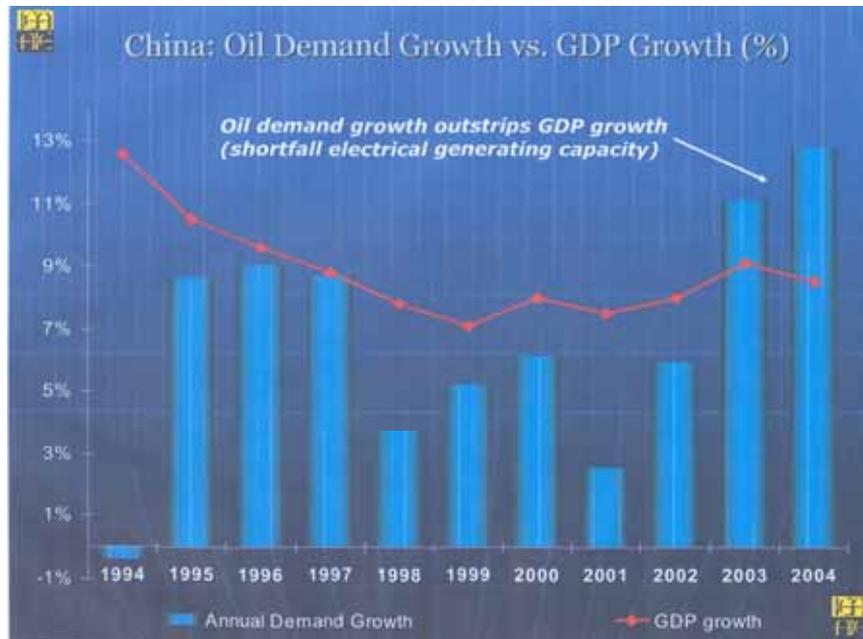
Elle a même atteint un niveau record en 2004 en s'élevant à 3,4%, soit l'équivalent de 2,5 millions de barils supplémentaires, pour atteindre 82,5 millions de barils/jour. Il s'agit du plus fort taux de croissance depuis 1978. Hormis le Japon (où le redémarrage de capacités nucléaires a réduit la consommation pétrolière de 70.000 barils/jour), toutes les zones économiques ont accru leur demande en pétrole, en particulier les Etats-Unis (+2,8%, soit 484.000 barils/jour) et la Chine (+15,8%, soit 893.000 barils/jour). La Chine a ainsi été à l'origine de 33,7% de la croissance mondiale de pétrole et les Etats-Unis de près de 20%.

Cette très forte accélération de la demande est directement liée à la vigueur de la croissance économique mondiale observée depuis trois ans, avec une moyenne annuelle de près de 4% et un taux record de 4,8% atteint en 2004, taux le plus élevé depuis 15 ans.

En 2004, toutes les zones ont été concernées, qu'il s'agisse des Etats-Unis (croissance de la demande de 3,3%), de l'Union européenne (croissance de la demande de 2,5%), du Japon (croissance de la demande de 2,7%) ou encore des pays asiatiques en développement (croissance de la demande de 8,2%).

Pour autant, l'explosion de la demande de pétrole en Chine ne s'explique pas uniquement par la croissance économique de ce pays.

Croissance de la demande de pétrole en Chine et croissance du PIB



Source : Agence Internationale de l'Energie

Comme le montre le schéma ci-dessus, depuis deux ans, la demande de pétrole en Chine croît plus vite que le produit intérieur brut. Plusieurs facteurs expliquent ce phénomène.

D'abord, la Chine connaît actuellement une dynamique des investissements très forte (autour de 45% du PIB) qui se concentrent dans des secteurs à forte intensité énergétique tels que la production d'acier, de ciment et de produits chimiques. De même, l'urbanisation s'est intensifiée. Les consommateurs, disposant de revenus en hausse, choisissent d'augmenter leurs dépenses consacrées à l'utilisation directe de l'énergie (air conditionné, chauffage, ascenseurs) ou aux produits dont la fabrication implique une forte consommation d'énergie. Or, les centrales électriques fonctionnant au charbon n'ont pas été capables de suivre la demande d'énergie. Pour pallier cette carence, 147.000 barils/jour de pétrole ont été utilisés en 2004 pour la production d'électricité.

L'augmentation du niveau de vie des Chinois se reflète dans la très forte progression de l'utilisation du pétrole pour les transports routiers. Les ventes de véhicules ont progressé de 9% en 2004, après une augmentation de 31% en 2003. En conséquence, la consommation d'essence s'est accrue de 22% en 2004, soit près de 200.000 barils/jour et celle du gazole de 18%, soit 85.000 barils/jour.

Les conséquences de cette forte hausse de la demande en 2004 sur les prix du pétrole ont été d'autant plus importantes que cette dernière a été sous-évaluée : ainsi, les prévisions de l'Agence Internationale pour l'Energie (AIE) envisageaient une augmentation de la demande de seulement 1,5%. Aussi, en février 2004, l'OPEP a décidé une diminution de sa production de 2,5 millions de barils/jour. Toutefois, face aux tensions sur le marché du pétrole, l'OPEP est revenue rapidement sur sa décision : le 22 mai 2004, l'Arabie saoudite a augmenté unilatéralement son quota de production à 9,1 millions de barils/jour ; trois nouvelles augmentations successives ont été décidées par les pays de l'OPEP le 1er juillet (2 millions de barils supplémentaires), le 1er août (500.000 barils supplémentaires) et le 15 septembre 2004. Malgré cette volonté politique des pays producteurs, les cours du Brent ont continué leur ascension pour atteindre en octobre 2004 près de 53 dollars.

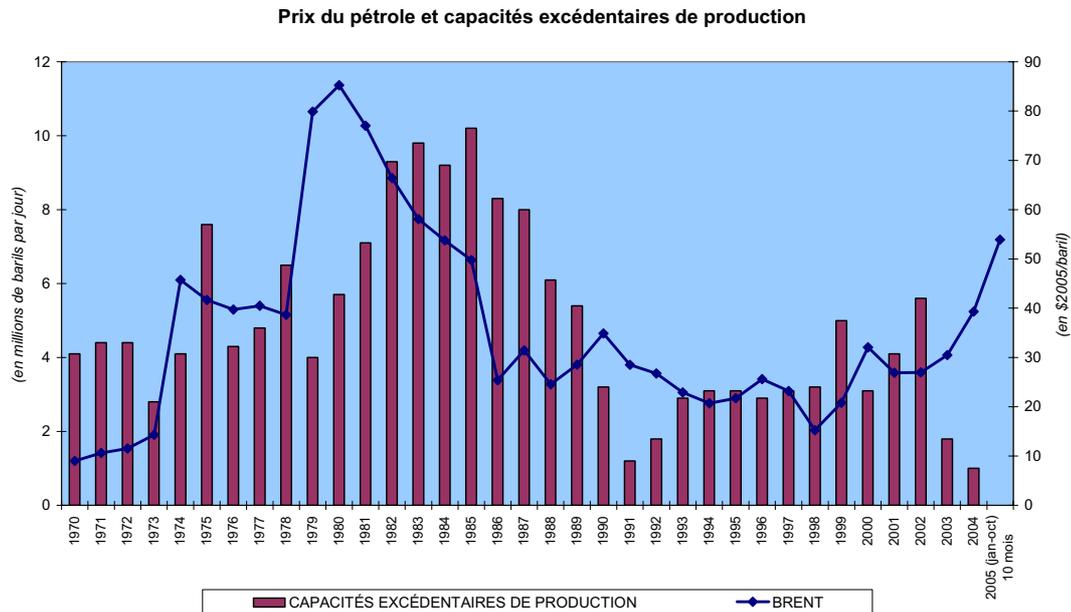
c) La forte réduction des capacités excédentaires de production

Pour autant, la forte croissance de la demande de pétrole n'explique pas à elle seule l'envolée des prix. Ainsi, entre 1995 et 1997, l'accroissement annuel de la demande mondiale avait été significatif (respectivement +2%, +2,7% et +2,5%). Pour autant, les prix étaient restés dans la bande de fluctuation des 22/26 dollars le baril.

Par ailleurs, en 2005, la consommation de pétrole s'est ralentie (les économistes tablent sur une croissance de 1,5%). Or, les prix n'ont jamais été aussi élevés (hausse de plus de 40% entre 2004 et 2005).

En réalité, il semblerait que cette envolée des prix soit due à la prise de conscience par le marché de la faiblesse des marges de production disponibles. Alors que ces dernières s'élevaient encore à 6 millions de barils/jour en 2002, elles ont fortement diminué en 2003 pour atteindre entre 1,8 et 2 millions de barils/jour¹ et depuis, elles ne se sont pas reconstituées. En conséquence, même si l'OPEP a augmenté sa production de 4,5 millions de barils/jour entre avril 2004 et juillet 2005 pour faire face à la demande et qu'il n'y a encore jamais eu de rupture d'approvisionnement, les inquiétudes subsistent sur la capacité de l'offre à satisfaire la demande et conduisent à de fortes tensions sur les prix.

¹ Le montant des capacités excédentaires de production fait seulement l'objet d'estimation dans la mesure où l'Arabie saoudite, pays principal détenteur desdites capacités, ne publie aucune statistique contrôlable par des experts indépendants.



d) La multiplication des aléas conjoncturels

Le prix du pétrole est influencé par trois types de facteurs qui échappent à toute prévision : les facteurs climatiques, les facteurs politiques et les facteurs économiques. Sur un marché du pétrole très tendu tel qu'il se caractérise depuis deux ans, tout « événement » de nature à réduire la capacité de l'offre tend à pousser les prix vers le haut. Or, depuis 2004, les signes négatifs se sont multipliés.

Au niveau politique, on peut citer la recrudescence des attentats en Irak (quatrième pays plus gros détenteur de réserves), la reprise en main des intérêts pétroliers russes par le président Poutine qui a fortement réduit les chances d'investissement des compagnies internationales dans ce pays (deuxième producteur mondial), la position très antiaméricaine du président Chavez au Venezuela (huitième producteur mondial), ou, plus récemment, l'élection de Mahmoud Ahmadinejad comme président de la République en Iran (quatrième producteur mondial, troisième pays plus gros détenteur de réserves) en juin 2005 et l'exacerbation du conflit entre ce pays et les pays occidentaux sur la question du nucléaire.

Dans le domaine climatique, la multiplication des cyclones dans le golfe du Mexique a pénalisé fortement et durablement la production de pétrole des Etats-Unis. En outre, se pose désormais la question de la rigueur de l'hiver 2005 qui pourrait le cas échéant aggraver davantage les tensions sur les prix. En effet, le pic de demande est généralement atteint au début du quatrième trimestre pour satisfaire les besoins en chauffage. Les capacités de réserves diminuent alors de 2 millions de barils/jour.

Dans le domaine économique, comme il a été rappelé précédemment, la forte croissance de 2004 n'avait pas été prévue de même que l'explosion de la demande chinoise en pétrole.

e) La spéculation et les inquiétudes pour le futur

Le rôle de la spéculation dans l'actuelle flambée des cours du pétrole a été très souvent évoqué lors de nos auditions. Pour autant, les chiffres qui ont été avancés par nos différents interlocuteurs ne reposent sur aucune étude économique. Il nous est donc apparu important d'essayer de clarifier le débat sur la spéculation qui soulève deux questions : d'une part la spéculation a-t-elle une véritable influence sur les prix ou ne fait-elle qu'amplifier les mouvements constatés sur le marché ? D'autre part, quelle est la part de la spéculation dans les prix du pétrole ?

Il convient tout d'abord de rappeler les caractéristiques du marché du pétrole ou plutôt, des marchés du pétrole. En effet, il existe deux marchés :

- Le marché dit « physique » sur lequel s'opèrent deux types d'opération.

Sur le marché au comptant (dit « spot ») ont lieu des transactions physiques à livraison immédiate ou quasi-immédiate compte tenu des délais d'acheminement des produits. Les principaux opérateurs sont les compagnies productrices privées et publiques, les raffineurs et les négociants.

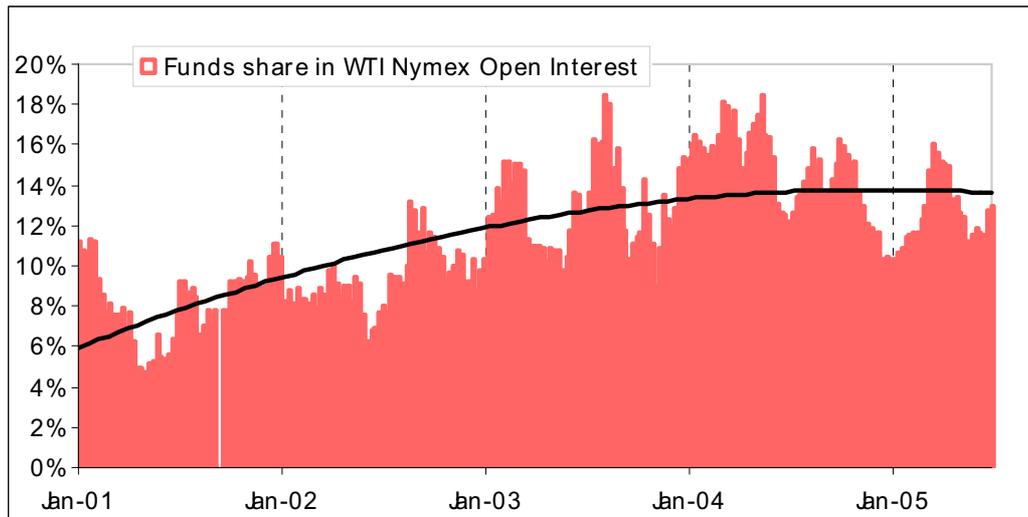
Sur le marché à terme (dit « forward ») se déroulent des transactions physiques à livraison différée. Sur ce marché s'échangent des cargaisons de pétrole pour une date ultérieure à un prix déterminé. Ce marché est utilisé par les vendeurs pour garantir l'écoulement de leur production future et par les acquéreurs pour sécuriser leur approvisionnement.

- Le marché dit « papier » qui comprend le marché des « futures » (3 à 6 ans) et le marché de gré à gré (« over the counter » ; OTC) sur lequel les contrats peuvent aller jusqu'à 15 ans. Sur ce marché s'échangent des intentions d'achat ou de vente futures à un prix immédiatement fixé. A la différence du marché physique, les contrats ne débouchent généralement pas sur des transactions physiques.

Depuis quelques années, la part respective des différents marchés a considérablement évolué. Aujourd'hui, les transactions sur le marché physique représentent 165 millions de barils/jour ; celles sur le marché des « futures » 500 millions de barils/jour et celles sur le marché « OTC » 1 milliard de barils/jour. Les volumes d'échanges sur le marché papier sont désormais 9 fois plus importants que ceux sur le marché physique.

Le développement du marché papier s'est accompagné de l'apparition de nouveaux intervenants tels les fonds d'investissements : alors que leur part sur le NYMEX était de 6% en 2001, ils représentent depuis 2004 13% des transactions comme le montre le schéma suivant :

Part des fonds d'investissement sur le NYMEX



Source: US CFTC - SG Commodities Research

Les chiffres cités précédemment laissent penser que les fonds d'investissement ont forcément une influence sur les prix, mais quel est leur rôle exact ?

Selon l'analyse du FMI résumée dans l'encadré ci-après, les activités spéculatives se contenteraient de suivre les mouvements sur les prix « spot ». En revanche, elles influenceraient directement les mouvements des prix sur les contrats de « futures » à long terme.

Cela n'exclut cependant pas le fait que la spéculation amplifie les mouvements à la hausse comme à la baisse. Il existe un relatif consensus sur le fait que la spéculation représenterait 10 à 20% du prix actuel.

En conclusion, il ressort que la spéculation joue certainement un rôle dans le niveau des prix actuels et leur forte volatilité, mais qu'elle peut d'autant mieux s'exercer que les tensions sur le marché sont fortes en raison du très faible niveau des capacités excédentaires de production et de la vigueur de la demande.

L'analyse du FMI sur le rôle de la spéculation

La volatilité des prix dans les contrats de « futures » à long terme a augmenté considérablement depuis quelques années. En outre, le volume des contrats de « futures » à 6 ans a connu une hausse de 330% entre 1997 et 2005 contre seulement 150% pour les contrats à court terme.

Le développement des contrats de « futures » et de la volatilité des prix a amené certains analystes à conclure que la capacité des spéculateurs à influencer les prix a crû. Certains ont même avancé l'hypothèse d'une bulle spéculative sur les prix du pétrole.

S'il est vrai que les mouvements journaliers erratiques des prix des « futures » à long terme sont difficilement explicables, les augmentations continues des prix ces deux dernières années peuvent être largement attribuées aux changements à la fois objectifs et ressentis dans les fondamentaux tels que :

- le sentiment que la demande est tirée à la hausse par la forte croissance des pays émergents (essentiellement la Chine et l'Inde) ;
- la prise de conscience que la production des pays non OPEP va atteindre son pic dans les 5/10 prochaines années et qu'elle déclinera par la suite ;
- l'insuffisance des investissements en matière d'exploration et de production dans les pays où les réserves sont importantes et les implications que cela risque d'avoir sur leur capacité dans le futur à satisfaire la demande croissante de pétrole.

Au cours des deux dernières années, les prix des contrats « futures » à long terme ont réagi de manière asymétrique aux évolutions des prix « spot », augmentant plus ou moins proportionnellement en cas de hausse de ces derniers mais ne diminuant que d'un tiers lorsque les prix « spot » chutaient. Ce phénomène laisse penser que les marchés ne croient pas à une réduction durable des prix et que les tensions entre la demande et l'offre resteront vives dans le futur.

Pour autant, la façon dont les marchés réagissent aux aléas reste inexplicable. Récemment, les prix des contrats « futures » à long terme ont fait l'objet de hausse alors qu'aucune information nouvelle sur les fondamentaux n'avait été publiée. Ainsi, les fortes augmentations des prix entre juin et juillet 2005 s'expliquent plus par des mouvements spéculatifs que par des modifications majeures en matière d'offre ou de demande.

Les services du FMI ont cherché à quantifier l'influence de la spéculation sur la formation des prix à partir d'un modèle économétrique prenant en compte les prix « spot », les prix des contrats « futures » à long terme et les positions des acteurs non commerciaux (assimilées aux activités spéculatives). Les résultats de l'étude (basée sur les données hebdomadaires entre 1997 et 2005) montrent que les activités spéculatives ne précèdent pas les mouvements sur les prix « spot ». En revanche, ils mettent en évidence un léger impact sur les prix des « futures » à long terme. Il semble plutôt que les activités spéculatives suivent les mouvements des prix « spot ». En particulier, il apparaît que les positions des acteurs non commerciaux suivent les hausses des prix « spot », ce qui laisse penser que ces derniers estiment que l'augmentation se maintiendra à long terme. Ces derniers temps, les prix « spot » semblent influencer les mouvements à court terme et à long terme des prix des « futures » à long terme. L'une des causes de ce phénomène est à rechercher dans le très faible niveau des capacités excédentaires de production des pays de l'OPEP qui rend le marché particulièrement réactif en cas d'événement susceptible de menacer le fragile équilibre entre l'offre et la demande.

2. Les causes de la hausse des prix des produits dérivés

Si la hausse des prix du pétrole brut s'est accompagnée d'une importante augmentation des prix des produits dérivés, les raisons de ces évolutions ne sont pas identiques. En ce qui concerne les produits dérivés, les tensions sur les prix résultent essentiellement des modifications structurelles de la demande et des goulots d'étranglement au niveau du raffinage.

Les procédés de raffinage

Il existe plus de trente procédés unitaires de raffinage du pétrole ou des sous-produits du pétrole. Dans le schéma suivant sont recensés les principaux avec les produits auxquels ils aboutissent.

Le but du raffinage du pétrole est de séparer les différents éléments ou composants du pétrole afin d'obtenir des produits utilisables et qui correspondent aux attentes des consommateurs et aux spécifications des principaux standards internationaux (Union européenne et Etats-Unis). Actuellement, la demande la plus importante concerne les éléments légers (pour les carburants).

La première étape est une distillation à pression atmosphérique : le brut est chauffé à 350°C dans une colonne de 60 m de haut. Les composés dont la température d'ébullition est inférieure à 350°C se vaporisent et montent dans la tour. Les vapeurs se condensent lorsqu'elles ont atteint l'altitude qui correspond à leur température de rosée. Les produits se séparent ainsi, se condensant tout au long de la tour, les plus légers (basse température de rosée, environ 30°C) sont récupérés en haut de la tour, les plus lourds restent en bas. La colonne est divisée en différents étages qui correspondent à différentes températures et permettent ainsi de récupérer des produits de moins en moins lourds, en allant du bas vers le haut de la colonne.

Les résidus de cette distillation sont soumis à une distillation sous vide, ce qui permet d'abaisser les températures d'ébullition. On obtient alors du gazole, des distillats lourds et un résidu qui entre dans la composition des bitumes ou des fiouls lourds.

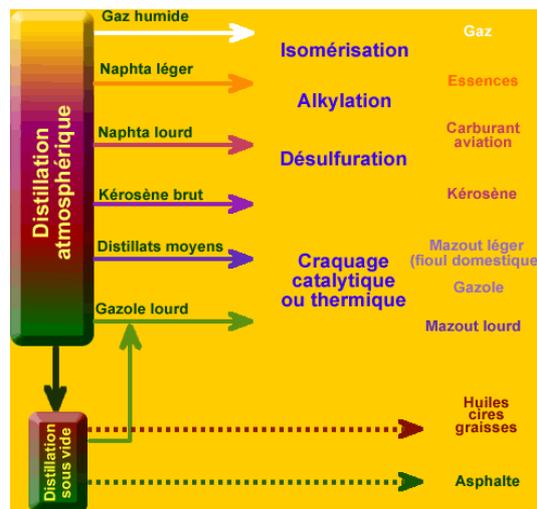
En fonction des produits souhaités, des procédés de craquage, viscoréduction, filtration, lavage, extraction au solvant, isomérisation, reformage, alkylation et désulfuration peuvent être utilisés et combinés.

Le craquage correspond à une réduction de la taille des molécules. Il peut être thermique ou catalytique. La viscoréduction est un exemple de craquage thermique et permet de réduire la viscosité des résidus lourds issus de la distillation sous vide en "coupant" ces produits. On obtient par exemple des fiouls lourds.

Un craquage catalytique transforme du distillat lourd (issu de la première distillation) en petites molécules : gaz, essences et gazole.

Le reformage catalytique est un processus d'amélioration des naphthas lourds pour obtenir des essences dont l'indice d'octane est élevé.

Source : CNUCED



Source : CNUCED

On distingue traditionnellement 5 secteurs pour l'utilisation des produits dérivés du pétrole : les transports, la pétrochimie, le chauffage, l'électricité et l'usage non énergétique. Depuis trente ans, la part respective de ces secteurs a fortement évolué. Ainsi, la part des transports est passée de 40% à 50% entre 1971 et 2002. Sur la même période, la part du chauffage a été réduite de 39% à 24%. Cette évolution implique un besoin accru des produits les plus légers au détriment des produits plus lourds.

Or, l'offre ne s'est pas complètement adaptée à l'évolution de la demande en raison de l'apparition de goulets d'étranglement au niveau du raffinage. D'une part, les capacités de raffinage sont insuffisantes dans certaines zones économiques comme l'Asie ou les Etats-Unis; d'autre part, l'outil de raffinage est inadapté à la demande.

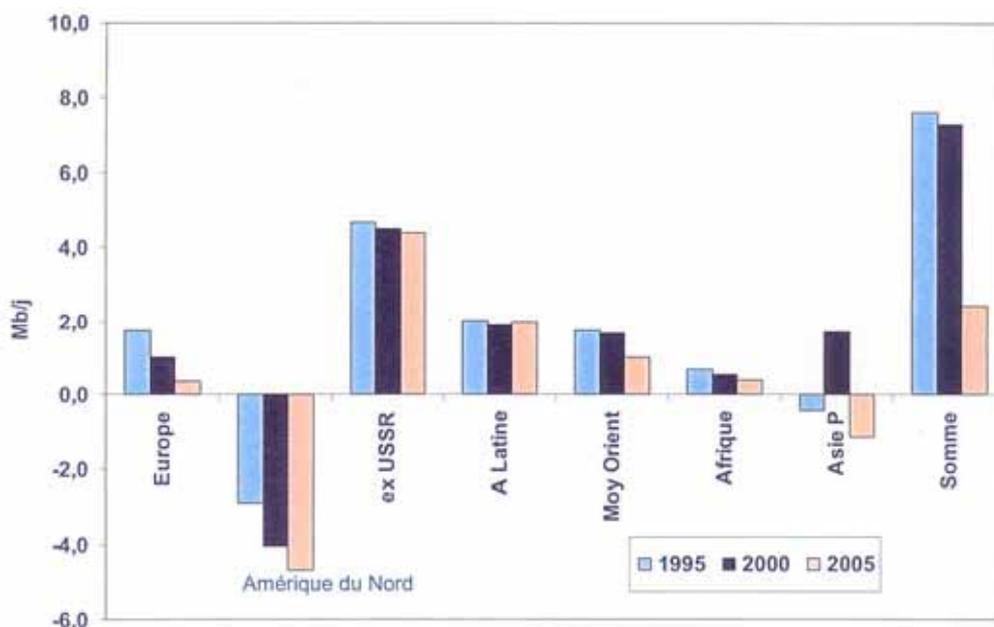
a) Des capacités de raffinage trop limitées

Les surcapacités de raffinage qui existaient depuis le milieu des années 70 ont disparu à partir du milieu des années 90. En effet, les deux chocs pétroliers et la crise financière asiatique ont infléchi la demande et de nombreuses unités ont fermé.

Entre 1990 et 2004, les capacités de raffinage au niveau mondial sont passées de 74,8 millions de barils/jour à 84,6 millions de barils/jour, mais cette augmentation n'a fait que suivre la demande. En conséquence, le taux d'utilisation des raffineries est extrêmement élevé (85%), ce qui rend le marché très sensible à tout risque d'interruption.

Au niveau mondial, les capacités de raffinage restent suffisantes. En revanche, certaines zones très consommatrices comme les Etats-Unis ou l'Asie sont déficitaires.

Ecart entre la capacité de raffinage et la demande de produits raffinés par région



Source : TOTAL

Aux Etats-Unis, les capacités de raffinage sont passées entre 1981 et 2005 de 18,6 à 17 millions de barils/jour. Comme le faisait remarquer le président du National Petrochemical & Refiners Association (NPR), M. Bob Slaughter, lors de son audition, alors que la demande en essence a crû de 20% pendant les 20 dernières années, les capacités de raffinage ont diminué de 10%. Aucune nouvelle raffinerie n'a ainsi été construite depuis 1976. En conséquence, les Etats-unis importent par jour, non seulement 10 millions de barils de pétrole, mais également 3 millions de barils de produits raffinés.

La faiblesse des investissements dans de nouvelles unités de production s'explique en partie par les faibles marges qui ont longtemps résulté de l'activité de raffinage. Aux Etats-Unis, le retour sur investissement pour l'industrie du raffinage a été de 5,5% entre 1993 et 2002, contre 12,7% pour les autres industries. Pour faire face à cette situation, l'industrie du raffinage s'est profondément restructurée : les unités les plus petites et les moins rentables ont été fermées et on a assisté à une forte concentration des activités de raffinage : aux Etats-Unis, le nombre de raffineries est passé de 325 en 1981 à 148 aujourd'hui, tandis que les parts de marché des 5 plus grandes compagnies de raffinage sont passées d'un tiers à la moitié.

Au-delà du problème de la rentabilité d'une raffinerie, le développement de nouvelles capacités de raffinage dans les pays consommateurs est largement freiné par les contraintes administratives et l'opposition des populations concernées par la construction d'une nouvelle raffinerie. Lors de leur déplacement aux Etats-Unis, vos rapporteurs ont ainsi appris que le coût

d'obtention du permis de construire s'élevait à 75 millions de dollars et que cette simple opération nécessitait plusieurs années de discussion avec l'administration. Quant à la résistance que les industriels rencontrent au niveau local pour tout nouveau projet de raffinerie, elle a été résumée par deux sigles bien connus : NIMBY (not in my backyard) et BANANA (build absolutely nothing anywhere near anybody). Il est d'ailleurs symptomatique que le gouvernement américain ait proposé d'utiliser les bases militaires pour construire de nouvelles raffineries.

Enfin, une grande partie des investissements est consacrée à l'adaptation de l'industrie du raffinage au renforcement des spécifications à caractère environnemental pour les produits du pétrole, notamment les essences et le gazole.

Au niveau communautaire, par exemple, la directive 98/70/CE modifiée par la directive 2003/17/CE instaure l'obligation de mettre sur le marché de l'essence et du gazole d'une teneur en soufre maximale de 10mg/kg à partir du 1er janvier 2005 et rend cette teneur limite obligatoire à partir du 1er janvier 2009.

De même, la directive 99/32 prévoit dans son principe la limitation de la teneur en soufre des fiouls lourds à 1% en masse à partir du 1er janvier 2003.

Aux Etats-Unis, les compagnies de raffinage sont confrontées à une « balkanisation » des normes environnementales dans la mesure où ces dernières sont de la compétence des Etats. Ainsi, quinze nouvelles réglementations sont sensées entrer en vigueur entre 2006 et 2012.

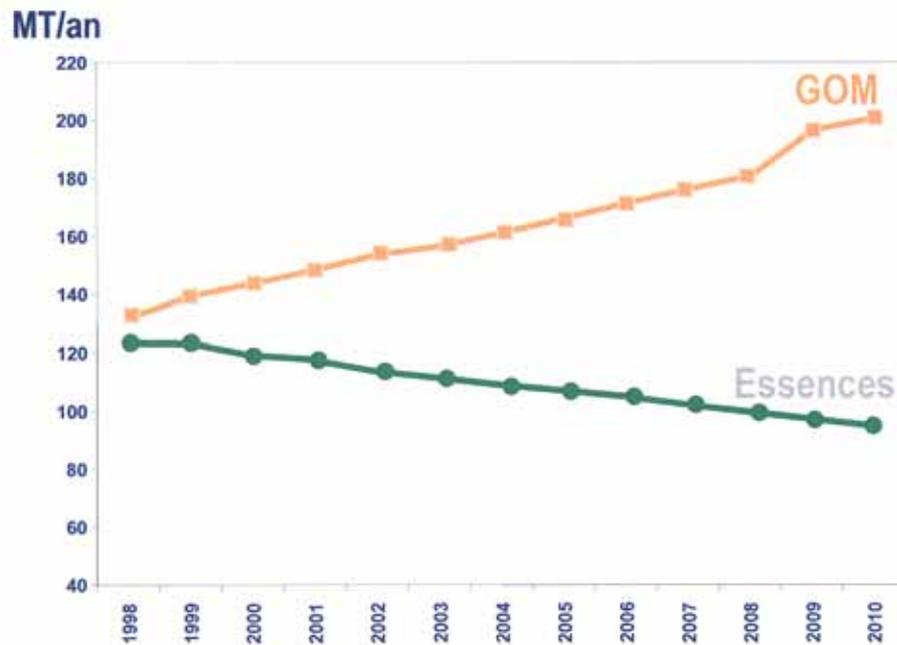
Compte tenu des faibles marges, les spécifications environnementales ont conduit les industriels à investir sur leurs sites les plus rentables et à limiter très fortement leurs investissements d'extension de capacité de raffinage.

b) L'inadaptation de l'outil de raffinage à l'évolution de la demande

Comme il a été indiqué précédemment, la part des transports dans la demande mondiale de pétrole est passée de 40% en 1971 à 55% aujourd'hui. En conséquence, la demande des produits légers (essence) et des distillats moyens (gasoil) a fortement augmenté, passant de 65% à 80% de la consommation de produits raffinés. Or, les unités de raffinage ne sont souvent pas assez sophistiquées pour répondre à cette évolution de la demande. En outre, elles sont dépendantes de la qualité du brut qui leur sert de matière première : plus il est lourd et sulfureux, plus il est difficile et coûteux d'en extraire des produits raffinés légers. Il apparaît ainsi que la demande croissante d'essence et de gazole a un impact sur le prix du pétrole brut et contribue au différentiel de prix entre les pétroles légers et les pétroles plus lourds.

Au niveau européen, les compagnies de raffinage doivent faire face à une forte croissance de la consommation de gazole couplée à une réduction de la demande d'essence.

Evolution en Europe de la demande de gazole et d'essence



Source : Total
MT : Millions de tonnes
GOM : gazole moteur

Elles sont donc obligées d'entreprendre des opérations de conversion profonde. Toutefois, compte tenu des montants en jeu, ces dernières ne se justifient que sur les sites les plus compétitifs. L'Europe est donc obligée d'importer du gazole de Russie (25 millions de tonnes en 2003), ce qui n'est pas sans poser la question de la sécurité des approvisionnements et tend à alimenter la flambée des prix.

II. QUELLES PERSPECTIVES À MOYEN ET LONG TERME ?

Le marché du pétrole est fondamentalement très volatil dans la mesure où il dépend de facteurs très difficiles à prévoir, que ce soient les événements politiques, les aléas climatiques ou encore les événements économiques telles que les perspectives économiques ou encore l'évolution des capacités de production. Selon les hypothèses retenues, les prévisions de prix du pétrole à moyen terme peuvent varier considérablement.

Pour autant, la hausse actuelle des prix du pétrole peut faire l'objet de deux interprétations différentes.

Pour certains, le prix d'équilibre à long terme du pétrole n'a pas changé, ce qui revient à considérer les tensions sur le marché comme la résultante uniquement d'erreurs d'anticipation sur la demande et de chocs imprévisibles sur l'offre. Autrement dit, l'offre disposerait de suffisamment de flexibilité pour satisfaire à terme le surcroît de demande, notamment en provenance d'Asie. La hausse des cours, temporaire, se résorberait à un horizon de quelques trimestres à quelques années, en liaison avec une disparition progressive du sous-investissement en capacités pétrolières.

Pour d'autres au contraire, la zone d'équilibre des prix du pétrole s'est durablement déplacée vers le haut. Un tel déplacement s'expliquerait notamment par une demande structurellement plus forte qui ne pourrait être satisfaite sans une hausse significative du coût marginal de production.

L'ambition de vos rapporteurs est certes de faire part de leurs propres projections de prix, mais surtout d'analyser les hypothèses sur lesquelles se fondent les chiffres avancés par les uns et les autres et de discerner les facteurs structurels et les facteurs conjoncturels. Cette analyse faite, ils proposeront les différents scénarii d'évolution des prix à moyen et long terme qui en résultent.

A. LES FACTEURS QUI INFLUENCENT LES PRIX

Le prix du pétrole est déterminé par l'équilibre entre l'offre et la demande. Il convient donc d'analyser les déterminants de l'offre et de la demande tout en étant conscient que plus l'horizon de temps est éloigné, plus les pronostics sont difficiles à établir.

1. Du côté de la demande

Si les prévisions concernant la croissance économique mondiale et l'augmentation du niveau de vie dans les pays en voie de développement se confirment, la demande de pétrole devrait croître fortement. Toutefois, des décisions politiques décisives afin de lutter contre l'effet de serre et une accélération de la diminution de l'intensité en pétrole de la croissance pourraient ralentir la hausse de la demande.

a) Les facteurs en faveur d'une hausse de la demande

A court terme, la demande de pétrole est peu élastique aux prix. Selon Evariste Lefeuvre, directeur adjoint du service de la recherche de IXIS, une hausse de 25% du prix du pétrole ne réduit la demande que de 1%.

Quels sont donc les facteurs qui influencent la demande de pétrole ?

Selon la **Direction générale du Trésor et des politiques économiques**, la demande de pétrole brut suit la croissance de l'économie mondiale. Une augmentation du PIB mondial de 3,5% entraîne une augmentation de la demande de 2% par an (soit 2 millions de barils/jour).

L'**AIE** retient une progression de 1,4% par an en moyenne, ce qui ferait passer la demande en pétrole de 79 millions de barils/jour en 2003 à 115 millions de barils/jour en 2030. L'AIE estime en effet que si la croissance de la demande suit celle du PIB, elle est toutefois plus lente depuis 1976 en raison de la diminution de l'intensité de la croissance en pétrole. Celle-ci devrait encore baisser de 34% entre 2002 et 2030, après une chute de 46% entre 1973 et 2002.

La demande croîtrait essentiellement dans les pays en développement (+3,4% par an en Afrique et en Chine), contre seulement +0,8% pour les pays de l'OCDE (dont +0,5% pour l'Europe et +1% pour les Etats-Unis). En valeur absolue, les pays en voie de développement, et surtout ceux d'Asie, seraient responsables de près des trois quarts de la croissance de la demande mondiale (26 millions de barils/jour sur 36 millions de barils/jour au total). La consommation chinoise serait multipliée par 2,5 d'ici 2030 et atteindrait 13,1 millions de barils/jour à cette échéance.

Le **FMI** a une approche légèrement différente. Les deux variables principales retenues pour évaluer la croissance de la demande sont d'une part le nombre de véhicules par habitant, donnée non linéaire par rapport au revenu (la croissance est la plus forte entre 2.500 et 10.000 dollars de revenu) et, d'autre part, le niveau d'activité (le FMI prévoit un taux de croissance annuel mondial de 3,6% entre 2003 et 2030).

En fonction de ces hypothèses, la demande devrait passer de 82,4 millions de barils/jour en 2004 à 92 millions de barils/jour en 2010 et 138,5 millions de barils/jour en 2030. Il convient de remarquer que ces prévisions, qui arrivent pourtant à une demande supérieure à celle calculée par l'AIE, sous-estiment délibérément les projections pour la Chine en matière de véhicule par habitant (267 véhicules pour 1000 habitants, alors que ce taux est de 300 à 600 dans les pays à revenu équivalent).

**Prévisions de l'AIE et du FMI concernant
la demande mondiale de pétrole**

Demande mondiale de pétrole (millions de barils/jour)	2004	2010	2030
Prévisions de l'AIE	82,4	92	115
Prévisions du FMI	82,4	92	138,5

b) Les facteurs qui pourraient ralentir la croissance de la demande

Les perspectives de croissance de la demande présentées précédemment ne prennent pas en considération leur impact sur l'environnement. Or, il est considérable, notamment en ce qui concerne l'effet de serre. En effet, dans ce scénario, non seulement la demande mondiale en pétrole devrait croître de 1,4% par an, mais également celle du charbon, et ce à un taux de 1,6% par an.

La forte augmentation de la consommation de charbon s'expliquerait par la conjonction de plusieurs facteurs : les tensions sur les prix du pétrole, l'importance des réserves prouvées (907 milliards de tonnes) et surtout leur présence dans des régions fortement dépendantes du pétrole comme la Chine (114 milliards de tonnes de réserves prouvées). L'AIE prévoit ainsi une augmentation de la consommation chinoise de plus de 83%, qui passerait de 1,3 à 2,4 milliards de tonnes.

Or, les gaz à effet de serre (tel le dioxyde de carbone) sont formés par suite du brûlage des combustibles fossiles, comme le charbon, l'essence et le gazole. Des scientifiques prévoient qu'en l'absence de toute politique visant à freiner la consommation de ces produits, la température de la Terre pourrait augmenter d'environ un à cinq degrés Celsius. Ce réchauffement pourrait provoquer des changements désastreux dans l'environnement, comme des tempêtes violentes, l'avancée des déserts et la fonte des calottes glaciaires.

Afin de lutter contre l'effet de serre, 180 pays ont signé en décembre 1997 le Protocole de Kyoto par lequel 38 pays industrialisés s'obligent à abaisser leurs émissions de gaz à effet de serre entre 2008 et 2012 à des niveaux inférieurs de 5,2% à ceux de 1990. Les États membres de l'Union ont décidé de

réduire collectivement leurs émissions de gaz à effet de serre de 8% sur cette période et jugent nécessaire de limiter le réchauffement à 2 degrés. Quant à la France, elle s'est engagée à réduire par 4 ses émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050.

Dans la mesure où 70% des émissions de gaz à effet de serre sont liés à l'énergie, en particulier aux secteurs de la production d'électricité et des transports, la réduction efficace desdites émissions suppose une limitation de la demande de pétrole.

L'AIE a réalisé une étude sur l'impact des mesures actuellement discutées par les gouvernements en matière de lutte contre les gaz à effet de serre sur la consommation de pétrole. Elle estime que la demande pourrait diminuer de 12,8 millions de barils/jour d'ici 2030 par rapport au scénario de référence et que les émissions de CO₂ baisseraient ainsi de 16%, soit l'équivalent des émissions actuelles des Etats-Unis et du Canada.

Plus généralement, la découverte et l'exploitation de nouvelles technologies pour réduire l'intensité en pétrole permettraient également d'en réduire la demande. La réduction des consommations énergétiques unitaires dans le domaine des transports, le développement du nucléaire, la substitution progressive du pétrole par le gaz naturel en matière de production d'électricité ainsi que le développement des énergies renouvelables doivent être encouragés. Pour cela, le prix du pétrole doit rester suffisamment élevé afin de ne pas décourager les investissements et la recherche dans ces domaines.

2. Du côté de l'offre

Les facteurs qui influencent l'offre sont beaucoup plus opaques. Sont évoqués pêle-mêle le niveau des réserves, le « pic de production », les progrès techniques, le prix du pétrole etc. Au cours de leurs auditions, vos rapporteurs ont pu constater l'absence de statistiques fiables sur l'état des réserves et la réalité du pic de production ainsi que les interrogations qui pèsent sur la capacité des pays producteurs à augmenter suffisamment leur production pour satisfaire la demande mondiale.

a) Les réserves

La notion de réserve renvoie à trois questions :

- Qu'avons-nous découvert et quel volume reste-t-il à découvrir ?
- Quelle fraction de ces quantités peut-on techniquement récupérer ?
- Les coûts de mise en production sont-ils suffisamment compétitifs pour permettre d'accéder à un marché ?

Elles peuvent être définies comme des accumulations identifiées qui peuvent être extraites de façon rentable avec les techniques d'aujourd'hui et sous les conditions économiques actuelles.

(1) Une notion mouvante en fonction des progrès technologiques et du prix du pétrole

La quantification des réserves est donc amenée à évoluer dans le temps puisqu'elle dépend de facteurs géologiques (la quantité de pétrole ultime présente dans le sol), économiques (l'augmentation du prix du pétrole rend de nouveaux gisements rentables), politiques (en fonction de la stratégie de production des pays producteurs) et techniques (les nouvelles techniques permettent à la fois de faire baisser le coût d'extraction du pétrole et d'exploiter des gisements jugés jusqu'alors inexploitable).

Il existe plusieurs types de réserves :

- les réserves prouvées, qui sont les réserves qui ont 90% de chance d'exister ;
- les réserves probables, qui sont les réserves qui ont 50% de chance d'exister ;
- les réserves possibles, qui sont les réserves qui ont entre 5 et 10% de chance d'exister.

Ces définitions ont été établies et officialisées en 1997 par la SPE (Society of Petroleum Engineers) et le WPC (World Petroleum Congress). Mais elles sont loin d'être universellement adoptées. Ainsi, on peut trouver des chiffres de réserves prouvées dont la chance d'exister est comprise entre 50 et 98%.

Une autre distinction est établie entre les réserves conventionnelles et les réserves non conventionnelles. Les hydrocarbures conventionnels sont ceux qui peuvent être produits dans les conditions techniques et économiques actuelles et prévisibles dans le futur. *A contrario*, les hydrocarbures non conventionnels sont ceux qui sont difficiles et coûteux à produire. Il est donc évident que la frontière entre ces deux types d'hydrocarbures évolue en fonction des progrès techniques et du prix du pétrole. Ainsi, dans les années 70, les gisements à plus de 200 mètres étaient considérés comme non conventionnels. Aujourd'hui, les nouvelles techniques permettent de forer à 3.000 mètres sous l'eau.

(2) Des estimations à considérer avec précaution

Quels sont les chiffres avancés en terme de réserves ?

Dans son rapport de 2004, l'AIE cite les statistiques de cinq institutions qui, malgré des méthodes de calcul différentes, aboutissent au même ordre de

grandeur en termes de nombre d'années pendant lesquelles les réserves seront suffisantes : entre 36 ans pour World Oil et 44 ans pour Oil & Gas Journal.

En valeur absolue, les estimations vont de 1.051 milliards de barils selon World Oil à 1.266 milliards de barils selon IHS Energy et Oil & Gas Journal en passant par 1.148 milliards de barils pour British Petroleum. Les statistiques de World Oil excluent les huiles synthétiques (qui résultent de la conversion du gaz en huile) et les sables asphaltiques du Canada. Celles de BP incluent au contraire 11 milliards de barils de sables asphaltiques tandis que celles de Oil & Gas Journal retiennent le chiffre de 174 milliards de barils de réserves de sables asphaltiques.

Les réserves sont très concentrées géographiquement. Selon les définitions retenues¹, les pays du Moyen-Orient membres de l'OPEP en détiennent entre 40 à 60%. Sur les cinq pays disposant des réserves les plus importantes, quatre sont situés au Moyen-Orient : l'Arabie saoudite (1^{er} rang mondial avec des réserves estimées entre 259 et 263 milliards de barils), l'Iran (3^{ème} rang mondial avec des réserves estimées entre 105 et 135 milliards de barils), l'Irak (4^{ème} rang mondial avec des réserves estimées à 105 milliards de barils) et le Koweït (5^{ème} rang mondial avec des réserves estimées à plus de 100 milliards de barils).

Ces chiffres doivent cependant être considérés avec prudence dans la mesure où les réserves annoncées par les pays de l'OPEP n'ont pu être contrôlées par aucun expert indépendant. Comme le fait remarquer l'AIE, les réserves des pays de l'OPEP, et en particulier des pays du Moyen-Orient, ont fortement augmenté dans la seconde moitié des années 80. Ainsi, les réserves de l'Arabie saoudite et du Koweït ont progressé de 50% tandis que celles des Emirats Arabes Unis et de l'Irak étaient également fortement révisées à la hausse. Au total, les réserves des pays de l'OPEP sont passées de 536 milliards de barils en 1985 à 766 milliards de barils en 1990, faisant ainsi progresser les réserves mondiales de 30%. Pour autant, il semble que cette augmentation soit moins liée à la découverte de nouvelles réserves qu'à la décision d'indexer les quotas de production de ces pays sur le montant de leurs réserves.

L'AIE constate également que sur les 97 pays retenus par Oil & Gas Journal pour évaluer le montant global des réserves, 38 n'en ont pas modifié le niveau depuis 1998 et 13 ont laissé ce dernier inchangé depuis 1993 alors qu'ils ont continué à produire. L'AIE donne ainsi l'exemple du Koweït dont les réserves sont restées fixées à 94 milliards de barils entre 1991 et 2002 en dépit d'une production annuelle de 8 millions de barils/jour et de l'absence de découvertes importantes pendant cette période.

¹ Les estimations de l'IHS Energy se basent sur les ressources prouvées et « probablement » techniquement recouvrables. Elles incluent les sables asphaltiques du Canada en cours d'exploitation et certaines réserves d'huile extra-lourde en cours d'exploitation au Venezuela.

Le débat a été relancé récemment lors de la publication par M. Matthew Simmons de son livre « Crépuscule dans le désert » dans lequel il accuse l'Arabie saoudite de surestimer ses réserves.

Les arguments retenus par les pessimistes pour souligner la fragilité des réserves sont connus. Ils reposent sur le fait que la part des réserves issues de la découverte de nouveaux champs a fortement diminué depuis les années 60 et que dans la dernière décennie, les nouvelles découvertes n'ont remplacé que la moitié du pétrole produit. Ils font également remarquer que depuis 40 ans, la taille des champs découverts a beaucoup diminué.

De leur côté, les optimistes rappellent que les progrès techniques en matière de sismique et de forage et la réduction des coûts de production ont permis l'augmentation des réserves à travers la révision à la hausse des estimations initiales et du taux de récupération. Par ailleurs, ils justifient le nombre relativement faible des découvertes par la concentration des réserves dans les pays du Moyen-Orient : compte tenu de l'importance de leurs réserves et de l'existence jusqu'à l'année 2003 de capacités de production excédentaires pour faire face à un accroissement de la demande, ces derniers n'avaient aucun intérêt à se lancer dans des programmes coûteux de recherche de nouveaux gisements.

(3) Les ressources ultimes récupérables

Le débat sur les réserves montre que cette notion n'est pas la plus adaptée pour essayer de quantifier le véritable potentiel de pétrole sur lequel peut s'appuyer la production.

La notion utilisée est alors celle de ressources ultimes récupérables : il s'agit de la somme de ce qui pourrait être extrait de la terre du début à la fin de l'histoire pétrolière et comprend donc :

- les ressources qui ont déjà été produites qui sont évaluées à 1.000 milliards de barils ;

- les réserves prouvées (évaluées également autour de 1.000 milliards de barils) ;

- les réserves probables et possibles qui recouvrent la fraction extractible du pétrole non encore découvert mais qui finira par l'être ainsi que la fraction du pétrole déjà découvert mais non exploitable aux conditions du moment et qui finira par le devenir lorsque la technique aura progressé ou le prix monté. Leur montant est évalué à 1.000 milliards de barils.

Par ailleurs, il faut rappeler que les ressources en pétrole non conventionnel sont estimées par l'AIE à 7.000 milliards de barils, dont 23% sous forme d'huile lourde, 39% sous forme de sables asphaltiques et 38% sous forme de schistes bitumineux. Toutefois, le montant de ce qui pourra réellement être extrait demeure très incertain, notamment en ce qui concerne les schistes bitumineux.

Les statistiques de l'Institut Français du Pétrole ne tiennent pas compte de ces derniers et estiment le montant des hydrocarbures non conventionnels à 4.800 milliards de barils dont 50 à 100 milliards de barils ont déjà été produits et 950 milliards de barils seraient récupérables par les techniques actuelles.

En conséquence, on peut raisonnablement penser que les ressources ultimes récupérables devraient être suffisantes pour permettre une augmentation de la production jusqu'en 2030. Leur exploitation dépendra des progrès techniques accomplis et des investissements réalisés dans les gisements actuels et dans la découverte de nouveaux champs.

b) Le pic de production

La question du pic de production peut se résumer ainsi : à quel moment la production mondiale viendra-t-elle à décroître irrévocablement et ce, quels que soient les investissements nouveaux ?

Les estimations concernant la date du pic de production soulèvent de nombreuses controverses et opposent deux écoles : les optimistes et les pessimistes.

Les optimistes, qui regroupent essentiellement des économistes, s'appuient sur les considérations suivantes :

- toutes les prévisions de raréfaction des ressources faites dans le passé ont été démenties. Ainsi, au moment du premier choc pétrolier, on estimait qu'on disposait de 40 ans de production. Aujourd'hui, le même chiffre est avancé, mais ce après trente années de production ininterrompue ;

- les estimations de réserves ultimes récupérables ont tendance à augmenter avec le temps. L'United States Geographical Survey estimait leur montant à 1.700 milliards en 1984, puis a réévalué ce dernier à 3.000 milliards en 2000 ;

- le faible niveau des nouvelles découvertes s'explique par le fait qu'il est plus rentable pour les pays du Moyen-Orient d'augmenter leurs réserves en réévaluant celles des gisements anciens qu'en lançant des campagnes d'exploration ;

- les taux de récupération pourront être augmentés jusqu'à 60% ;

En conséquence, s'ils admettent que les ressources pétrolières ont un caractère fini, ils font remarquer que les capacités d'innovation de l'industrie et le progrès technique permettront l'accès à de nouvelles réserves. L'augmentation de la production serait assurée au moins jusqu'à 2035.

Les pessimistes, qui regroupent plutôt des géologues et sont organisés au sein de l'ASPO (Association of the Study of Peak Oil&Gas), avancent les arguments suivants :

- les connaissances acquises en matière de géologie ont fortement progressé : désormais, l'ensemble des bassins pétroliers sont recensés et l'échantillonnage de ces bassins sous forme de puits est suffisant pour que les méthodologies prédictives des réserves restant à découvrir soient raisonnablement fiables. Par ailleurs, il apparaît que les chances d'effectuer des découvertes majeures soient très réduites ;

- le renouvellement des réserves se fait seulement pour un tiers par de nouvelles découvertes. En conséquence, la baisse du volume des découvertes ne peut que conduire à une baisse du potentiel des réévaluations futures ;

- le taux de déclin des productions s'accélère ;

- la courbe représentant les découvertes dans un bassin donné en fonction du temps a généralement la forme d'une courbe en cloche. La courbe représentative de la production a une forme semblable avec un décalage dans le temps de 10 à 30 ans.

En conséquence, le pic de la production pétrolière mondiale devrait se situer entre 2005 et 2014 à un niveau de 90 millions de barils/jour, tous hydrocarbures confondus.

S'il ne rentre pas dans l'objet de ce rapport de trancher la question du pic de production, vos rapporteurs souhaitent cependant faire les remarques suivantes.

D'abord, les optimistes paraissent depuis quelques années moins affirmatifs sur la possibilité de repousser à un horizon très éloigné le pic de production pétrolière. Au contraire, il est significatif que l'écart entre la date retenue dans la version « moyennement » optimiste (2035) et celle figurant dans la version « moyennement » pessimiste (2014) n'est finalement que de vingt ans.

Par ailleurs, les marchés sont sensibles à un certain nombre d'observations qui vont plutôt dans le sens d'une réduction de la production de pétrole : le pic de production de la mer du Nord britannique est passé, celui de la Norvège apparaît et les incertitudes sur la Russie sont importantes.

En conséquence, le débat sur le pic de production ne doit pas nous faire sombrer dans le catastrophisme mais doit néanmoins être considéré comme un

signal d'alerte : dans une vingtaine d'années, la production pourrait ne plus arriver à satisfaire la demande. Il convient donc dès à présent de prendre les mesures nécessaires pour préparer notre économie à cette nouvelle donne et éviter d'être pris de cours.

Réserves, taux de déclin des gisements et pic de production

En 2004, la Direction générale de l'Énergie et des matières premières a réalisé une étude afin d'évaluer la capacité des pays producteurs à satisfaire la demande mondiale compte tenu du niveau actuel des réserves mondiales d'hydrocarbures. Elle a calculé qu'à l'horizon 2030 et sur la base d'une croissance de la demande de 2% par an, celle-ci devrait atteindre 131 millions de barils/jour et totaliser un cumul de 940 milliards de tonnes pour les années 2005 à 2030. Dans la mesure où le montant des réserves prouvées est estimé à 1080 milliards de tonnes, les approvisionnements sur cette période semblent être assurés.

En fait, cette approche ne prend pas en compte le déclin des productions des gisements actuellement en production. Concrètement, cela signifie que si un champ X produit 100 l'année n, l'année n+1, il ne produira plus que 97 si on retient un taux de déclin de 3%. Comme la demande continue d'augmenter de 2% par an, pour satisfaire cette dernière, il faut développer de nouvelles capacités de production qui non seulement compensent la croissance de la demande, mais également le déclin du champ existant.

La présente étude calcule qu'un volume de réserves disponibles en 2005 de 1080 milliards de tonnes ne suffira pas à répondre à la demande au-delà de 2013 en raison du taux de déclin. En effet, seulement 695 milliards de tonnes pourront être exploitées d'ici 2030. La satisfaction des approvisionnements pétroliers dépendra donc des réserves qui seront découvertes entre 2005 et 2030.

Des estimations de la date du pic de production ont été réalisées en fonction de diverses hypothèses sur le taux de croissance des besoins futurs et sur le rythme de découvertes de nouvelles réserves après 2005. Cette date varie ainsi entre 2012 en l'absence de nouvelles découvertes et d'une croissance de la demande mondiale de pétrole de 3% à 2068 en retenant un volume de découvertes de 50 milliards de barils par an et un taux de croissance de la demande mondiale de 1%.

c) L'évolution de l'offre des pays non OPEP

Les pays non OPEP constituent un groupe très hétérogène avec des pays aussi différents que les Etats-Unis, la Chine ou encore le Mexique. Leurs coûts de production sont plus élevés que pour les pays de l'OPEP (ces derniers atteignent ainsi 12 dollars le baril dans le golfe du Mexique et 15 dollars en mer du Nord contre 3 à 5 dollars pour les pays du Moyen-Orient). Pourtant, leur part de marché est plus importante : en 2002, elle atteignait 43% grâce à une production de 48 millions de barils/jour contre 37% pour les pays de l'OPEP avec une production de 25,1 millions de barils/jour.

Les pays non OPEP ont profité de la forte augmentation des prix liée au second choc pétrolier pour concurrencer les pays de l'OPEP et s'installer durablement comme producteurs sur le marché du pétrole. Selon les pays, les compagnies opérant sur leur territoire sont internationales ou nationales, mais toutes produisent au maximum de leurs capacités. En trente ans, de nouveaux gisements ont été découverts, notamment en Amérique latine et en Afrique, qui ont plus que compensé la perte de vitesse de certaines zones comme les Etats-Unis ou le Royaume Uni. Toutefois, à long terme, il est peu probable que l'offre des pays non OPEP puisse continuer à augmenter. Au contraire, un déclin de la production est à prévoir si le volume de pétrole non conventionnel n'augmente pas de manière substantielle.

(1) Des prévisions de production contrastées

En ce qui concerne l'évolution de l'offre des pays non OPEP, deux écoles s'affrontent : les optimistes pour qui l'offre va augmenter jusqu'en 2010 puis stagner jusqu'en 2030 et les pessimistes qui prévoient une chute brutale de la production après 2010.

Parmi les optimistes, on peut citer l'AIE et le département de l'énergie américain.

Selon les pronostics de l'AIE, l'offre de pétrole des pays non OPEP passerait de 50,4 millions de barils/jour en 2004 à 57,2 millions de barils/jour en 2010, puis stagnerait à 56,9 millions de barils/jour en 2020 et 56,6 millions de barils/jour en 2030. La Russie et les pays riverains de la mer Caspienne, l'Afrique de l'Ouest et l'Amérique latine sont les régions qui soutiendront l'offre des pays non OPEP. En outre, l'AIE prévoit une montée en puissance du pétrole non conventionnel dont la production devrait passer de 1,7 million de barils/jour en 2002 à 3,9 millions de barils/jour en 2010 et 10,7 millions de barils/jour en 2030. Il représenterait alors 8% de la production totale de pétrole.

Le **département de l'énergie américain** s'appuie sur d'autres statistiques mais ses prévisions sont encore plus optimistes. Selon lui, la production des pays non OPEP atteindrait 56 millions de barils/jour en 2010 et continuerait de progresser pour s'élever à 63,2 millions de barils/jour en 2020 et 69 millions de barils/jour en 2030. Contrairement à l'AIE, cette augmentation de la production ne s'expliquerait pas par le développement du pétrole non conventionnel dont la production atteindrait « seulement » 2,8 millions de barils/jour en 2010 et 5,4 millions de barils/jour en 2030. Le département de l'énergie américain mise plutôt sur une forte croissance de la production des pays riverains de la mer Caspienne (qui passerait de 1,8 million de barils/jour en 2002 à 8 millions de barils/jour en 2030), de l'Amérique latine (qui passerait de 3,8 millions de barils/jour en 2002 à 6,9 millions de barils/jour en 2030) et de l'Afrique (qui passerait de 2,9 millions de barils/jour en 2002 à 8,1 millions de barils/jour en 2030).

**Les prévisions de production des pays non OPEP
selon l'AIE et le département de l'énergie américain**

(en millions de barils/jour)

Prévisions	2010	2030
AIE	57,2	56,6
Département de l'énergie américain	56	69

D'autres analyses sont beaucoup moins optimistes sur le long terme. Récemment, Peter Wells, directeur général de la société de conseil Neflex Petroleum Advisors Ltd, a publié un article dans le Oil & Gas Journal sur l'évolution de la production des pays non OPEP à moyen et long terme.

Selon lui, la production des pays de la CEI atteindrait un pic de production entre 2008 et 2014 et s'élèverait entre 11 et 14 millions de barils/jour. Par ailleurs, la production des pays non OPEP non CEI atteindrait également un pic de production entre 2007 et 2011 à un maximum compris entre 48 et 49 millions de barils/jour. En conséquence, la production des pays non OPEP pourrait n'atteindre que 33 à 37 millions de barils/jour en 2025, contre 54 millions de barils/jour dans la prévision du département de l'énergie américain.

Lors de son audition, Olivier Rech, chargé d'étude à la direction des études économiques de l'Institut Français du Pétrole, a également insisté sur le ralentissement du flux de production dans les pays non OPEP. Il constatait ainsi que les 100 milliards par an investis dans cette zone ne permettaient pas de créer plus de 0,5 million de barils/jour supplémentaire. Certes, les progrès technologiques ont contribué à la réévaluation des réserves, mais ils ont également accéléré les rythmes de production et donc la déplétion des champs.

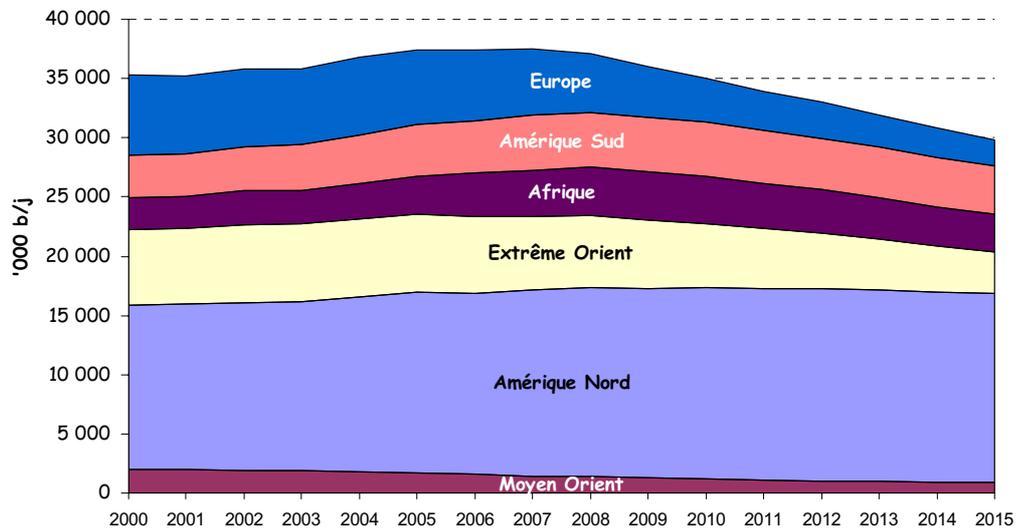
Que peut-on conclure de ces analyses parfois contradictoires ?

La plupart des pays producteurs non OPEP de pétrole conventionnel soit ont dépassé leur pic de production (cas des Etats-Unis et des gisements de la mer du Nord), soit devraient l'atteindre avant 2015. A l'exception des nouveaux gisements en mer profonde dans le golfe de Guinée ou au Brésil, il s'agit de gisements matures et le ratio réserves/production estime à 15 ans le nombre d'années de production des champs existants.

Les défis pour les pays producteurs non OPEP sont donc nombreux s'ils veulent augmenter leurs capacités de production puis, à moyen terme, en freiner le ralentissement.

(2) Une production fortement dépendante des progrès technologiques et du maintien de prix élevés

Le profil de production des zones non-OPEP hors ex-URSS (projets existants)



Source : IFP

Compte tenu du profil de production des pays non OPEP, leur production ne peut augmenter que si elle concerne de nouvelles réserves. Trois cas de figure se présentent dont nous analyserons les opportunités et les contraintes : le montant actuel des réserves peut être augmenté par l'amélioration du taux de récupération ; certains gisements connus mais jusqu'à présent inexploitable entrent en production ; enfin, de nouvelles réserves sont découvertes.

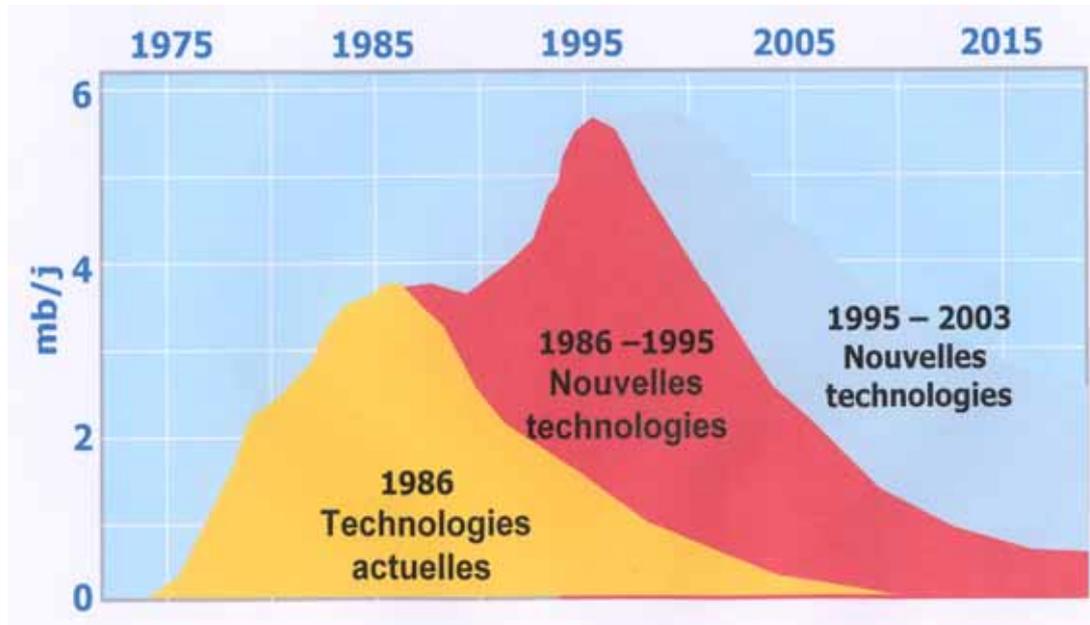
Le montant actuel des réserves peut être augmenté par une amélioration du taux de récupération. En moyenne, ce dernier s'élève à 35% mais les progrès technologiques permettent de l'augmenter. Lors de leur déplacement aux Etats-Unis, vos rapporteurs ont ainsi rencontré les dirigeants de la société OXY, spécialisée dans le rachat de gisements matures délaissés par les grandes compagnies internationales, qui nous ont affirmé avoir des taux de récupération de 70% dans leurs gisements du golfe du Mexique. L'amélioration des taux de récupération est donc une piste qui ne doit pas être négligée, même si elle est soumise à trois contraintes.

D'abord, compte tenu des investissements nécessaires, elle est conditionnée au maintien de prix du pétrole assez élevés, autour de 40 dollars selon nos interlocuteurs américains.

Ensuite, elle dépend fortement des progrès techniques futurs. Le schéma suivant illustre l'importance des nouvelles technologies pour augmenter le montant des réserves prouvées. Ainsi, en mer du Nord, celles-ci ont pratiquement

doublé en vingt ans grâce au développement de la sismique en trois dimensions, à l'utilisation de structures flottantes ou encore de forages horizontaux.

Influence des nouvelles technologies sur l'évolution de la production en mer du Nord



Source : AIE

Enfin, l'impact écologique de l'augmentation des taux de récupération n'est pas anodin en raison de l'utilisation massive d'eau, de gaz naturel ou de solvants. La société OXY précédemment citée a par exemple constaté que chaque baril de pétrole récupéré nécessitait la consommation de 50 barils d'eau. En conséquence, non seulement les procédés de récupération peuvent entrer en conflit avec certaines préoccupations écologiques, mais également se heurter à l'absence d'eau ou de gaz naturel, ressources indispensables pour augmenter le taux de récupération.

Certaines réserves sont connues mais ne peuvent pas encore être exploitées en raison de leur coût de production ou des difficultés techniques auxquelles leur exploitation est confrontée. Cela concerne les projets en eaux profondes, dans la zone arctique ou encore les pétroles non conventionnels tels les sables asphaltiques et les schistes bitumineux. La probabilité de réalisation de ces différents projets est très variable.

Selon l'AIE, les progrès techniques devraient permettre l'exploitation de tous les gisements en eau profonde d'ici 25 ans pour un prix du pétrole compris entre 20 et 35 dollars 2004.

En ce qui concerne la zone arctique, les coûts d'exploitation restent encore trop élevés (trois à cinq fois plus élevés que dans les zones plus tempérées).

En revanche, certains pétroles non conventionnels sont déjà exploités : c'est le cas des bassins de sables asphaltiques de l'Athabasca, au Canada, et de la ceinture de l'Orénoque au Venezuela. Les gisements sont considérables puisqu'ils se montent respectivement à 2.500 et 1.500 milliards de barils. Si ces réserves pouvaient être exploitées avec un taux de récupération de 20%, ces deux pays pourraient arguer de réserves supérieures à celles des pays du Moyen-Orient ! Il existe deux procédés d'extraction. Soit les sables asphaltiques sont peu profonds et peuvent être exploités sous forme de mines. L'huile est extraite de la roche en utilisant de la chaleur, de l'eau et des solvants. Ensuite, elle est mélangée à un pétrole plus léger pour être transportée vers une raffinerie. Lorsque les sables asphaltiques sont trop profonds, il faut chauffer la roche pour fluidifier l'huile qu'elle contient et pousser cette dernière à remonter à la surface. Actuellement, la production de bruts issus des bitumes canadiens et des huiles extra-lourdes du Venezuela s'élève à 1,6 million de barils/jour. D'ici 2015, elle pourrait atteindre 4 millions.

Pour autant, elle n'est pas sans poser certains problèmes. D'abord, les techniques d'extraction des huiles sont très consommatrices d'énergie. Non seulement la roche doit être chauffée (utilisation de vapeur d'eau résultant de la combustion de gaz naturel), mais l'huile recueillie doit être convertie avant d'être envoyée dans une raffinerie par un procédé d'hydrocracking nécessitant de l'hydrogène (qui provient également du gaz naturel). Ainsi, au Canada, chaque baril de pétrole produit nécessite 45 m³ de gaz. L'évolution de la production est donc très dépendante des ressources en gaz naturel. Selon l'AIE, cette contrainte risque de devenir un obstacle à la production au Canada dès 2015.

Par ailleurs, l'utilisation du gaz naturel pour extraire du pétrole s'avère contradictoire avec les engagements pris à Kyoto pour lutter contre l'effet de serre. D'autres techniques sont envisagées, que ce soit la création d'une centrale nucléaire ou encore l'utilisation de l'énergie géothermique, mais les coûts de ces projets sont énormes. Aussi, il est à prévoir que la montée en puissance des pétroles non conventionnels prenne plusieurs décennies.

Un dernier type de pétrole non conventionnel mérite d'être cité. Il s'agit des schistes bitumineux, à savoir des roches mères qui peuvent produire de l'huile après broyage et par pyrolyse à une température avoisinant les 500 degrés. L'extraction d'huile des schistes réclame néanmoins une industrie lourde (donc coûteuse et/ou émettrice de gaz à effet de serre) pour un produit à faible valeur ajoutée dans les conditions économiques actuelles.

En outre, elle est très consommatrice en eau : la compagnie Unocal avait calculé qu'il serait nécessaire d'utiliser l'équivalent du débit du Colorado pour une production rentable des schistes du Green River Canyon. Certes, les technologies peuvent évoluer, mais un autre obstacle se pose à l'exploitation des schistes dont les principales réserves se trouvent aux Etats-Unis (2.000 milliards de barils) : il s'agit de l'opposition de la population au creusement de

gigantesques carrières pour extraire la roche. Il apparaît donc que cette ressource a peu de chances d'être exploitée avant plusieurs décennies.

Enfin, de nouvelles réserves de pétrole conventionnel peuvent être découvertes. La zone la plus prometteuse parmi les pays non OPEP reste la Russie dont une grande partie du territoire n'a pas encore été explorée. Toutefois, une telle démarche exigera de très importants investissements aussi bien en matière d'exploitation que de production. Actuellement et malgré la forte hausse des prix qui a gonflé les bénéfices des compagnies nationales, celles-ci ne disposent pas des moyens financiers nécessaires. Quant aux compagnies internationales, leur rôle reste encore très limité. Jusqu'à présent, seule BP a été autorisée à créer une joint venture avec TNK. De toute manière, l'attitude ambiguë du président Poutine vis-à-vis des investissements étrangers conduit ces derniers à un certain attentisme.

En conclusion, il apparaît que seuls des prix durablement élevés permettront de financer les énormes investissements nécessaires pour maintenir et développer la production des pays non OPEP.

d) Le rôle futur des pays de l'OPEP

Les pays de l'OPEP, parmi lesquels les pays du Moyen Orient occupent une place prépondérante, concentrent plus de 60% des réserves mondiales de pétrole. En outre, leurs coûts de production sont parmi les moins élevés du monde et sont compris entre 3 et 5 dollars le baril.

Pourtant, la priorité donnée à la défense d'une fourchette de prix les a conduits à voir leur part de marché se réduire depuis le second choc pétrolier. Dans le cadre de cette stratégie, des quotas de production ont été attribués à chaque membre de l'OPEP en fonction du montant de ses réserves. Cette stratégie a régulièrement soulevé des conflits d'intérêt entre les pays qui souhaitent pouvoir produire rapidement le plus de pétrole possible et ceux qui privilégient une gestion à long terme de leurs ressources. Pourtant, le contre choc pétrolier et la chute brutale des prix du pétrole qui en est résultée ont favorisé l'élaboration d'un consensus sur la nécessité de défendre les prix du pétrole.

Cette situation est amenée à évoluer. En effet, compte tenu de la concentration des réserves dans les pays de l'OPEP, ces derniers vont être de plus en plus sollicités pour satisfaire la croissance de la demande. Se pose donc la double question concernant leur volonté et leur capacité à servir de variable d'ajustement.

(1) Les prévisions de production

Selon l'AIE, la part de marché des pays de l'OPEP devrait atteindre 53% en 2030. Leur production passerait de 28,2 millions de barils/jour en 2002 à **33,3 millions de barils/jour en 2010**, 49,8 millions de barils/jour en 2020 et **64,8 millions de barils/jour en 2030**.

Selon le FMI, la production des pays de l'OPEP devrait s'élever à **32 millions de barils/jour en 2010** puis fortement augmenter pour atteindre entre **64 et 71 millions de barils/jour en 2030**.

**Les prévisions de production des pays de l'OPEP
selon l'AIE, le FMI et l'OPEP**

(en millions de barils/jour)

Prévisions	2010	2030
AIE	33,3	64,8
FMI	32	64 à 71
OPEP	38	55 à 57

Selon le secrétaire général de l'OPEP, d'ici 2010, les pays de l'OPEP produiront 38 millions de barils/jour, sans tenir compte des 5 millions de barils/jour d'huiles synthétiques résultant de la conversion du gaz en pétrole. En 2025, la production pourrait avoisiner 55/57 millions de barils/jour. Toutefois, il a insisté sur l'importance des investissements nécessaires pour atteindre ce volume de production, alors même qu'ils dépendent de facteurs aussi aléatoires que le taux de croissance de l'économie au niveau mondial, la consommation d'énergie, les politiques environnementales et les avancées technologiques.

(2) Les capacités réelles de production des pays de l'OPEP

L'évolution de la production des pays de l'OPEP dépendra fortement de leurs capacités réelles à augmenter de manière significative leur production à partir de leurs réserves. Il convient donc d'analyser les facteurs qui déterminent les capacités d'extraction de pétrole, à savoir le volume des réserves et leur accessibilité ainsi que les investissements nécessaires pour extraire desdites réserves les barils de pétrole exigés par la demande.

Parmi les éléments permettant aux analystes d'être optimistes, on peut citer l'immensité des réserves et leur énorme potentiel de développement.

Le montant des réserves des pays de l'OPEP est considérable. L'OPEP l'estime à 897 milliards de barils, soit 78% des réserves mondiales dont plus de 60% sont concentrés dans les pays du Moyen-Orient. En outre, ce chiffre est

amené à croître de manière importante. Entre 1995 et 2003, le volume des réserves de l'OPEP a augmenté de 313 milliards de barils, dont 175 milliards de barils liés à une amélioration du taux de récupération et 138 milliards de barils grâce à de nouvelles découvertes.

Dans de nombreux pays du Golfe, d'importantes réserves ont déjà été recensées mais les champs n'ont pas encore été exploités. En Arabie saoudite par exemple, 70 champs attendent d'être exploités.

Par ailleurs, dans les pays les plus prometteurs, de larges parties du territoire n'ont pas encore été explorées. En Arabie saoudite, c'est le cas de toute la région proche de la frontière irakienne, de la Mer Rouge et de la province est (Arroub Al Khami). De même, l'Irak possède un très fort potentiel dans le désert de l'Ouest tandis que les réserves de l'Iran devraient être considérables dans le Golfe Persique et en mer Caspienne.

Pour autant, les difficultés liées à l'augmentation massive des capacités de production ne doivent pas être sous-estimées. Nous nous intéresserons principalement aux pays du Moyen-Orient, puisque ce sont eux, parmi les membres de l'OPEP, qui vont être amenés à augmenter le plus leur production. Selon l'AIE, la production des pays du Moyen-Orient devrait passer de 29 millions de barils/jour en 2004 à 50 millions de barils/jour en 2050, représentant alors 44% de la production mondiale de pétrole. Néanmoins, une telle augmentation de la production n'est pas sans soulever d'importantes difficultés.

Elles sont d'abord d'ordre technique.

L'encadré ci-dessous présente les caractéristiques des gisements des 5 pays du Golfe ayant les réserves les plus importantes.

**Les caractéristiques des gisements des 5 pays du Golfe
ayant les réserves les plus importantes**

L'Arabie saoudite

L'Arabie saoudite produit depuis 1938. 50% de ses réserves proviennent de 7 champs dont l'exploitation cumulée dépasse 8 millions de barils/jour. Le plus important, Ghawar, est en production depuis 1952. Entre 40 et 60% de ses réserves prouvées (qui s'élèvent au total à 115 milliards de barils) ont déjà été exploités. Depuis 1972, il a atteint son plateau de production évalué entre 3 et 5,5 millions de barils/jour. Depuis 1975 il a commencé à produire de l'eau dans une proportion qui a atteint en 2003 1,7 million de barils/jour d'eau pour 5 millions de barils/jour de pétrole. Désormais, il s'agit d'un champ mature dont la productivité des nouveaux puits a diminué d'un facteur 1000 en trente ans. Saudi Aramco doit utiliser des techniques de plus en plus sophistiquées et investir massivement pour maintenir le volume de production constant. Elle estime à 6% le taux de déclin des champs existants pour les cinq ans à venir de telle sorte que 600.000 barils/jour supplémentaires devront être produits simplement pour maintenir le volume actuel de production.

L'Iran

70% de ses réserves sont situés dans des champs dits super géants. Le plus grand est Ahwaz dont la production a débuté en 1960. Il a atteint son plateau de production en 1972, qui est évalué entre 400.000 et 1 million de barils/jour. 37% du pétrole auraient déjà été extraits sur un montant de réserves initiales prouvées de 25,4 milliards de barils. Comme pour l'Arabie saoudite, la productivité des nouveaux puits a diminué d'un facteur 1000 en trente ans. Depuis 20 ans, l'exploitation des gisements nécessite l'injection de gaz pour faciliter l'extraction tandis que la production d'eau pose des problèmes croissants. Le taux moyen de récupération (33%) est assez bas et pourrait passer à 40% en cas d'investissements importants et avec l'utilisation des technologies les plus récentes.

Le Koweït

Son champ super géant Greater Burgan représente 75% de sa production. Exploité depuis 1946, sa production a atteint un plateau compris entre 1,5 et 2,5 millions de barils/jour depuis 1960. 40% du pétrole auraient déjà été extraits de ce puits dont les réserves encore en place (70 milliards de barils) représentent 75% des réserves prouvées totales.

L'Irak

Les deux champs de Kirkouk et de Rumailah représentent plus de 70% de ses capacités totales de production. Ils ont atteint leur plateau de production respectivement en 1968 et 1988 à un niveau estimé à 1 million de barils/jour chacun. 40 à 50% du pétrole auraient déjà été extraits de ces champs. Globalement, une production excessive conjuguée à une géologie complexe des réservoirs a fortement dégradé ces gisements. L'augmentation des niveaux de production puis leur maintien constituera donc un défi technique et nécessitera des investissements considérables.

Les Emirats Arabes Unis

6 champs fournissent 75% de leur production, dont 5 ont atteint leur plateau de production depuis 1970. L'exploitation de la plupart des gisements des Emirats Arabes Unis exige l'injection d'eau ou de gaz et l'utilisation de forages horizontaux.

Ces caractéristiques peuvent être résumées de la manière suivante :

- la production dans les pays du Golfe est assurée à 75% par des champs dits super géants (dont les réserves ultimes récupérables de pétrole sont supérieures à 500 millions de barils) ;
- ces champs ont commencé à être exploités entre les années 50 et 60 et la plupart ont atteint leur plateau de production depuis les années 70 ;
- ils sont exploités peu intensément depuis le milieu des années 80 mais ont déjà produit 35 à 55% de leurs réserves ;
- la plupart des champs super géants connaissent des problèmes de production d'eau ;

- la productivité des puits est passée de dizaines de milliers de barils/jour dans les années 70 à des milliers de barils/jour actuellement.

En conséquence, la capacité des pays cités à augmenter fortement et durablement leur volume de production est incertaine. En effet, il leur faut non seulement prolonger les plateaux des champs super géants le plus longtemps possible, mais également développer de nouveaux champs pour accroître la production.

Dans cette perspective, le secrétaire général de l'OPEP a déclaré récemment que la production des membres de l'OPEP pourrait atteindre 55 millions de barils/jour, soit respectivement 10 et 16 millions de barils/jour de moins que les prévisions de l'AIE et du FMI.

Par ailleurs, se pose la question du financement des investissements. En effet, les pays du Golfe vont devoir augmenter leurs dépenses d'exploration tandis que les coûts d'exploitation vont s'alourdir en raison de l'utilisation de technologies plus coûteuses pour maintenir la production et de la mise en service de champs plus petits, donc plus coûteux à exploiter.

Dans son dernier rapport consacré aux pays du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord, l'AIE estime à 614 milliards de dollars les investissements nécessaires dans cette région entre 2005 et 2030. Ils devraient passer de 16 milliards de dollars par an jusqu'en 2010 à 28 milliards de dollars par an entre 2020 et 2030. Pour l'Arabie saoudite, l'AIE évalue à 174 milliards de dollars (soit 6 milliards de dollars par an) les investissements indispensables. Il s'agirait pour ces pays d'un doublement de leurs dépenses par rapport à la décennie précédente.

Enfin, les pays du Moyen-Orient ne seront en mesure de développer leurs capacités de production que s'ils ne connaissent aucune tension majeure ou conflit géopolitique qui pourrait profondément affecter la production de l'un d'entre eux. Rappelons qu'à la suite de l'intervention américaine en Irak et de la multiplication des attentats, la production de ce pays a chuté à 1,8 million de barils/jour. Or, c'est une zone qui reste très instable : l'avenir de l'Irak est incertain, le « pacte social » saoudien fondé sur la religion, l'allégeance à la famille al Saoud et la redistribution des richesses sont contestés et l'actuel durcissement du régime en Iran fait peser de graves interrogations sur l'évolution de ce pays.

(3) Les incertitudes pesant sur la volonté politique des pays de l'OPEP à satisfaire entièrement la croissance de la demande mondiale

Dans les modèles de prévision d'offre et de demande de pétrole développés par l'AIE ou le FMI, le montant de la production des pays de l'OPEP correspond de manière purement théorique à la différence entre la demande mondiale et la production des pays non OPEP, soit entre 61 et 74 millions de barils/jour.

Pour autant, il n'est pas du tout évident que les membres de l'OPEP souhaitent atteindre ce niveau de production. Dans une étude publiée en 2005 dans « The Energy Journal », M. Dermot Gately calculait la valeur actualisée des profits (net present value of profits) en fonction de la part de marché des membres de l'OPEP dans la production de pétrole totale. Il constatait alors que la part de marché la plus favorable était comprise entre 41 et 46%, ce qui correspond à une production de 52 à 59 millions de barils/jour, bien inférieure aux prévisions théoriques du FMI.

Pour comprendre la stratégie des membres de l'OPEP, il faut rappeler les traumatismes causés par le contre-choc pétrolier et la chute brutale des prix en 1998.

Entre 1980 et 1985, la production de l'Arabie saoudite est ainsi passée de 11 millions de barils/jour à 3,8 millions de barils/jour sans pouvoir freiner l'effondrement des prix. Le résultat a été l'explosion des capacités de production excédentaires.

A cet égard, il convient de clarifier le débat sur ces dernières : l'Arabie saoudite n'a jamais décidé de créer des capacités de production résiduelles. Elles ont été la conséquence de la contraction de sa production dans le but de soutenir les prix. Aussi, il serait illusoire de croire que les pays du Moyen-Orient, et en particulier l'Arabie saoudite, vont produire au-delà de la demande afin de reconstituer de telles capacités (qui représentent un non sens économique). Si ces dernières réapparaissent, ce sera uniquement en raison d'une chute de la demande qui entraînerait une baisse des prix. Les pays de l'OPEP pourraient alors baisser leurs quotas de production pour défendre les prix.

En 1997, la crise financière en Asie a de nouveau mis un terme à l'embellie sur les prix qui atteignirent un plancher de 10 dollars en 1998 et remirent en cause l'équilibre financier des économies des pays exportateurs de pétrole. L'Arabie saoudite fut de nouveau contrainte à baisser son quota de production.

Depuis cette date, les pays de l'OPEP font preuve d'une très grande prudence sur l'évolution des prix du pétrole. Conscients de leur caractère très volatil, ils sont peu enclins à se lancer rapidement dans de grands projets d'investissement alors qu'ils n'ont pas de garantie à long terme sur le niveau des prix.

Leur stratégie semble guidée par deux considérations :

- d'une part, faire en sorte que la demande de pétrole leur assure des revenus réguliers sur le long terme. En conséquence, les membres de l'OPEP doivent éviter que des prix trop élevés n'entraînent une inflexion forte de la demande à travers la relance des économies d'énergie et de la diversification énergétique. Dans le même temps, les pays dont les réserves sont très importantes

privilégient un rythme de production lent qui permette aux générations futures de profiter de la rente pétrolière. Or, une exploitation intensive des gisements accélère leur taux de déclin : il n'est donc pas forcément dans l'intérêt d'un pays comme l'Arabie saoudite, dont les réserves prouvées assurent 69 ans de production au rythme actuel, d'augmenter ses capacités de production à 18 millions de barils/jour pour 2030 comme le prévoit l'AIE ;

- d'autre part, éviter une baisse trop importante des prix préjudiciable pour leurs finances publiques et leur économie. Il faut rappeler que le pétrole représente par exemple pour l'Arabie saoudite 90% de ses exportations et les trois-quarts des ressources de son budget. Jusqu'en 2003, l'Arabie saoudite a connu deux décennies de déficit budgétaire qui ont conduit à un endettement public égal à 97% du PIB en 2002. Or, le maintien de tensions entre l'offre et la demande est le moyen le plus efficace pour contenir les prix.

Il apparaît ainsi que les membres de l'OPEP n'ont pas vraiment intérêt à jouer le rôle de producteur d'appoint pour satisfaire intégralement la croissance de la demande.

Se pose en outre le problème du financement de l'augmentation massive de leur capacité de production.

L'AIE fait remarquer que si les sommes en jeu paraissent considérables en valeur absolue, elles ne représentent que 6% des revenus du pétrole attendus entre 2005 et 2030 et 1% du PIB. Pour autant, les pays producteurs peuvent estimer que ces dépenses ne sont pas prioritaires.

En effet, la plupart des pays membres de l'OPEP sont confrontés à une croissance démographique forte (la population de l'Arabie saoudite devrait pratiquement doubler entre 2003 et 2030 pour atteindre 40 millions de personnes; la population iranienne devrait passer sur la même période de 66 à 90 millions d'habitants) et à un taux de chômage élevé. Leurs dépenses publiques sont donc très élevées et essentiellement consacrées à la création d'infrastructures (routes, écoles, logements, hôpitaux), au subventionnement des produits de première nécessité et au financement de services publics souvent gratuits.

En conséquence, il n'est pas du tout évident que les Etats producteurs autorisent les compagnies pétrolières nationales à utiliser la manne pétrolière pour multiplier leurs investissements et développer leurs capacités de production dans les proportions prévues par l'AIE ou le FMI.

En outre, les chances pour que les membres de l'OPEP fassent appel à des compagnies internationales afin de réaliser une partie des investissements sont minimes. La plupart de ces pays considèrent leurs ressources pétrolières comme stratégiques et sont fermés aux investissements internationaux.

B. LES SCENARII D'ÉVOLUTION DES PRIX

Dans le cadre de leur mission, vos rapporteurs ont analysé les hypothèses sur lesquelles reposaient les prévisions sur les prix du pétrole à moyen et long terme. Ils ont constaté qu'à court terme, un consensus se dégagait pour craindre des tensions persistantes sur le marché. A moyen et long terme, même s'il est globalement reconnu que les prix ne redescendront pas en dessous de la barre des 40 dollars (valeur 2004), les fourchettes de prix sont beaucoup plus larges.

1. Un double consensus

Il porte à la fois sur la poursuite des tensions à court terme sur le marché et la prise de conscience que l'époque du pétrole bon marché est révolue.

a) Des tensions sur le marché qui ont vocation à perdurer

A court terme, les prix du pétrole vont rester élevés et très volatils.

La demande à court terme est peu élastique aux prix. Les transports absorbent 50% de la demande de pétrole au niveau mondial et 70% de la demande dans les pays développés. L'inflexion de la demande en raison de prix élevés ne peut donc qu'être lente car elle dépend de la modification des comportements des ménages et des évolutions technologiques.

Alors que la croissance de la demande mondiale a été exceptionnelle en 2004 (+3,4%), les prévisions pour 2005 ont été fortement revues à la baisse : initialement estimée à 2,1%, la croissance de la demande ne devrait pas dépasser 1,5%. Il est difficile de savoir dans quelle mesure ce ralentissement est lié au maintien de prix élevés et surtout s'il a vocation à perdurer. Les prévisions de croissance de la demande de pétrole réalisées par l'AIE tablent sur une croissance de 1,8% pour 2006 et sur une croissance moyenne de 1,4% entre aujourd'hui et 2030, soit, d'ici 2010, 10 millions de barils/jour supplémentaires.

Par ailleurs, jusqu'en 2030, 95% de la croissance de la demande mondiale de produits raffinés concerneront l'essence et les distillats moyens (essentiellement gazole et kérosène). Compte tenu des taux actuels d'utilisation des raffineries (85% au niveau mondial en 2004), la croissance de la demande en produits raffinés ne pourra être satisfaite que par le développement de capacités de raffinage supplémentaires que l'AIE estime à 10 millions de barils/jour d'ici 2010.

Or, il existe des délais incompressibles pour permettre à l'offre de s'adapter à la croissance de la demande.

En matière d'exploration, les délais entre la décision de prospection et la première production varient en fonction de la complexité des projets. Ils vont de deux ans pour les projets les plus faciles à réaliser (au Moyen-Orient par exemple) à dix ans pour les projets les plus techniques (comme le projet AKPO de Total au Nigeria, pour lequel le permis de prospection a été obtenu en 1998 et le début de la production est attendu pour 2008).

En outre, la progression de l'offre de pétrole brut est actuellement freinée pour des raisons à la fois techniques et stratégiques.

Les investissements mondiaux dans le domaine de l'exploration et de la production ont progressé de 5,6% en 2003 et 8,5% en 2004 pour atteindre 150 milliards de dollars. Ils devraient s'élever à 170 milliards de dollars en 2005.

La relance des investissements a créé de fortes tensions dans l'industrie parapétrolière et fait exploser les prix. Lors de leur entretien avec les représentants de Transocean, premier opérateur de forages off-shore au monde, vos rapporteurs ont appris que les tarifs de location des appareils de forage sont passés de 180.000 dollars en novembre 2003 à 475.000 dollars par jour en octobre 2005. En outre, aucun appareil n'est disponible d'ici la fin 2007.

Par ailleurs, les compagnies pétrolières sont confrontées à d'importantes difficultés en matière de recrutement de personnel. Les filières de l'industrie pétrolière attirent beaucoup moins les jeunes ingénieurs en raison des conditions de vie difficiles sur les lieux de forage et du caractère cyclique de cette industrie.

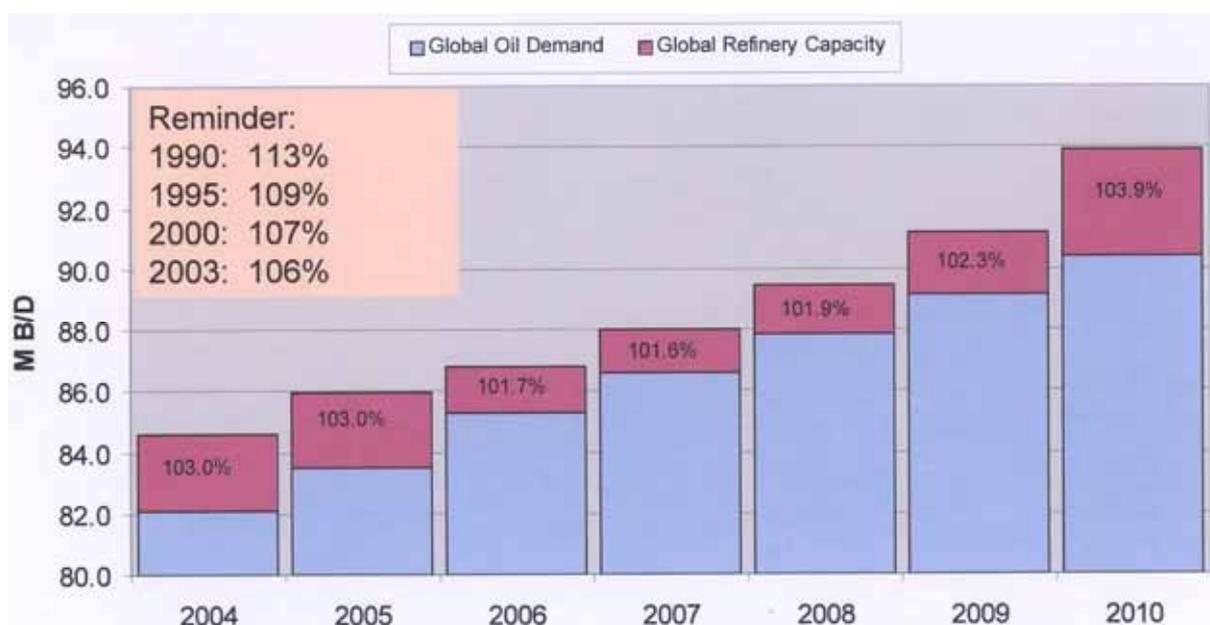
Enfin, les compagnies pétrolières internationales sont assez conservatrices dans leurs stratégies d'investissement. Ces dernières font certes remarquer qu'elles ne produisent que 14% du pétrole et ne détiennent que 5% des réserves mondiales alors qu'elles sont responsables de 23% des investissements en exploration et production. En outre, elles souffrent d'un accès restreint aux réserves les plus intéressantes financièrement. Comme il a été rappelé précédemment, les pays détenteurs des réserves les plus importantes sont fermés aux investissements étrangers et la hausse des prix du pétrole s'est accompagnée d'un durcissement général des conditions figurant dans les contrats d'exploitation signés entre les compagnies et les Etats. Certains pays comme le Venezuela ont imposé une renégociation des contrats qui soit augmentent le taux d'imposition sur les sociétés, soit exigent la création de joint ventures.

Au-delà de ces contraintes, les compagnies internationales restent fortement échaudées par la chute brutale des prix en 1998 et basent donc leurs projets sur un prix du pétrole très bas par rapport à son niveau actuel : entre 20 et 25 dollars le baril. Concrètement, cela signifie que leurs investissements doivent être rentables à ce niveau de prix. Malgré le développement des progrès techniques qui ont contribué à une baisse importante des coûts de production, il est clair que cette fourchette de prix peut limiter les investissements les plus innovants, notamment dans le domaine des pétroles non conventionnels.

En ce qui concerne l'augmentation des capacités de raffinage, il faut compter sur un délai d'au moins trois ans entre le moment où la décision est prise et celui où la nouvelle unité est opérationnelle. Ce délai est beaucoup plus long dans les pays développés où les réglementations environnementales sont plus strictes et les populations locales globalement opposées à ce genre de projets.

De nouveaux projets d'extension et de création de raffineries ont été annoncés pour un total de 2 millions de barils/jour, dont 45% sont situés en Asie et 20% au Brésil et au Venezuela. Pour autant, le marché risque de rester très tendu au moins jusqu'en 2010, en particulier entre 2006 et 2008 comme l'indique le schéma ci-dessous.

**Confrontation des estimations en matière de capacités de raffinage
et de croissance de la demande de produits raffinés
(en millions de barils/jour)**



Source : ICF Consulting

b) Un prix qui ne redescendra pas au dessous de 40 dollars

Vos rapporteurs ont procédé à plus de 40 auditions tant en France qu'aux Etats-Unis. Ils ont interrogé des représentants de compagnies pétrolières et parapétrolières, des analystes financiers, des consultants, des économistes, des représentants d'associations professionnelles, des représentants des administrations en charge des questions énergétiques. Tous ont convenu que l'ère du pétrole bon marché était définitivement révolue, sauf récession mondiale.

En effet, du côté de la demande de pétrole, la croissance devrait rester soutenue dans la mesure où elle correspond principalement à un effet de rattrapage de la part de pays en voie de développement fortement peuplés comme la Chine ou l'Inde.

Du côté de l'offre, toutes les surcapacités engendrées par le contre-choc pétrolier ont disparu, que ce soit en matière de production et d'exploration, de raffinage et de transport. En outre, la montée en puissance des pays de l'OPEP à partir de 2010/2014 va accroître leur pouvoir de fixation des prix.

Certes, le marché du pétrole reste volatil et l'évolution des prix « spot » à court terme est toujours susceptible de présenter un comportement cyclique. Toutefois, le prix du pétrole ne devrait pas descendre en dessous d'un plancher que la plupart de nos interlocuteurs ont évalué à 40 dollars.

A cet égard, les évaluations de l'AIE et du FMI peuvent paraître très optimistes. Au préalable, il faut noter que les prix proposés par ces deux institutions ne résultent pas des prévisions d'offre et de demande de pétrole, mais au contraire servent à évaluer lesdites offre et demande et sont donc fixés de manière exogène.

Dans le World Economic Outlook publié en avril 2005, le FMI retenait pour ses prévisions un prix qui devait passer de 45 dollars en 2005 à 34 dollars en 2010.

Dans le World Energy Outlook publié en novembre 2005, l'AIE estime dans son scénario de référence que le prix du pétrole s'élèvera à 35 dollars en 2010, 37 dollars en 2020 et 39 dollars en 2030. Il convient cependant de remarquer que l'AIE propose un autre scénario dans lequel, faute d'investissements suffisants, les pays du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord produisent en 2030 30% moins de pétrole que dans le scénario de référence. Il en résulte une diminution de la demande mondiale de 6% et une forte hausse des prix du pétrole qui atteignent alors 41 dollars en 2010, 46 dollars en 2020 et 52 dollars en 2030.

2. A moyen terme, des estimations de prix très contrastées en fonction des hypothèses retenues

A moyen terme, les estimations de prix ont tendance à diverger en fonction des hypothèses retenues.

Le tableau ci-dessous recense les facteurs qui peuvent influencer à la hausse comme à la baisse les prix du pétrole brut et des produits dérivés. Selon l'importance donnée à chacun de ces facteurs, les prévisions de prix peuvent varier fortement.

Tableau récapitulatif des facteurs de hausse et de baisse des prix du pétrole brut et des produits dérivés

Les facteurs de hausse	Les facteurs de baisse
Une demande soutenue de pétrole brut liée au rattrapage des pays en voie de développement	Le risque de récession
Des gisements globalement plus coûteux à exploiter et de moins bonne qualité	La diversification énergétique (nucléaire, énergies renouvelables)
La montée en puissance des pays de l'OPEP	Le développement des pétroles non conventionnels
Le pic de production des pays non OPEP entre 2010 et 2015	La relance des politiques d'économies d'énergie
L'augmentation de la part des transports dans la consommation totale de pétrole et la demande croissante de produits raffinés légers	La concurrence des biocarburants et de nouvelles technologies permettant de réduire la consommation d'hydrocarbures dans le secteur des transports
Le renforcement des normes environnementales sur les carburants	
La disparition des capacités résiduelles de production, de raffinage et de transport	

Les évolutions de prix peuvent toutefois être classées en deux catégories : **les optimistes et les pessimistes**.

Les **optimistes** estiment que les réserves prouvées combinées au maintien des prix au dessus de 40 dollars et à la poursuite des progrès technologiques permettront de satisfaire la croissance de la demande sans trop de difficulté. Cette position est défendue par l'AIE dans son scénario de référence, par le département de l'énergie américain et, plus généralement, par de nombreux Américains rencontrés par vos rapporteurs lors de leur déplacement. Certes, ils sont conscients des risques que fait peser la croissance de la demande, notamment aux Etats-Unis, mais ils croient peu en une inflexion de cette dernière. Ils semblent plutôt faire confiance aux pays de l'OPEP pour augmenter leur production compte tenu de l'attractivité des prix qui devraient osciller entre 40 et 50 dollars sur les vingt prochaines années. Enfin, ils insistent fortement sur le

potentiel des pétroles non conventionnels qui n'attendent que les investissements nécessaires pour se développer fortement.

Les **pessimistes** jugent les prévisions d'offre de l'AIE (dans son scénario de référence), du FMI et du département de l'énergie américain insoutenables à long terme. Non seulement ils sont dubitatifs sur la capacité des pays non OPEP à maintenir durablement leur niveau de production au-delà de 2010/2015, mais ils estiment que les pays de l'OPEP n'ont pas sinon la capacité, tout au moins la volonté de servir de variable d'ajustement et de produire les 64 à 71 millions de barils/jour exigés d'eux. En conséquence, d'importantes tensions sur les prix devraient intervenir que seule une inflexion durable de la demande permettrait de diminuer. Dans ce scénario, la volatilité des prix augmente et ils peuvent, au moins de manière temporaire, dépasser les 100 dollars.

III. L'IMPACT DE LA HAUSSE DES PRIX DU PÉTROLE SUR L'ÉCONOMIE MONDIALE

Entre décembre 2003 et septembre 2005, les prix du pétrole ont été multipliés par 2,2. Pourtant, contrairement aux deux premiers chocs pétroliers, la croissance économique mondiale reste vigoureuse : selon le ministère français de l'économie et des finances (MINEFI), la croissance mondiale s'est établie à 4% en 2005, après un taux de 4,8% en 2004 et de 3,9% en 2003.

Il convient donc d'analyser de manière fine l'impact de la hausse des prix du pétrole sur l'économie mondiale. Après avoir étudié les caractéristiques de ce qui est désormais appelé le « troisième choc pétrolier », nous chercherons à comprendre les raisons qui expliquent son impact relativement limité par rapport aux deux premiers, tout en soulignant que les risques de freinage de l'économie mondiale restent réels. Enfin, vos rapporteurs présenteront les résultats d'une simulation de l'impact de la hausse des prix du pétrole réalisée à l'aide du modèle macroéconomique NEMESIS.

A. LES CARACTÉRISTIQUES DU TROISIÈME CHOC PÉTROLIER

Le choc pétrolier que subit actuellement l'économie mondiale se distingue des deux précédents moins par son ampleur que par sa nature ainsi que son faible impact sur la croissance économique et l'inflation.

1. Un choc d'une ampleur similaire aux deux précédents ?

Les avis sont partagés sur la question de savoir si l'ampleur du troisième choc pétrolier est comparable à celle des deux chocs précédents.

L'institut de conjoncture économique et financière Rexecode estime que le choc est d'une ampleur similaire, même s'il est plus étalé dans le temps. Pour établir sa comparaison, il se base sur deux éléments :

- l'augmentation des prix : il apparaît ainsi que les prix avaient été multipliés respectivement par plus de 3 en six mois pour le premier choc pétrolier, par 2 en douze mois pour le deuxième et par 2,2 en vingt mois pour le troisième ;

- l'augmentation du poids de la facture énergétique nette dans le PIB : en mesurant le « choc » par ladite augmentation, le premier choc pétrolier est évalué à 1,2% du PIB pour les Etats-Unis et 2,1% du PIB pour la France ; le deuxième à 1,3% du PIB pour les Etats-Unis et 1,8% du PIB pour la France. Entre 2002 et aujourd'hui, le choc s'élève à 1,2% pour les Etats-Unis et 1,1% de PIB pour la France.

En revanche, l'Observatoire Français des Conjonctures Economiques (OFCE), même en considérant un baril de pétrole à 62 dollars, estime que la hausse du prix du pétrole reste plus faible que lors des deux premiers chocs. Un choc de même ampleur aujourd'hui correspondrait à un pétrole à 200 dollars en tenant compte de l'inflation, de l'amélioration de l'efficacité énergétique et de la réduction de la consommation de pétrole dans les pays de l'OCDE.

2. Un choc de demande

Les deux premiers chocs pétroliers résultaient d'une rupture de l'offre. En 1973, la guerre de Kippour avait conduit les pays de l'OPEP à décréter un embargo envers les pays occidentaux : la production de pétrole était alors passée de 59,3 à 56,5 millions de barils/jour entre 1973 et 1975. En 1979, la révolution islamique en Iran suivie de la guerre entre ce pays et l'Irak a également entraîné une forte chute de la production qui est passée de 67 à 60,7 millions de barils/jour entre 1979 et 1981.

En ce qui concerne le « troisième choc pétrolier », les tensions sur les prix viennent de la vigueur persistante de la demande, que l'offre peine à suivre bien qu'elle soit à un niveau historique record (84,9 millions de barils/jour en août 2005).

3. Un impact relativement réduit sur la croissance et l'inflation

Si les avis sont partagés sur l'ampleur du choc actuel par rapport aux deux précédents, il existe un consensus pour reconnaître que jusqu'à présent, ce dernier n'a exercé qu'un impact réduit sur la croissance économique mondiale.

Quels sont les effets théoriques d'un choc pétrolier ?

Dans les pays importateurs de pétrole, un choc pétrolier déprime l'activité en affectant les ménages et les entreprises consommatrices de pétrole. Les ménages dont le pouvoir d'achat est amputé par le renchérissement des produits pétroliers diminuent leur consommation. Les entreprises voient leurs coûts de production augmenter et leur rentabilité baisser. Elles peuvent alors choisir de limiter leur offre même si la demande ne fléchit pas. La diminution de la demande et de l'offre conduit à une diminution de l'activité.

En outre, une hausse des prix pétroliers entraîne une augmentation de l'inflation. En France, la Direction de la prévision et de l'analyse économique évalue l'effet mécanique sur l'indice des prix à la consommation d'une hausse du prix du pétrole de 10 euros à 0,4 point. Les effets dits de « second tour » proviennent des tentatives, par les entrepreneurs et les salariés, de compenser la perte de revenus entraînée par le choc pétrolier : les producteurs peuvent

transmettre à leurs clients la hausse des coûts en relevant les prix de vente ; les salariés peuvent exiger une augmentation compensatoire des rémunérations. De tels enchaînements conduisent à une spirale inflationniste.

Enfin, les pays importateurs de pétrole voient le déficit de leurs échanges énergétiques se creuser tandis qu'un transfert de ressources s'opère au profit des producteurs de pétrole. Or, la propension à dépenser des pays producteurs est plus faible que celle des pays consommateurs. Il en résulte *in fine* un ralentissement de la demande globale mondiale.

Des modèles macroéconomiques permettent de fixer des ordres de grandeur des effets des chocs pétroliers. En moyenne, une hausse maintenue de 10 dollars du prix du baril amputerait la croissance du PIB des pays industrialisés de 0,25 à 0,5 point la première année et d'autant la deuxième année.

Compte tenu de l'explosion des prix du pétrole entre 2003 et aujourd'hui, la croissance du PIB des pays industrialisés aurait dû être amputée de 2 points. Or, rien de tel n'a été constaté.

Croissance en volume du PIB entre 2003 et 2005

Croissance du PIB en volume (en %)	2003	2004	2005*
Monde	3,9	4,8	4
Zone OCDE	2,1	3,4	2,7
Etats-Unis	3,0	4,4	3,7
Japon	1,4	2,7	2,3
Union européenne à 15	1,1	2,1	1,4
Allemagne	-0,2	1,1	1,0
France	0,9	2,3	1,7
Royaume-Uni	2,5	3,2	1,9
Italie	0,4	1,0	0,0
Espagne	2,9	3,1	2,7

Source : Minefi
* : prévisions

Après une année 2004 exceptionnelle, la croissance mondiale est restée dynamique en 2005 alors même que les prix du pétrole ont continué à augmenter. Certes, les taux de croissance de 2005 par rapport à ceux de 2004 ont baissé, mais pas dans les proportions estimées par les modèles macroéconomiques.

Jusqu'à présent, la hausse des prix du pétrole apparaît donc comme un simple transfert de revenus entre les pays consommateurs et les pays producteurs, sans impact global, et non comme un choc négatif sur la croissance globale.

B. LES RAISONS QUI EXPLIQUENT CET IMPACT LIMITÉ

En réalité, ces modèles surestiment l'incidence des chocs pétroliers parce qu'ils sont construits sur la base de comportements moyens observés il y a deux ou trois décennies. Or, ces comportements ont évolué dans le sens d'une moins grande réactivité aux variations de prix du pétrole.

1. La faiblesse des anticipations inflationnistes

Le premier choc pétrolier avait conduit à une surenchère inflationniste, les mécanismes d'indexation salariale jouant à plein et les banques centrales ayant insuffisamment réagi, ce qui avait permis un relèvement durable des anticipations d'inflation.

Le second choc pétrolier a conduit initialement à une nouvelle fièvre inflationniste puis a finalement débouché sur une récession mondiale marquée, en liaison avec des politiques monétaires très restrictives destinées à casser les anticipations d'inflation.

Aujourd'hui, les banques centrales des pays développés jouissent d'une crédibilité anti-inflationniste bien plus forte : les anticipations d'inflation à long terme sont mieux ancrées et les agents anticipent *a priori* que la hausse des prix du baril va relever temporairement l'inflation, sans nécessairement affecter les composantes moins volatiles des prix qui constituent l'inflation sous-jacente.

En outre, les mécanismes d'indexation automatique des salaires sur les prix au moment des deux premiers chocs pétroliers ont disparu et les tensions sur le marché du travail sont partout inexistantes.

En 2005, aux Etats-Unis, l'inflation s'élèverait à 3,3% contre 2,7% en 2004. Dans la zone euro, elle resterait stable à 2,1% sur les douze derniers mois. L'augmentation de l'inflation aux Etats-Unis s'explique par l'effet mécanique de la hausse du prix du pétrole sur l'indice des prix à la consommation mais ne permet pas d'en déduire l'existence de tensions inflationnistes dans ce pays.

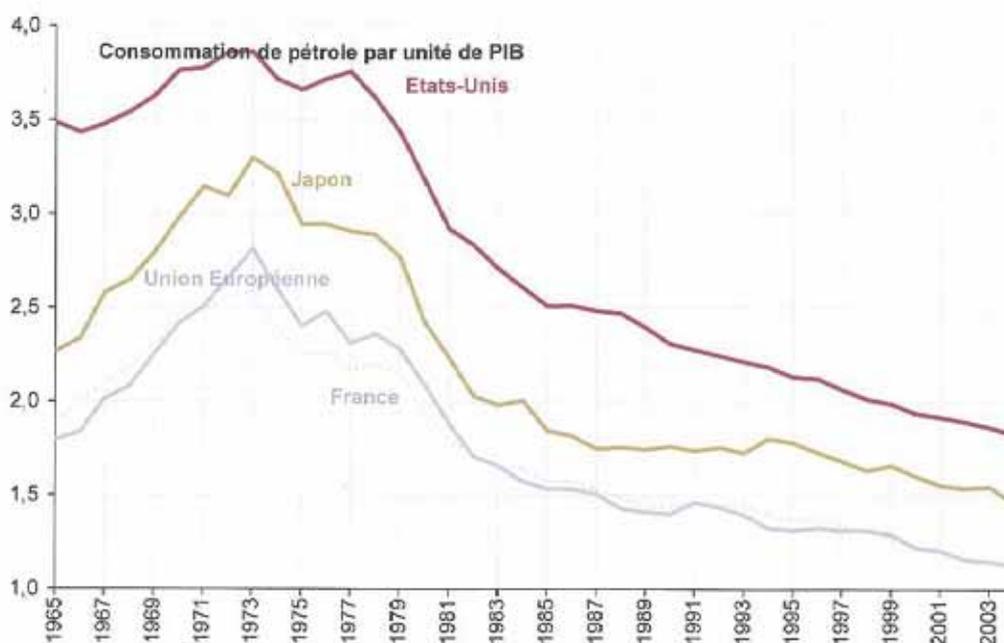
L'inflation sous-jacente (hors énergie et produits alimentaires) est ainsi estimée à 2% aux Etats-Unis et 1% dans la zone euro.

2. La diminution de l'intensité de la croissance en pétrole

Le pétrole représentait en 2004 36% de la consommation mondiale d'énergie primaire, avec une utilisation principalement dans le secteur des transports. Mais le degré d'utilisation du pétrole a diminué par rapport aux années 1970 comme l'indique le graphique suivant.

Cette diminution de l'intensité de la croissance en pétrole résulte des progrès de l'efficacité énergétique suscités par les chocs pétroliers, mais également de la place croissante prise par les activités tertiaires dans la valeur ajoutée, moins consommatrices d'énergie.

L'intensité pétrolière de la croissance : consommation de pétrole en milliers de barils/jour par unité de PIB (dollars 1999)



Source : Direction de la Prévision et de l'Analyse économique

En France, les importations de pétrole ont été réduites de 30 millions de tonnes depuis 1973 et la facture énergétique, qui ponctionnait 3,5% du PIB en 1984, n'a représenté en 2004 que 1,75% du PIB, soit 28,3 milliards d'euros. Cette évolution s'explique principalement par le développement des ressources hydroélectriques et du programme nucléaire pour produire de l'électricité ainsi que par d'importants efforts d'économie d'énergie. L'efficacité énergétique dans l'industrie française s'est ainsi améliorée de 54% entre 1973 et 2004.

La forte diminution de l'intensité de la croissance en pétrole a des effets non négligeables en matière de transfert des revenus des pays importateurs vers les pays producteurs.

Selon les statistiques de l'OFCE, en 2005, près de 250 milliards de dollars seront transférés vers les pays producteurs de l'OPEP, soit 0,6 point du PIB des pays de l'OCDE. Depuis 2002, ce transfert a atteint près de 400 milliards de dollars, soit 1,1 point de PIB. Il reste pourtant sans commune mesure avec ce qui s'était passé en 1974 (où 76 milliards de dollars, soit 1,7 point du PIB, avaient été transférés cette année là) ou en 1980 (où 180 milliards de dollars, soit 2,2 points du PIB, avaient été transférés en une année).

3. Une économie mondiale globalement « financiarisée »

Par ailleurs, le choc actuel s'opère dans une économie mondiale globalement financiarisée dans laquelle le recyclage des « pétro-dollars » s'effectuerait bien mieux que dans le passé¹. Le financement des balances courantes déstabilisées par la hausse des prix du brut s'en trouverait facilité, ce qui contribuerait à prolonger la dynamique de l'activité en évitant des mesures brutales de rééquilibrage.

4. La faiblesse des taux d'intérêt

Aussi bien dans la zone euro qu'aux Etats-Unis, les taux d'intérêt à long terme sont exceptionnellement bas. Aux Etats-Unis, les taux d'intérêt des obligations d'Etat s'élèvent à 4,2% pour l'année 2005. Dans la zone euro, les taux d'intérêt à 10 ans atteignent 3,4% cette année. Pour certains économistes, cette faiblesse persistante des taux d'intérêt à long terme, notamment aux Etats-Unis, reste une énigme. Trois explications possibles sont avancées par Rexecode :

- soit les marchés financiers se trompent et une hausse brutale des taux d'intérêt américains à long terme finira par intervenir ;

- soit ils anticipent une rechute de la croissance américaine en 2006 et un nouveau cycle de baisse des taux courts ;

- soit cette faiblesse des taux longs est liée à l'obligation pour les grands fonds d'investissement d'acheter massivement des obligations à long terme afin d'adosser leurs engagements de retraite. L'équilibre du marché obligataire serait ainsi un équilibre « en coin », qui ne correspondrait pas à un optimum financier mais qui se trouve contraint.

¹ Le montant des pétro-dollars réinvestis sur les marchés financiers fait l'objet d'estimations très variées. L'OFCE l'évalue à 30 % des revenus tirés du pétrole alors que le laboratoire Erasme l'estime à 60 %.

D'autres économistes estiment que la financiarisation croissante de l'économie due notamment au recyclage des « pétro-dollars » conduit à une hausse des prix des actifs financiers qui tend à réduire les taux d'intérêt à long terme.

Quelle que soit l'explication retenue, il est clair que le maintien des taux longs à un niveau bas a un effet doublement positif pour l'économie.

D'une part, il facilite le financement par les Etats-Unis du déficit de leur balance commerciale, évitant ainsi des ajustements brutaux qui réduiraient la consommation des ménages et freineraient la croissance.

D'autre part, il entretient la montée des prix dans l'immobilier et donc l'effet de richesse des ménages et participe ainsi à la dynamique de la croissance économique¹.

5. La forte participation des pays émergents à l'activité mondiale

A l'époque des deux premiers chocs pétroliers, la participation d'une part des pays émergents d'Asie et d'Amérique latine et d'autre part des anciens pays socialistes de l'Europe de l'Est à la croissance mondiale était marginale. Ce n'est plus le cas aujourd'hui. La montée en puissance de ces économies dans l'économie mondiale, notamment la Chine, est un facteur entretenant le dynamisme de l'activité mondiale et permettant de mieux absorber le choc.

D'une part, certaines économies émergentes productrices d'hydrocarbures et à forte capacité d'absorption profitent pleinement de la manne pétrolière et gazière pour renforcer leur croissance en assainissant par ailleurs leurs déséquilibres financiers extérieurs. Ainsi en est-il par exemple de la Russie, du Mexique, de l'Argentine ou encore de la Malaisie. Ces pays contribuent à stimuler le commerce mondial de produits manufacturés, ce qui n'était pas le cas en 1973/1974 et 1979/1980.

D'autre part, même si le renchérissement des prix de l'énergie affecte, et ce parfois durement, les économies émergentes asiatiques, cela ne les empêche pas de poursuivre leur rattrapage. Grâce à des coûts de main d'œuvre très bas et des gains de productivité élevés, elles peuvent élargir leurs parts de marché à l'exportation et contribuer par ailleurs à la limitation de l'inflation dans les pays industrialisés.

¹ Ce sujet a été largement traité par le rapport d'information n° 6 (2005-2006) de la commission des finances du Sénat présenté par M. Philippe Marini : « Les perspectives d'évolution du marché immobilier et son contexte macroéconomique ».

C. UN IMPACT QUI NE DOIT CEPENDANT PAS ÊTRE NÉGLIGÉ

Si la hausse des prix du pétrole n'a exercé jusqu'à présent qu'un effet relativement limité sur l'activité mondiale, les zones économiques les plus pauvres sont également celles qui sont les plus touchées. En outre, compte tenu de la faible croissance économique de la zone euro, le choc pétrolier pourrait dans le futur avoir un impact plus négatif. Enfin, des incertitudes pèsent sur l'avenir de la croissance mondiale.

1. Un impact plus prononcé pour les pays en développement

La revue de l'OFCE d'octobre 2004 mettait en garde contre les effets plus marqués du troisième choc pétrolier sur les pays en développement importateurs de pétrole et leur capacité à gérer les déséquilibres induits par ce choc.

Les pays hors OCDE consomment 40% de la production mondiale de pétrole. L'intensité énergétique et pétrolière y est traditionnellement plus forte qu'ailleurs du fait d'appareils productifs moins performants. Selon l'AIE, pour produire un point de PIB, le Brésil a besoin de 42% d'énergie en plus que les membres de l'OCDE, la Chine 132%, la Thaïlande 137% et l'Inde 188%.

Comparativement aux pays développés, la facture énergétique des pays en développement importateurs de pétrole est beaucoup plus élevée et atteindrait 3,5 points de PIB selon la Conférence des Nations Unies sur le Commerce et le Développement (CNUCED), soit en moyenne deux fois la facture pétrolière des pays de l'OCDE. L'Afrique et l'Asie sont les régions les plus exposées à la hausse des prix du pétrole.

Leur plus grande fragilité vient également du fait que le risque de tensions inflationnistes, dans un contexte où la stabilisation des prix et du taux de change n'est pas achevée, est plus fort. Il nécessite un resserrement monétaire d'autant plus élevé que la crédibilité des autorités monétaires reste à construire.

Jusqu'à présent, le consommateur avait été relativement épargné par les hausses de prix grâce aux différentes subventions versées par les États. Ainsi, le coût total de ces subventions pour 2004 s'est élevé à 3 milliards de dollars en Inde, 6,4 milliards de dollars en Indonésie et 2 milliards de dollars en Thaïlande. Toutefois, la persistance de prix élevés associée à la forte dégradation des finances publiques liée aux dites subventions (elles ont représenté 30% des dépenses gouvernementales pour l'Indonésie cette année) a conduit certains pays à les limiter, voire à les interrompre, ce qui s'est traduit par une augmentation brutale de l'inflation. En Thaïlande, le taux d'inflation atteignait 7,2% en juillet dernier. De nombreuses banques centrales ont donc commencé à durcir leurs

politiques monétaires : en Thaïlande, le taux directeur a ainsi été relevé de 50 points de base.

En outre, la dégradation de la compétitivité prix pèse sur les exportations. Dès lors, la détérioration des comptes courants s'ajoute au ralentissement intérieur. Le pays peut alors entrer dans un processus d'ajustement récessif afin de réduire ses déséquilibres externes et internes.

Au stade actuel, la situation financière des pays asiatiques émergents semble globalement très satisfaisante. En outre, la sous-évaluation de leurs devises et, dans le cas de la Chine, l'énorme réservoir de main-d'œuvre bon marché permettent aux balances commerciales de rester excédentaires, voire de s'accroître. Pour autant, il convient d'être attentif à la diversité des situations particulières : par exemple, le continent africain pourrait être durement affecté par le choc pétrolier, en raison d'une brutale dégradation des termes de l'échange.

2. Les pays de l'Union proportionnellement plus touchés

En juin 2005, dans son rapport sur l'économie française, l'INSEE a chiffré l'impact du doublement du prix du baril de pétrole sur six semestres (pour atteindre 50 dollars) sur l'économie française et européenne. Selon ses calculs, ce choc conduirait à une baisse du niveau de PIB de la France de 0,4 point au bout d'un an et de 1,4 point au bout de deux ans par rapport à une situation de référence sans hausse des prix du pétrole. Pour la zone euro, les chiffres seraient respectivement de 0,2 et 1,5 point de baisse du niveau de PIB.

Comme il a été indiqué précédemment, ces chiffres doivent être considérés avec précaution dans la mesure où les modèles utilisés s'appuient sur des mécanismes de transmission observés dans le passé mais qui peuvent ne plus refléter le fonctionnement actuel de nos économies.

Pour autant, cette estimation met en évidence une réalité : compte tenu du faible taux de croissance de la zone euro (1,4% prévu en 2005), toute baisse du PIB a des répercussions proportionnellement plus importantes dans cette région qu'aux Etats-Unis par exemple où le taux de croissance pour 2005 devrait atteindre 3,7% ou encore en Asie, où le taux de croissance des pays émergents devrait s'élever à 7,8% en 2005.

En France, la hausse des prix du pétrole aurait coûté 0,5 point de croissance (simulation OFCE) en 2005, ramenant le taux de croissance à 1,7%, soit en dessous de sa tendance de long terme (2,1% par an).

3. Une situation à risque

Si la hausse des prix du pétrole n'a eu jusqu'à présent qu'un impact limité, des incertitudes pèsent sur l'avenir de la croissance mondiale.

Comme il a été indiqué précédemment, le dynamisme de la croissance des Etats-Unis est en grande partie lié au faible niveau des taux d'intérêt à long terme. Or, rien ne permet d'affirmer que la banque fédérale américaine, compte tenu des déséquilibres croissants constatés au niveau de la balance du commerce extérieur et de la balance des paiements courants, ne soit pas amenée à durcir sa politique monétaire. Un ralentissement de la croissance américaine aurait alors un impact négatif sur l'ensemble des autres économies qui dépendent plus ou moins largement du marché américain pour leurs exportations et la croissance mondiale serait affectée.

Ensuite, l'hypothèse que la capacité de résistance des ménages au renchérissement de l'énergie s'éroderait, les conduisant à un renforcement des revendications salariales et à l'enclenchement d'une spirale prix-salaires (effets dits de « second tour ») ainsi que celle d'une réaction de la Banque Centrale Européenne à la poussée inflationniste doivent être envisagées¹.

On peut ainsi donner quelques conclusions d'une simulation conduite sur ce point par l'OFCE :

- l'apparition d'un effet de « second tour » inflationniste en France amputerait la croissance du PIB français de 0,6 point en 2006, le ramenant à uniquement 1,6% (du fait de la dégradation de la compétitivité) ;

- l'apparition d'un « second tour » inflationniste dans l'ensemble des pays amputerait la croissance du PIB français de 0,4 point, la ramenant à 1,8% (le choc est moins fort que précédemment car la France ne perd pas en compétitivité si le choc inflationniste est généralisé ; néanmoins la croissance mondiale s'en trouve ralentie) ;

- en cas de réaction de la Banque Centrale Européenne (hausse des taux), la croissance du PIB français serait ramenée à 1,6% en 2006 (contre 2,25% dans la prévision du Gouvernement).

Enfin, on peut s'interroger sur les éventuels effets de « cliquet » de la hausse du prix du pétrole : n'existe-t-il pas un niveau de prix qui entraînerait une baisse sensible de la confiance des consommateurs et conduirait ainsi à une forte contraction de la demande ?

¹ Le gouverneur de la Banque Centrale Européenne a d'ailleurs indiqué récemment la possibilité d'une hausse des taux en réponse à ce qu'elle considère comme des tensions inflationnistes.

D. UNE SIMULATION DE L'IMPACT DE LA HAUSSE DES PRIX DU PÉTROLE REALISÉE À L'AIDE DU MODÈLE MACROÉCONOMIQUE NEMESIS

Vos rapporteurs ont demandé au laboratoire ERASME de l'Ecole Centrale de Paris de réaliser à l'aide d'un modèle macroéconomique (NEMESIS) une simulation de l'impact de la hausse des prix du pétrole sur l'économie française et de la zone euro. La hausse retenue est identique à celle constatée depuis 2003 (augmentation des prix du pétrole de 30 dollars en 2003 à 60 dollars en 2005). Le modèle prévoit ensuite une stabilisation des prix entre 2005 et 2030. Les résultats sont donc appréciés par rapport à une situation de référence où le prix reste fixé à 30 dollars sur toute la période d'analyse.

Le scénario présenté s'attache moins à l'analyse des phénomènes monétaires et financiers qui suivent la hausse du prix du pétrole (et de leurs conséquences sur la macroéconomie) qu'à la description des conséquences « structurelles » à moyen et long terme, notamment sur le redéploiement des activités sectorielles.

1. Les conditions de mise en œuvre de la simulation

Trois éléments essentiels conditionnent sa mise en œuvre : la détermination de l'évolution dans le temps du prix du pétrole dans la variante par rapport à une hypothèse de base où le prix reste inchangé ; les réactions des autorités monétaires (taux d'intérêt et conséquences sur les changes) ; enfin les conséquences de la hausse sur les différents pays non européens en termes d'inflation (qui va jouer sur la compétitivité) et de produit intérieur brut (qui va se traduire par une baisse de la demande mondiale adressée à l'Europe).

a) L'évolution dans le temps du prix du pétrole

Dans le scénario de référence qui constitue la base par rapport à laquelle sont présentés les résultats de l'exercice variantiel, le prix du pétrole est maintenu à 30 dollars le baril.

A partir de cette base, les prix du brut ont été fixés à 30 dollars en 2003, 40 dollars en 2004, puis 60 dollars en 2005 et au-delà. Interviennent donc plusieurs chocs successifs et le prix est maintenu à son plus haut niveau jusqu'en 2030.

b) Les variables monétaires et de politique économique

On suppose qu'il n'y a pas de réaction des autorités monétaires, en ce sens que le taux d'intérêt nominal est constant durant tout l'exercice. On admet

également, et cela est une conséquence partielle de l'hypothèse précédente, que les taux de change ne sont pas affectés par les chocs pétroliers. A partir de 2005, le taux de change est fixé à 1,15 dollar pour 1 euro.

Puisque le taux nominal est fixé, le taux d'intérêt réel va être modifié par les variations de prix. Le taux d'intérêt réel agit dans le modèle principalement sur l'investissement des entreprises en capital physique et en recherche et développement ; il est calculé dans chaque secteur comme la différence entre le taux nominal et la hausse des prix du produit du secteur car c'est cette hausse qui va compter pour l'investisseur représentatif.

La baisse du taux d'intérêt réel qui va suivre le choc inflationniste sera, toutes choses égales par ailleurs, favorable à l'investissement.

Enfin les dépenses de l'Etat restent constantes alors que ses recettes diminuent sous l'effet du choc : le déficit public s'accroît, ce qui a un impact « contra-cyclique » sur l'activité¹.

c) Les réactions des pays non européens

La simulation retient l'hypothèse que les pays non européens évoluent en moyenne comme l'Europe, tant du point de vue de l'inflation que du point de vue de la croissance. Si l'inflation est un peu plus forte aux Etats-Unis (en raison de la fiscalité moins élevée qui amortit moins le choc), elle est plus faible au Japon. De même, la contraction du PIB est, dans la zone euro, un peu plus importante que dans la zone OCDE, aux Etats-Unis et au Japon, mais cette contraction est comparable si l'on réintègre dans l'Europe la Grande-Bretagne et la Norvège.

2. Les mécanismes à l'œuvre

La hausse des prix des produits pétroliers est ressentie par les agents économiques, consommateurs ou entreprises, comme un choc de prix important (en France par exemple l'écart de prix à l'utilisation est, à partir de 2005, de l'ordre de 20%, l'amortissement par rapport au choc initial de 100% en dollars étant dû principalement au poids de la fiscalité pétrolière). Contre cette hausse, les agents vont essayer d'opérer des substitutions et de tenter de sauvegarder leurs revenus mais globalement ils n'y arriveront pas car le prélèvement pétrolier est un transfert extérieur. La demande globale va donc baisser.

¹ Par opposition à une politique budgétaire « pro-cyclique » dans laquelle les dépenses auraient été réduites pour stabiliser l'activité.

a) Les effets de substitution

Les entreprises vont d'abord opérer des substitutions entre produits énergétiques au détriment des produits pétroliers qui ne peuvent malgré tout annuler la hausse du prix moyen de l'énergie. Cette hausse va diminuer leur consommation d'énergie et augmenter tous les autres facteurs (emploi, investissement, R&D) pour un niveau de production donnée.

Notons que pour l'investissement et la R&D, l'effet de substitution dû au prix de l'énergie va être renforcé à court et moyen terme par l'effet de la baisse du taux d'intérêt réel (qui est favorable à l'investissement).

Les ménages vont opérer également des substitutions entre énergies et entre produits à faibles et forts contenus en énergie (moins de déplacements en automobile au profit des transports en commun...)

b) Les effets « revenu » et la demande

En fait, les substitutions opérées par les agents ne peuvent leur permettre de maintenir leurs revenus car il y a un transfert extérieur.

Les entreprises vont tenter de préserver leurs profits en essayant de répercuter dans les prix le coût des produits pétroliers mais également d'autres facteurs (comme le travail) qui vont aussi augmenter en raison d'une certaine indexation des salaires sur les prix. Le succès de cette tentative va dépendre du « pouvoir de marché » de l'entreprise ou du secteur.

Les salariés vont tenter de préserver leur pouvoir d'achat en essayant d'obtenir une revalorisation de leur salaire. Le phénomène est traduit dans le modèle NEMESIS par l'équation déterminant les salaires par la variable d'indexation sur l'indice des prix à la consommation. Dans la version qui a été utilisée, l'indexation n'est que partielle à court terme, ce qui fait que le choc pétrolier diminue le pouvoir d'achat des ménages à cet horizon. A long terme, avec des délais relativement importants, l'indexation est totale : une hausse de 1% des prix entraîne une augmentation de 1% des salaires.

Par conséquent, l'augmentation du revenu égale au transfert pétrolier va se répartir en fonction de la possibilité pour les entreprises d'augmenter leurs prix et pour les ménages de maintenir leur pouvoir d'achat. Cette lutte pour le partage du revenu, diminué par le transfert vers l'étranger conduit à une inflation plus importante que ne l'aurait laissé prévoir le report mécanique de la hausse du prix du pétrole.

La baisse de revenu induit une baisse de la demande qui est amplifiée par les tensions inflationnistes et par la baisse de la demande des pays hors de l'Europe. La situation relative de chaque pays européen par rapport à l'ensemble de l'Europe va dépendre de la fiscalité sur le pétrole, de la structure productive,

de l'intensité de la consommation de pétrole des ménages et des entreprises et de l'orientation du commerce extérieur.

3. Les résultats macro-économiques : la France moins affectée que l'Europe

a) Résultats pour l'Europe

Pour l'ensemble de l'Europe, les résultats à court terme (2006) de NEMESIS indiquent une contraction du PIB de 0,5%. L'inflation est à court terme augmentée de 0,6% lors du passage du prix du pétrole de 30 dollars à 40 dollars et de 0,48% lors du passage de 40 à 60 dollars.

Les effets d'un choc lorsque le prix du pétrole passe de 30 à 60 dollars

	Court terme (2006)		Long terme (25 ans)	
	Europe	France	Europe	France
Ecart de prix (en %)	1.1	1	1.9	1.7
Ecart de PIB (en %)	-0.5	-0.24	-1.6	-1.3
Ecart d'emploi (en %)	-0.15	-0.11	-1.2	-0.9

NB : tous les chiffres indiquent un écart en niveau par rapport à une situation de référence sans hausse des prix du pétrole

L'emploi, la première année, ne va diminuer que de 0,15% mais cela est dû à la longueur des délais d'adaptation à l'emploi désiré. Il baisse ensuite assez rapidement de 0,3% et plus.

Au bout de 25 ans, avec un prix du brut maintenu à 60 dollars, le rythme de croissance et d'inflation a rejoint le rythme de référence.

En revanche, le niveau des prix demeure au dessus (+ 1,9%) du scénario de référence et celui du PIB est inférieur (- 1,6%). Le niveau total d'emploi est également inférieur (- 1,2%) à celui du scénario de référence.

En résumé, l'économie a retrouvé, avec ce prix du pétrole plus élevé, un taux de croissance du PIB en volume et en valeur identique à celui qu'elle aurait eu, au même moment, en l'absence de choc pétrolier. Néanmoins, la « perte » subie en début de période n'est pas comblée à l'horizon de long terme.

Il faut noter que ces résultats sont obtenus sous l'hypothèse de dépenses de l'Etat inchangées, alors qu'il y a moins de rentrées fiscales, ce qui crée un déficit « contra-cyclique » venant atténuer les impacts négatifs du choc.

b) Le cas de la France

La France est en moyenne moins affectée que l'Europe pour deux raisons : la première tient à ce que la fiscalité (qui amortit l'effet relatif du choc) est plus importante en France, ce qui implique une augmentation relative du prix des produits pétroliers plus faible en France ; la seconde résulte de l'importance du nucléaire, en principe insensible au prix du pétrole. Le prix de l'énergie augmente ainsi plus faiblement et le prélèvement extérieur est également plus faible.

Si le choc est de moindre ampleur pour la France, les mécanismes sont à peu près identiques à ceux de l'ensemble de l'Europe, à cela près qu'étant moins affectée en terme de coûts, la France va pouvoir gagner en compétitivité relative par rapport à ses partenaires de l'Europe et même du reste du monde.

A court terme et à long terme, les résultats sont qualitativement identiques à ceux de l'Europe mais de moindre ampleur : -0,24% de PIB pour la France contre -0,5% pour l'Europe à court terme. A long terme, l'écart relatif de PIB tend à se réduire.

4. Le redéploiement sectoriel

Pour la France dont la contraction du PIB est à long terme de 1,3%, on constate naturellement que les secteurs qui sont le plus en retrait sont les activités liées au pétrole ou celles qui consomment le plus d'énergie ; une majorité de secteurs ont en fait un écart de production proche de -1,3%.

En revanche les secteurs les plus touchés par le choc sont les produits pétroliers raffinés (-4,3%), la chimie (-2,2%), le matériel de transport (-1,7%) et le transport aérien et maritime (-2.4%).

Les secteurs qui pâtissent le moins et qui bénéficient d'un redéploiement « relatif » sont la construction (-0.42%), et plusieurs secteurs de services, « banques et assurances » (-0.6%), les « autres secteurs marchands » (-1,1%) et les secteurs non marchands qui ne se contractent que de 0,34%.

5. L'évolution des prélèvements fiscaux due au choc pétrolier

Les prélèvements fiscaux subissent après le choc pétrolier plusieurs influences contradictoires :

- une baisse due à la partie de la fiscalité assise sur le volume de la consommation d'énergie ;

- une hausse de la fiscalité assise sur la valeur de la consommation de produits pétroliers (TVA). En effet, l'élasticité volume/prix de la consommation de produits pétroliers est faible et la contraction en volume ne compense pas la hausse du prix ;

- une baisse de la fiscalité liée à l'activité économique (TVA, impôt sur les sociétés, impôt sur le revenu et autres impôts directs et indirects).

Le solde des prélèvements sur les produits pétroliers au cours des dix premières années, puis le solde général pour l'Etat est présenté ci-dessous.

Solde fiscal en France (en points de PIB)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2030
Solde de la fiscalité sur les produits pétroliers (non compris les aides)	0.10	0.08	0.05	0.04	0.02	0.01	0	-0.01	-0.1
Solde pour l'ensemble des prélèvements fiscaux	-0.07	-0.11	-0.13	-0.16	-0.18	-0.19	-0.20	-0.22	-0.35

On voit donc que le solde relatif à la fiscalité sur les produits pétroliers devient négatif en raison de la chute de la consommation de ces produits à partir de 2013. Le solde général est toujours négatif et il s'établit à -0.07 point de PIB en 2006.

Plusieurs conclusions se dégagent de cette simulation :

- les conséquences économiques pour la France du choc pétrolier sont, en raison de son système fiscal et surtout de la pénétration du nucléaire, deux fois moins importantes à court terme que pour l'ensemble de l'Europe. A long terme, les différences tendent à diminuer en raison de l'interdépendance des économies européennes ;

- la principale cause de la contraction de l'activité en Europe n'est pas un processus inflationniste engendrant une perte de compétitivité et un « choc d'offre », mais une contraction de la demande mondiale adressée à l'Europe. Ceci est la différence la plus remarquable par rapport aux deux chocs pétroliers précédents ;

- pour la France le choc du prix (hausse de 20% des prix de l'énergie) est, à long terme, limité ;

- jusqu'en 2030, le taux de croissance annuel de la France est amputé de 0,05% à 0,07% par an. A partir de 2030 du fait de la hausse des prix du pétrole, avec un prix du baril maintenu à 60 dollars, les économies européenne et française retrouvent le même taux de croissance que s'il n'y avait pas de choc pétrolier, mais à des niveaux de PIB plus bas (-1,6% et -1,3% respectivement). On peut donc considérer que l'impact du choc est, à long terme, réduit ;

- un niveau d'emploi inférieur de 1% à celui du scénario de référence ;

- pour la France, le redéploiement des activités est limité ; il s'opère des secteurs des hydrocarbures, des productions à fort contenu en énergie, des matériels et des services de transport vers les autres services : construction, banques et assurances, autres services marchands ;

- le choc pétrolier grève les finances publiques en raison de la baisse des accises sur les produits pétroliers et de la baisse de la fiscalité générale due à la contraction du PIB. Le « manque à gagner » est pour l'Etat en France de 0,07 point de PIB en 2006 et de 0,35 point de PIB en 2030.

IV. QUELLES ACTIONS POUR LES POUVOIRS PUBLICS ?

La hausse durable des prix du pétrole peut mettre en péril la croissance mondiale et être la source de nouveaux conflits. Le pouvoir politique se doit donc de prendre des mesures visant à limiter les tensions sur les prix, notamment par une réduction de la consommation de pétrole. En outre, l'utilisation massive du pétrole contribue au réchauffement de la planète.

A. LES RISQUES LIÉS À UNE HAUSSE DURABLE DU PRIX DU PÉTROLE

Au terme de cette étude, il apparaît que la croissance de la demande de pétrole telle qu'elle est prévue dans le scénario de référence de l'AIE ou dans celui du FMI n'est pas soutenable à la fois au niveau économique, écologique et géopolitique.

Vos rapporteurs ne pensent pas, en l'état, que l'offre de pétrole puisse satisfaire une demande qui atteindrait entre 115 et 138 millions de barils/jour en 2030. Ils estiment que les pays non OPEP ne seront pas capables d'augmenter leurs capacités de production dans les proportions que ces scénarii imposent. Quant aux pays de l'OPEP, même s'ils pourraient théoriquement jouer le rôle de producteur d'appoint, ils n'ont pas intérêt à « forcer » leurs réserves et leur rythme de production pour satisfaire la demande mondiale.

En conséquence, la croissance à long terme de la demande de pétrole à un rythme de 1,4 % par an risque d'entraîner des pressions sur le prix du pétrole telles que la croissance économique mondiale pourrait être remise en cause.

Par ailleurs, la poursuite de l'augmentation rapide de la demande mondiale de pétrole aurait des répercussions écologiques non négligeables. Selon l'AIE, la croissance actuelle de la demande énergétique conduirait à une augmentation des émissions de CO₂ de 1,7% par an. Le poids de ces dernières atteindrait ainsi 38.000 milliards de tonnes en 2030, soit une augmentation de 62% par rapport au montant des émissions en 2002. Le pétrole serait responsable de 37% de la croissance de ces émissions.

Enfin, la croissance durable de la demande de pétrole peut aviver les tensions géopolitiques. Les pays du Moyen-Orient sont conduits à exercer à moyen terme une influence majeure sur la production de pétrole. Or, c'est, à l'évidence, une région très instable. L'accroissement de la dépendance des pays consommateurs vis-à-vis de cette zone géographique entraînera donc un regain des préoccupations de sécurité d'approvisionnement. En outre, la montée en puissance de nouveaux pays consommateurs comme la Chine et l'Inde, conjuguée

à une relative pénurie de pétrole peut provoquer des tensions entre les pays importateurs de pétrole. Lors de leurs auditions, nombre des interlocuteurs de vos rapporteurs ont souligné les importants efforts déployés par l'Inde et la Chine pour assurer leurs approvisionnements. Ils ont fait remarquer que les compagnies internationales rencontraient beaucoup de difficultés dans leur concurrence avec les sociétés étatiques chinoises dans la mesure où la rentabilité financière n'est pas la première préoccupation de ces dernières. De même, on peut s'interroger sur le contenu des accords de coopération signés par la Chine avec des pays comme le Soudan ou l'Iran.

Face à ces défis, on peut décider de laisser fonctionner les marchés puisque *in fine*, le prix jouera son rôle de régulateur de la demande. Toutefois, compte tenu des imperfections du marché, on court alors le risque de voir la situation économique, écologique ou géopolitique fortement se dégrader avant que ne jouent pleinement les mécanismes de régulation. L'actuelle hausse des prix du pétrole, contrairement aux deux chocs pétroliers précédents, a un impact somme toute relativement limité sur la croissance économique. Pour autant, le risque de récession existe mais personne ne sait déterminer quel niveau de prix pourrait déclencher un fort ralentissement de la croissance. Faut-il donc laisser faire le marché ?

Vos rapporteurs estiment que les enjeux sont trop importants pour ne pas essayer, au niveau politique, de limiter les risques cités précédemment.

B. L'ACTION SUR LES MARCHÉS

Les mécanismes du marché restent les outils les plus efficaces pour fixer les prix, et notamment ceux du pétrole. Pour autant, leur forte volatilité est nuisible car elle rend l'évolution des prix imprévisible et freine ainsi les investissements destinés à augmenter les capacités de production. La présente étude a montré que les prix du pétrole sont fondamentalement volatils dans la mesure où ils sont fortement dépendants des aléas politiques, climatiques et économiques. Toutefois, certaines actions pourraient être envisagées afin de limiter cette volatilité.

1. Améliorer l'information des marchés

La principale source d'information des marchés du pétrole est constituée par les statistiques publiées par l'AIE et qui concernent plus de 130 pays. Un questionnaire annuel est envoyé à l'ensemble des pays tandis que les pays de l'OCDE ont à remplir un questionnaire mensuel. Les informations portent sur la demande, l'offre, le commerce, les stocks, les prix et le raffinage et ce, par zone géographique et par produit.

Pour autant, ces données restent encore imparfaites. D'abord, les statistiques annuelles ne sont disponibles que 16 à 20 mois suivant l'année de référence. En ce qui concerne celles sur la demande, elles sont principalement fournies par les pays de l'OCDE qui sont également les pays importateurs. Toutefois, certains pays émergents comme la Chine deviennent des acteurs majeurs sur le marché du pétrole. Or, leurs statistiques ne semblent pas très fiables.

En ce qui concerne les données sur la production, elles proviennent pour les trois quarts de pays qui ne font pas partie de l'OCDE et ne sont donc pas tenus de fournir à l'AIE les informations demandées.

Quant aux informations sur les réserves, elles sont à regarder avec prudence dans la mesure où la définition de ces dernières ne fait pas l'objet d'un consensus de la part des pays producteurs.

Or, les insuffisances en matière de statistiques contribuent à accroître les fluctuations des prix pétroliers. En outre, elles peuvent fausser les prévisions de l'AIE. L'exemple le plus récent concerne la sous-évaluation de la demande mondiale par cet organisme en 2004 qui a conduit l'OPEP à réduire ses quotas de production, accélérant ainsi les tensions sur le marché.

Il est donc indispensable de renforcer la fiabilité des statistiques et d'accélérer leur publication. Certaines initiatives ont déjà été prises telles que la Joint Oil Data Initiative (JODI) qui est coordonnée par le Forum International de l'Énergie et vise à étendre aux pays n'appartenant pas à l'OCDE la fourniture de statistiques mensuelles sur la production, la demande et les stocks. Il convient de les soutenir ainsi que d'encourager la coopération avec les instituts de statistiques nationaux qui n'ont pas toujours les outils et le personnel nécessaires pour l'établissement des données demandées par l'AIE. En outre, il serait utile de relancer les négociations afin d'arrêter une définition des réserves prouvées admise et utilisée par tous les pays producteurs.

2. Renforcer la transparence des marchés « papier »

Le débat sur la spéculation est toujours délicat car ce terme a dans le langage courant une connotation négative. La terminologie retenue par les Américains pour distinguer les intervenants sur les marchés à terme « papier » est plus neutre : ils distinguent entre les acteurs commerciaux qui cherchent à couvrir un risque (par exemple la compagnie aérienne qui souhaite s'assurer du prix du kérosène) et les acteurs non commerciaux, à savoir tous ceux qui utilisent ces marchés dans une stratégie d'investissement.

La spéculation existe souvent parce qu'il existe un écart entre le prix du marché et le prix d'équilibre. Elle a donc plutôt tendance à ramener le prix vers son équilibre. Toutefois, les acteurs du marché peuvent également se laisser

influencer par des tendances à la hausse ou à la baisse et dans ce cas, la spéculation alimente des anticipations autoréalisatrices : apparaît alors un phénomène de bulle (qu'elle soit immobilière ou financière) qui, lorsqu'elle éclate, affecte profondément l'économie.

Dès lors, comment lutter contre la très forte volatilité des marchés? Plus le marché est liquide, moins il est manipulable. Il convient donc certainement d'encourager la liquidité du marché, notamment par l'arrivée de nouveaux intervenants. A cet égard, on peut regretter que les PME ou certaines catégories socioprofessionnelles particulièrement sensibles à l'évolution du cours du pétrole (taxis, agriculteurs, pêcheurs, transporteurs routiers) n'interviennent pas sur les marchés à terme « papier » pour couvrir leur risque « pétrole » en raison des coûts de cette couverture et de l'absence de personnel compétent pour gérer cette activité. Il serait donc intéressant d'explorer la faisabilité d'une couverture des risques de ces acteurs économiques par les marchés à travers une mutualisation des coûts et des risques au niveau des syndicats et des fédérations professionnels.

Lors de leurs auditions, certains interlocuteurs ont également proposé, par exemple, de réguler le marché de gré à gré pour lutter contre la spéculation.

Il convient de rappeler que ce dernier n'est pas localisé physiquement. Les transactions hors marché sont effectuées directement entre le vendeur et l'acheteur. Contrairement aux marchés de Londres ou de New-York qui offrent un nombre limité de contrats standard sur certains types de produits avec des échéances cotées, le marché de gré à gré autorise la signature de contrats sur la plupart des produits à n'importe quelle échéance. Comment donc réguler un marché virtuel et mondial?

En réalité, il serait inexact de dire que le marché de gré à gré échappe à tout contrôle. Les établissements financiers sont soumis aux réglementations nationales et internationales qui prennent en compte leurs activités sur le marché de gré à gré. En France, par exemple, la Commission bancaire contrôle que ces dernières figurent bien sur le compte d'activité des établissements de crédit et vérifie le volume et le type des risques encourus.

Pour autant, le marché de gré à gré pourrait gagner en transparence à travers la publication de statistiques sur les volumes traités, les types de produits, la maturité des contrats ou encore le type d'instruments financiers utilisé. Ces informations pourraient être recensées par chaque organisme national de régulation puis centralisées et publiées par la Banque des Règlements Internationaux.

3. Opérer une meilleure utilisation des stocks stratégiques

Afin de faire face à une éventuelle rupture de l'approvisionnement en pétrole, certains pays importateurs ont décidé de créer des stocks stratégiques. La

directive européenne n °68/414/CEE du 20 décembre 1968 a ainsi obligé les Etats membres de la Communauté économique européenne à maintenir un niveau minimum de stocks de pétrole brut et/ou de produits pétroliers correspondant à 90 jours de consommation intérieure. Plus tard, en 1974, en réaction au premier choc pétrolier, les pays importateurs de pétrole ont créé l'AIE dont l'objet est à l'origine de garantir la sécurité des approvisionnements et l'indépendance énergétique de ses membres. Dans cet objectif, il fut décidé que ces derniers s'engageaient à conserver des stocks minimums équivalents à 90 jours d'importations nettes de l'année civile précédente. Enfin, l'Energy Policy and Conservation Act du 22 décembre 1975 a autorisé la création de réserves stratégiques aux Etats-Unis. Ces dernières sont entreposées dans quatre sites et gérées directement par le département fédéral de l'énergie. Elles s'élèvent actuellement à 730 millions de barils et leur utilisation relève exclusivement du Président des Etats-Unis.

L'utilisation des stocks et réserves stratégiques est réservée à des situations de crise afin d'éviter une rupture d'approvisionnement. Ce principe a été interprété très strictement et une partie des stocks et des réserves stratégiques a été débloquée une seule fois, au moment de la première guerre en Irak en 1991.

En septembre dernier, toutefois, à la suite du passage du cyclone Katrina et à l'arrêt de huit raffineries laissant craindre une pénurie d'essence, l'AIE a annoncé la mise à disposition sur les marchés de 2 millions de barils par jour pendant 30 jours (soit 60 millions de barils sur un mois) prélevés sur les stocks stratégiques de produits pétroliers des 26 pays membres de cette organisation. Parallèlement, le président américain George Bush décidait de puiser 30 millions de barils dans les réserves stratégiques américaines afin de les prêter aux compagnies possédant des raffineries et de normaliser l'approvisionnement en cas de rupture. Ces mesures ont permis un retour du baril de pétrole vers 60 dollars alors qu'il était monté jusqu'à 71 dollars après le passage du cyclone Katrina.

Vos rapporteurs s'interrogent donc sur le rôle des stocks stratégiques. Certes, leur utilisation doit rester exceptionnelle et ils visent principalement à éviter une rupture de l'approvisionnement. Toutefois, ne serait-il pas pertinent de les utiliser afin de stabiliser les prix lorsqu'une situation exceptionnelle intervient ?

C. L'ACTION SUR L'OFFRE DE PÉTROLE

A priori, l'influence des pouvoirs publics sur l'offre paraît assez limitée puisque cette dernière dépend des compagnies internationales et des pays producteurs. Toutefois, nous avons constaté l'influence que peuvent avoir les facteurs politiques et géopolitiques sur l'offre. La France, en étroite coordination avec les autres pays de l'Union européenne, doit donc mener une action internationale qui encourage la réduction des obstacles politiques à

l'investissement dans des capacités de production supplémentaires et favorise le dialogue entre les pays producteurs et les pays consommateurs.

1. Réduire les obstacles politiques à l'investissement

Lors de son audition, le directeur du journal « Gaz et pétrole arabes », M. Nicolas Sarkis, avait insisté sur le dialogue de sourds entre les pays consommateurs et les pays producteurs dont les intérêts seraient antagonistes. Pour les premiers, la priorité serait l'accès à un pétrole bon marché tandis que les seconds privilégieraient des prix du pétrole élevés.

Néanmoins, la hausse des prix depuis trois ans semble avoir fait évoluer les esprits. Les pays consommateurs sont conscients que les insuffisances en matière de capacités de production sont directement liées au maintien de prix bas pendant une décennie, qui ont considérablement freiné les investissements. Par ailleurs, les tensions sur les prix ont fait prendre conscience aux dirigeants des pays consommateurs du caractère insoutenable à la fois économiquement et écologiquement d'une forte demande de pétrole.

Quant aux pays producteurs, les revenus du pétrole jouent un rôle crucial dans leur développement économique et le maintien de la paix sociale. Aussi n'ont-ils pas intérêt à tuer la « poule aux œufs d'or » en provoquant, en raison de prix du pétrole trop élevés, une récession économique qui entraînerait une contraction de la demande et un effondrement des prix.

En conséquence, il apparaît plus que jamais important de favoriser le dialogue entre les pays producteurs et consommateurs au sein du Forum International de l'Energie afin que le prix du pétrole puisse permettre les investissements nécessaires pour développer les capacités de production sans briser la croissance mondiale.

Par ailleurs, il faut encourager toute action diplomatique au niveau européen en direction des pays producteurs stratégiques. Les tensions actuelles entre les pays occidentaux et l'Iran révèlent la difficulté de la tâche. Pour autant, l'intervention américaine en Irak qui non seulement a plongé ce pays dans le chaos (avec des répercussions très néfastes sur ses capacités de production de pétrole), mais a en outre encouragé une forte antipathie vis-à-vis des pays occidentaux dans toute la région démontre la priorité à accorder au dialogue et les dangers que provoque l'isolement diplomatique d'un Etat.

2. Assurer la sécurité des approvisionnements

En raison de la quasi-disparition de toute capacité résiduelle de production et de la concentration d'un tiers de la production dans une zone

instable, tout événement exceptionnel dans cette région pourrait menacer plus ou moins durablement la sécurité des approvisionnements. Jusqu'à présent, les Etats-Unis assument seuls la sécurité des approvisionnements dans le Moyen-Orient à travers la sanctuarisation de l'Arabie saoudite et la présence massive de la marine américaine autour du détroit stratégique d'Ormuz.

Selon les informations obtenues par vos rapporteurs, la Chine serait en train de développer sa marine afin elle aussi de pouvoir assurer la sécurité de ses approvisionnements, ce qui peut d'ailleurs créer à terme des tensions avec les Etats-Unis dans la mesure où le pétrole du Moyen-Orient destiné à la Chine passe également par le détroit d'Ormuz.

Compte tenu du rôle prépondérant de la Russie (après la Norvège) et de l'Arabie saoudite dans les importations de pétrole de l'Union européenne, la question de la sécurité des approvisionnements européens passe nécessairement par un dialogue approfondi avec ces pays et nos partenaires les plus importants. Deux pistes sont envisageables.

D'une part, à l'image de ce qui est fait pour le gaz, on pourrait imaginer la signature de contrats à long terme assurant un approvisionnement minimum à un prix convenu à l'avance.

D'autre part, des partenariats stratégiques avec la Russie et les pays du Moyen Orient pourraient être développés dans lesquels les pays de l'Union européenne s'engageraient, en échange de pétrole, à des coopérations techniques et scientifiques allant de l'échange d'ingénieurs au transfert de technologies.

La Russie joue également un rôle incontournable pour les pays de l'Union européenne en matière d'approvisionnement en gazole : les importations européennes annuelles en provenance de ce pays atteignent 25 millions de tonnes. Compte tenu de la vétusté des raffineries russes, l'Europe aurait certainement intérêt à une coopération technique et financière avec ce pays afin de pérenniser ces importations et s'assurer de l'adaptation des raffineries aux règles toujours plus contraignantes en matière d'environnement applicables aux carburants.

D. L'ACTION SUR LA DEMANDE DE PÉTROLE

En tant qu'importateur de la quasi-totalité de son pétrole, la France est particulièrement vulnérable face à une hausse durable des prix de ce dernier. Il importe donc de diminuer la dépendance de notre économie vis-à-vis du pétrole, ce qui passe nécessairement par l'amélioration de l'intensité énergétique finale de notre pays.

Une telle action présente deux avantages.

D'une part, elle permettra de réduire notre facture énergétique. En 2000, la facture énergétique payée en devises par la France représentait 1,7% de son PIB. **La mission interministérielle de l'effet de serre** a calculé que sans les progrès d'efficacité énergétique réalisés depuis 1973, notre facture énergétique se serait élevée à 2,7% du PIB soit 16,2 milliards d'euros en plus. Les efforts passés ont ainsi dégagé une véritable rente de maîtrise de l'énergie. Compte tenu de l'évolution des prix du pétrole, une réduction de notre demande conduira nécessairement à une baisse de notre facture énergétique.

D'autre part, elle devrait faciliter la réalisation de nos engagements en matière de lutte contre l'effet de serre, à savoir une réduction par 4 de nos émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050. En 2000, la décomposition par énergie finale des émissions de carbone était la suivante : 9 MtC pour le charbon, 20 MtC pour le gaz, 11 MtC pour la production d'électricité et 65 MtC pour le pétrole. Ce dernier induit ainsi près des 2/3 des émissions. La réduction de nos émissions de gaz à effet de serre passe donc obligatoirement par la limitation de la consommation de pétrole dans les années à venir.

Il apparaît donc que les actions visant à diminuer la demande de pétrole doivent être intégrées dans la stratégie globale de la France en matière de lutte contre l'effet de serre. Deux axes doivent être privilégiés : la relance des économies d'énergie et l'optimisation des énergies par leur diversification, qui nécessiteront l'utilisation par les pouvoirs publics d'outils aussi variés que les réglementations, la fiscalité ou encore les dépenses publiques.

1. La relance des économies d'énergie

Tous les secteurs de l'économie sont concernés.

Dans l'industrie, les efforts de maîtrise de l'énergie peuvent prendre la forme d'une amélioration des équipements industriels mis sur le marché (moteurs, machines, contrôle électronique) ; d'une amélioration continue des procédés afin d'économiser l'énergie y compris dans les PMI ; d'un développement des procédés électriques en remplacement de procédés thermiques ; du développement du recyclage (acier, métaux, papier, plastiques, matériaux) pour réduire les consommations d'énergie thermique dans la phase initiale de transformation des matières premières, de loin la plus gourmande en combustibles fossiles.

Dans le bâtiment, un effort massif d'isolation et d'amélioration des équipements thermiques devra être fourni.

Par ailleurs, les appareils électroménagers comme les équipements de bureau proposés par les constructeurs sont rarement optimisés du point de vue de l'énergie. Des potentiels importants d'amélioration existent donc dans la conception de ces appareils et leurs conditions d'usage.

Les transports constituent un enjeu de taille. En 2000, les émissions de carbone liées au transport se sont élevées à 43 MtC, soit près de 41% des émissions globales (105,2 MtC). Si l'on retient l'engagement français de diminuer par 4 ses émissions de gaz à effet de serre, les transports émettent déjà 1,3 fois plus que ce qui sera possible pour le pays en 2050. Or, leurs émissions continuent actuellement de croître à près de 2% par an.

Les économies d'énergie dans ce secteur sont donc primordiales. Elles sont envisageables principalement à travers une forte réduction des consommations unitaires des moteurs, ce qui implique des progrès techniques dans les moteurs, une optimisation des performances par contrôle électronique mais également une redescende en gamme pour rapprocher les véhicules de leur usage réel : le poids, la puissance et la vitesse devront donc être réduits. Le défi que propose la mission interministérielle de l'effet de serre est de descendre en dessous d'une consommation de 3 l/100 km.

2. L'optimisation des énergies par leur diversification

La réduction des émissions de CO₂ ne sera pas homogène entre les secteurs d'activité. Il est des usages pour lesquels les énergies non carbonées peuvent aisément être substituées à des combustibles fossiles, par exemple la majorité des usages thermiques. En revanche, pour certains usages, il n'existe pas de vraies alternatives. C'est vers ces usages qu'il faudra concentrer les consommations de combustibles fossiles pour éviter de paralyser des secteurs d'activité. Ils sont de deux types :

- le transport, qu'il soit aérien, maritime, ou de marchandises par camion sur moyenne et longue distance se passera difficilement de pétrole ;

- les usages thermiques lorsque les énergies renouvelables ou l'électricité ne peuvent satisfaire la demande ainsi que la production électrique de pointe quand le nucléaire est trop coûteux et la production par les énergies renouvelables aléatoire.

A contrario, dans tous les autres domaines, il convient d'optimiser les énergies utilisées afin de limiter l'utilisation de combustibles fossiles, ce qui signifie concrètement développer les énergies renouvelables et poursuivre l'utilisation massive de l'énergie nucléaire.

Deux secteurs sont prédestinés au développement des énergies renouvelables : le bâtiment et la production d'électricité. Selon les prévisions de la mission interministérielle de l'effet de serre, les besoins de chauffage pourraient être couverts pour près de 50% par les énergies renouvelables (solaire thermique, géothermie, valorisation des déchets). En ce qui concerne la production d'électricité d'origine renouvelable, la France s'est engagé à atteindre un taux de 21% d'ici 2010. Aujourd'hui, l'hydraulique et la biomasse assurent

97% de la production de ce type d'électricité. D'énormes progrès restent donc à faire en matière d'éolien et de photovoltaïque par exemple.

Pour autant, le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable ne permettra pas d'assurer les besoins croissants de la France en électricité (+2% par an). La production d'électricité sans émission de dioxyde de carbone exigera donc la poursuite de l'utilisation massive de l'énergie nucléaire.

Devant ce constat, il est indispensable d'œuvrer en faveur d'une meilleure acceptabilité du nucléaire par les opinions publiques en continuant de s'assurer que les installations existantes sont exploitées avec un haut niveau de sécurité et que les déchets radioactifs et le combustible usé sont gérés d'une manière sûre et respectueuse de l'environnement.

En ce qui concerne les transports, deux solutions pour réduire l'utilisation du pétrole existent : les biocarburants et le développement de motorisations sans émission de CO₂.

La production de biocarburants comme toute valorisation de la biomasse est considérée comme non émettrice nette de dioxyde de carbone car celui libéré à la combustion est compensé par une absorption lors de la croissance des cultures.

En ce qui concerne le véhicule électrique, son développement s'est jusqu'à présent soldé par un échec en raison des médiocres performances du stockage de l'énergie par batterie. Toutefois, le véhicule hybride a relancé la motorisation électrique. Son coût d'achat est plus élevé qu'un véhicule traditionnel, mais il est compensé par une moindre consommation d'énergie (environ 20% de moins que les véhicules « essence » traditionnels). En outre, on peut imaginer que la part de l'électricité utilisée pourra croître dans le futur.

La piste de l'hydrogène est souvent évoquée. Vos rapporteurs restent sceptiques sur sa production en raison des immenses défis technologiques qu'elle soulève. Il est évident que la généralisation au plan mondial d'un tel système de transport se situe au-delà de 2030 et même 2050, sauf rupture technologique majeure.

3. Les outils à la disposition de l'Etat pour favoriser la réduction des émissions de gaz à effet de serre

Comme il a été indiqué précédemment, la réduction des émissions de gaz à effet de serre implique la recherche d'économies d'énergie et l'utilisation de sources d'énergie non carbonées. Compte tenu de l'inertie des comportements et de la grande stabilité de notre structure économique et de notre consommation énergétique, seule l'action résolue des pouvoirs publics peut accélérer la mise en œuvre d'une politique énergétique soutenable. L'Etat dispose de plusieurs outils.

D'abord, il peut utiliser la réglementation pour encourager l'amélioration de l'efficacité énergétique. Par exemple, dans le bâtiment, il peut imposer des normes d'isolation plus sévères pour les constructions neuves. Dans le domaine des transports, il peut fixer des règles plus strictes en matière de consommation de carburants ou augmenter progressivement la part obligatoire des biocarburants dans le carburant utilisé par les véhicules à moteur.

L'Etat dispose également de l'outil fiscal pour influencer le choix des acteurs économiques. Il peut ainsi imposer plus fortement les véhicules les plus consommateurs de carburants. Par le biais de crédits d'impôt, il peut encourager le développement des biocarburants ou le développement de l'énergie solaire photovoltaïque. Cet outil apparaît particulièrement adapté pour accélérer le renouvellement des équipements énergétiques dans les habitations déjà construites. En revanche, vos rapporteurs sont opposés à ce que l'outil fiscal soit massivement utilisé pour atténuer le choc provoqué par la hausse des cours des hydrocarbures. En effet, le prix de l'énergie reste le moyen le plus efficace pour susciter des modifications de comportement.

Enfin, il est indispensable que l'Etat assume pleinement ses choix en matière de politique énergétique à travers une utilisation sélective des dépenses publiques.

Dans le domaine des transports, la limitation de l'utilisation de la voiture individuelle passe non seulement par le développement des transports publics, mais également par la maîtrise de la mobilité à travers des politiques d'aménagement du territoire et d'urbanisme. Par ailleurs, l'explosion du transport aérien ne pourra être contenue que par une offre alternative sur des distances comprises entre 500 et 1.200 km que seul le TGV pourra assurer. Enfin, pour limiter le transport routier de marchandises, le développement du transport combiné et du fret ferroviaire est incontournable.

Par ailleurs, l'Etat doit encourager la recherche dans le secteur des énergies. En effet, le progrès technique peut avoir une influence considérable dans l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement d'énergies non carbonées. Les technologies généralisées en 2050 correspondent à des produits techniques en vente au plus tard dans les années 2030 à des prix compétitifs et devront donc sortir des laboratoires le plus souvent dans la décennie qui vient et faire l'objet de prototypes en 2020. Vos rapporteurs estiment que les programmes de recherche financés par l'Etat doivent concerner en priorité les véhicules du futur, les énergies renouvelables, le nucléaire et la séquestration du carbone.

LES RECOMMANDATIONS

I – L'action sur les marchés : améliorer leur transparence et leur liquidité

- Améliorer l'information des marchés en matière de demande, de production et de stocks commerciaux.
- Normaliser la notion de réserves prouvées pour l'établissement des statistiques par les pays producteurs
- Développer la transparence du marché de gré à gré à travers la publication, par la Banque des Règlements Internationaux, de statistiques sur les volumes traités, les types de produits, la maturité des contrats et le type d'instruments financiers utilisés.
- Favoriser l'intervention des PME et des catégories socioprofessionnelles les plus sensibles au « risque pétrole » sur les marchés de couverture par la mutualisation des coûts et des risques au niveau des syndicats et des associations professionnels.
- Utiliser les réserves stratégiques pour « calmer » les marchés lorsque la montée brutale des cours est liée à une situation exceptionnelle réduisant fortement mais de manière temporaire l'offre de pétrole ou de produits raffinés.

II – L'action sur l'offre de pétrole : sécuriser les approvisionnements

- Encourager le dialogue entre pays producteurs et pays consommateurs au sein du Forum International de l'Energie.
- Développer une action diplomatique intense et coordonnée au niveau européen avec les pays instables dont la production est « stratégique » pour éviter leur isolement diplomatique.
- Signer des partenariats stratégiques avec la Russie et les pays du Moyen-Orient dont le contenu peut prendre deux formes :
 - des contrats d'approvisionnement à long terme sur le modèle de ce qui existe déjà pour le gaz ;
 - des contrats associant l'approvisionnement en pétrole (et pour la Russie, en gazole) et une coopération technique et financière (échanges d'ingénieurs, transfert de technologies, financement de l'adaptation des raffineries aux normes techniques et environnementales européennes).

III – L'action sur la demande de pétrole : réduire la consommation de pétrole

- Faire de la relance des économies d'énergie dans tous les secteurs d'activité une priorité nationale permanente (industrie, bâtiment et tertiaire, transports) en utilisant l'outil fiscal (taxation plus forte des véhicules les plus polluants, crédits d'impôt pour accélérer le renouvellement des équipements énergétiques dans les habitations déjà construites) et la réglementation (renforcement des normes d'isolation ou en matière de consommation de biocarburants).

- Améliorer l'utilisation des énergies par leur diversification en favorisant le développement des énergies renouvelables dans le bâtiment et la production d'électricité et la poursuite maîtrisée du programme électro-nucléaire.

- Optimiser la mobilité à travers des politiques d'aménagement du territoire et d'urbanisme qui intègrent les contraintes en matière de maîtrise de l'énergie.

- Financer les infrastructures nécessaires pour le développement des transports publics, du transport combiné et du fret ferroviaire ainsi que de nouvelles lignes de TGV visant à contenir l'explosion du transport aérien et routier.

- Lancer de grands programmes de recherche, notamment sur les véhicules du futur, le transport « intelligent », les énergies renouvelables, le nucléaire et la gestion de ses déchets ainsi que sur la séquestration du carbone.

- Sensibiliser durablement l'opinion publique aux enjeux énergétiques afin de modifier les comportements individuels et collectifs.

CONCLUSION

Au terme de cette étude, les perspectives d'évolution des prix du pétrole et des produits raffinés sont plutôt sombres.

Pour les trois à cinq prochaines années, de fortes tensions sur les prix sont à prévoir à moins d'un retournement de la conjoncture économique. En effet, les sous-investissements cumulés pendant des années non seulement dans de nouvelles capacités de production, mais également dans l'industrie du raffinage, combinés à une offre saturée aussi bien au niveau de l'industrie parapétrolière que des transports maritimes vont rendre l'adaptation de l'offre à la croissance de la demande mondiale difficile. En conséquence, les marchés seront très sensibles à tout aléa climatique ou politique et leur volatilité restera importante.

Certes, le niveau actuel des prix a favorisé le lancement de nouveaux projets d'exploitation de pétrole et de création ou/et d'extension de raffineries : d'ici 2010, les capacités de raffinage devraient augmenter de 2 millions de barils/jour. En ce qui concerne l'industrie parapétrolière, pour ne prendre que l'exemple de la Norvège, 45 plateformes et 15 appareils de forage de haute profondeur seraient en construction. Toutefois, ces investissements ne porteront leurs fruits que dans trois à cinq ans en raison des délais incompressibles entre la prise de décision de l'investissement et son aboutissement.

A moyen et long terme, les prix du pétrole devraient au mieux évoluer dans une fourchette de 40 à 50 dollars tout en pouvant, au moins de manière temporaire, augmenter brutalement et dépasser les 100 dollars.

En effet, la demande de pétrole sera structurellement forte en raison de l'effet de rattrapage des économies des pays en développement et de l'augmentation du niveau de vie de leur population. Il convient ainsi de rappeler que les $\frac{3}{4}$ de la croissance de la demande mondiale devraient provenir des pays en développement et que les transports devraient absorber les $\frac{2}{3}$ de la croissance de la consommation de pétrole.

Au contraire, de graves incertitudes demeurent sur la capacité des producteurs à satisfaire la demande, aussi bien en ce qui concerne les pays non OPEP que les pays de l'OPEP.

Les prévisions de production des pays non OPEP sont contrastées, voire contradictoires selon la date retenue du pic de production des plus grands pays producteurs. Plus généralement, ces pays devront relever de nombreux défis au niveau technique, financier et écologique s'ils veulent augmenter leurs capacités de production puis, à moyen terme, en freiner le ralentissement.

En ce qui concerne les pays de l'OPEP, les incertitudes portent à la fois sur leur capacité technique et leur volonté politique à satisfaire entièrement la croissance de la demande mondiale de pétrole.

La première interrogation concerne la réalité de leurs réserves dont le montant n'a jamais pu être contrôlé par un expert indépendant. En outre, les réserves constituent une condition nécessaire au développement de l'offre, mais pas suffisante. Compte tenu des caractéristiques de leurs gisements, les pays de l'OPEP ne pourront augmenter fortement et durablement leur volume de production que s'ils arrivent à prolonger les plateaux des champs dits super géants le plus longtemps possible tout en développant de nouveaux champs qui restent à découvrir. Cela implique des investissements financiers considérables.

Enfin, les pays de l'OPEP n'ont pas vraiment un intérêt objectif à jouer le rôle de producteur d'appoint pour satisfaire la croissance mondiale de la demande de pétrole dans son intégralité. En effet, pour que le pétrole leur assure des revenus réguliers sur le long terme, il leur faut éviter une exploitation intensive des gisements qui accélère leur taux de déclin. Par ailleurs, il leur faut prévenir une baisse des prix, préjudiciable pour leurs finances publiques et leur économie. Or, le maintien de tensions entre l'offre et la demande reste le moyen le plus efficace pour contenir les prix.

Pour autant, un niveau élevé des prix du pétrole n'est pas sans risque pour la croissance économique mondiale même si l'impact de ce troisième choc pétrolier a été globalement réduit jusqu'à présent. Certains pays africains sont déjà durement touchés et compte tenu du faible taux de croissance de la zone euro, toute baisse du PIB a des répercussions proportionnellement plus importantes dans cette région qu'aux Etats-Unis ou en Asie.

En ce qui concerne la France, l'étude d'impact réalisée à partir du modèle macroéconomique NEMESIS montre qu'au bout de 25 ans, avec un prix du brut maintenu à 60 dollars, la trajectoire de croissance de la France est de 1,6 point de PIB inférieure à celle estimée dans un scénario où le prix du pétrole reste à 30 dollars. Le choc pétrolier grève les finances publiques en raison de la baisse des accises sur les produits pétroliers et de la diminution de la fiscalité générale due à la contraction du PIB. Enfin, le niveau d'emploi est inférieur de 1% par rapport au scénario sans hausse de pétrole.

Néanmoins, la hausse des prix du pétrole n'est pas une fatalité et puisque les incertitudes sont grandes sur la possibilité de l'offre à satisfaire la demande, il convient de jouer sur la demande. Les pouvoirs publics peuvent donc exercer une réelle influence à travers une politique volontaire de diminution de la consommation de pétrole.

La nécessité de réduire la demande de pétrole donne ainsi une nouvelle dimension à la politique de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre. Jusqu'à présent, celle-ci était défendue pour des raisons exclusivement liées à l'environnement. Les perspectives de prix du pétrole élevés la rendent en outre « rentable » économiquement.

La mission interministérielle de l'effet de serre a effectué des prévisions sur le montant de la facture énergétique de la France pour 2050 selon qu'une politique de maîtrise de l'énergie sera appliquée ou non. Elle a retenu un doublement des prix du pétrole (56 dollars) et du gaz et une hausse de 20% des prix de l'électricité, du charbon et des énergies renouvelables. Les résultats sont les suivants.

Sans maîtrise de l'énergie, la dépense énergétique de la France s'élève à 239,4 milliards d'euros en 2050. Si la part de l'énergie dans le PIB reste constante, la facture énergétique se réduit à 183,5 milliards d'euros. Si la France respecte ses objectifs de réduction par 4 de ses émissions de gaz à effet de serre, la dépense énergétique n'est plus que de 90,5 milliards d'euros.

Il apparaît ainsi que la France a un intérêt économique évident à réduire sa consommation de pétrole. En 2050, les transports devraient absorber plus de 62% de la consommation totale de pétrole dans le scénario sans maîtrise de l'énergie. Comme la diminution par 4 des émissions de gaz à effet de serre implique que le secteur des transports arrive à se dégager de sa dépendance vis-à-vis du pétrole, l'économie française deviendrait ainsi largement insensible aux hausses de prix du pétrole. Sa compétitivité serait également renforcée.

La politique d'économie d'énergie et d'optimisation des énergies à travers leur diversification doit donc devenir une priorité nationale. La France a adopté récemment une loi d'orientation sur l'énergie dont l'objectif affiché est de diviser par 4 ses émissions de gaz à effet de serre. Cette initiative va dans le bon sens mais vos rapporteurs s'interrogent sur la faiblesse des moyens financiers mis à sa disposition pour atteindre cet objectif très ambitieux. Le débat national sur ce sujet doit donc être relancé et l'opinion publique mobilisée.

Le temps presse en raison de l'inertie des comportements et de notre structure énergétique. Or, rien ne serait pire que, faute d'une action suffisamment efficace des pouvoirs publics, la France se retrouve dans une situation où elle devrait, non seulement faire face à un pétrole très cher, mais également prendre des mesures drastiques en matière d'énergie pour lutter contre l'effet de serre parce qu'elle n'aurait pas imposé les décisions nécessaires au bon moment.

EXAMEN EN DÉLÉGATION

Au cours de sa réunion du **mercredi 23 novembre 2005**, tenue sous la présidence de M. Joël Bourdin, président, la délégation du Sénat pour la Planification a procédé à l'examen du **rapport de MM. Joseph Kergueris et Claude Saunier sur la hausse du prix du pétrole**.

Après avoir rappelé les objectifs de l'étude, **M. Joseph Kergueris, rapporteur**, a présenté un bref historique de l'évolution des cours du pétrole jusqu'en 2000. Il a fait remarquer que depuis cette date, les prix n'avaient cessé d'augmenter et que cette hausse s'était même accélérée à partir de 2003.

Il a également insisté sur l'augmentation des prix des produits dérivés et a cité le doublement des prix de l'essence et du gazole entre 2001 et 2004.

M. Joseph Kergueris, rapporteur, a alors avancé cinq raisons pouvant expliquer la hausse des prix du brut.

D'abord, il a évoqué la fixation d'une fourchette de prix par l'OPEP comprise entre 22 et 28 dollars à partir de mars 2000, cette fourchette ayant été abandonnée à partir de 2005 en raison de sa déconnexion par rapport aux prix constatés sur le marché.

Il a également insisté sur l'essor de la demande mondiale et la forte réduction des capacités excédentaires de production qui sont passées entre 2002 et 2003 de 6 à 1,8 millions de barils/jour en 2003 sans pouvoir se reconstituer depuis cette date ;

Par ailleurs, il a rappelé la multiplication des aléas conjoncturels depuis 2004, aussi bien au niveau politique qu'au niveau climatique et a estimé que la spéculation sur les marchés « papier » représenterait 10 à 20% du prix actuel.

En ce qui concerne la hausse des prix des produits dérivés, **M. Joseph Kergueris, rapporteur**, a expliqué qu'elle était liée à des capacités de raffinage trop limitées et à l'inadaptation de l'outil de raffinage à l'évolution de la demande.

M. Claude Saunier, rapporteur, s'est alors interrogé sur les perspectives d'évolution des prix du pétrole à moyen et long terme. Il a noté que ces derniers dépendaient de la capacité de l'offre à satisfaire la demande. Il a fait remarquer que la demande mondiale de pétrole était directement liée à la croissance du PIB et au nombre de véhicules par habitant. Il a alors cité les prévisions de l'Agence Internationale de l'Énergie et du Fonds Monétaire

International qui chiffrent la demande mondiale de pétrole à, respectivement, 115 et 138,5 millions de barils/jour en 2030.

Du côté de l'offre, **M. Claude Saunier, rapporteur**, a fait état de trois incertitudes portant sur la quantité des réserves prouvées, la date du pic de production et l'évolution de l'offre des pays producteurs.

Il a rappelé que si les réserves prouvées étaient évaluées à environ 1.000 milliards de barils, leur montant faisait l'objet d'importantes controverses, notamment parce que les réserves des pays de l'OPEP n'avaient jamais pu être contrôlées par des experts indépendants.

En ce qui concerne la question du pic de production, il a présenté les thèses en présence en distinguant les optimistes pour lesquels le pic de production ne serait pas atteint avant 2035 et les pessimistes qui estiment que le pic de la production pétrolière mondiale devrait se situer en 2007.

M. Claude Saunier, rapporteur, s'est ensuite interrogé sur la capacité des pays producteurs à satisfaire à moyen terme la demande mondiale de pétrole.

Il a rappelé que les prévisions sur la production des pays non OPEP étaient contrastées et variaient de 33 à 37 millions de barils/jour à 69 millions de barils/jour en 2030.

Il a insisté sur la nécessité pour les pays producteurs non OPEP de relever de nombreux défis au niveau technique, financier et écologique s'ils veulent augmenter leurs capacités de production puis, à moyen terme, en freiner le ralentissement.

En ce qui concerne les pays producteurs de l'OPEP, **M. Claude Saunier, rapporteur**, s'est interrogé sur leur capacité physique et leur volonté politique à accroître suffisamment leur production de pétrole pour satisfaire la demande mondiale.

Il s'est inquiété de la réalité de leurs réserves et des investissements considérables que ces pays auront à engager pour développer massivement leur production.

Par ailleurs, il a mis en doute l'intérêt objectif qu'auraient les pays de l'OPEP à satisfaire la croissance mondiale de la demande de pétrole dans son intégralité.

M. Claude Saunier, rapporteur, s'est alors intéressé aux scénarii d'évolution des prix à moyen terme. Il a affirmé qu'il existait un double consensus sur le fait que les tensions sur le marché perdureraient à court terme et que les prix ne redescendraient pas au dessous de 40 dollars.

Puis il a constaté qu'à moyen terme, les estimations de prix étaient très contrastées en fonction des hypothèses retenues, même si elles pouvaient être classées en deux catégories : les optimistes et les pessimistes.

Il a alors expliqué que les optimistes estimaient que les réserves prouvées combinées au maintien des prix au dessus de 40 dollars et à la poursuite des progrès technologiques permettraient de satisfaire la croissance de la demande sans trop de difficulté.

Il a ajouté que les pessimistes, au contraire, doutaient de la capacité des pays non OPEP à maintenir durablement leur niveau de production au-delà de 2010/2015 et qu'ils estimaient que les pays de l'OPEP n'auraient pas sinon la capacité, tout au moins la volonté de servir de variable d'ajustement et de produire les 64 à 71 millions de barils/jours exigés d'eux. En conséquence, d'importantes tensions sur les prix devraient intervenir que seule une inflexion durable de la demande permettrait de diminuer.

M. Claude Saunier, rapporteur, a précisé que dans ce scénario, la volatilité des prix augmentait et que ces derniers pourraient, au moins de manière temporaire, dépasser les 100 dollars.

Ensuite, **M. Joseph Kergueris, rapporteur**, s'est interrogé sur l'impact de la hausse des prix du pétrole sur l'économie mondiale. Il a fait remarquer que le troisième choc pétrolier était un choc d'offre et se caractérisait à la fois par une ampleur similaire aux deux précédents bien que plus étalée dans le temps et un impact relativement limité sur la croissance mondiale.

Après avoir rappelé les effets théoriques d'un tel choc sur l'activité, il a avancé cinq raisons pour expliquer cet impact réduit.

Ainsi, il a mis l'accent sur la faiblesse des anticipations inflationnistes, sur la diminution de l'intensité de la croissance en pétrole et sur l'importance des liquidités dans l'économie mondiale qui facilite le financement des balances courantes et permet de prolonger la dynamique de l'activité en évitant des mesures brutales de rééquilibrage.

M. Joseph Kergueris, rapporteur, a également estimé que la faiblesse des taux d'intérêt à long terme et la forte participation des pays émergents à l'activité mondiale contribuaient au maintien du dynamisme de la croissance mondiale.

Néanmoins, M. Joseph Kergueris, rapporteur, a considéré que l'impact de la hausse des prix du pétrole sur l'économie mondiale ne devait pas être sous-estimé.

Il a noté que certains pays en développement situés sur le continent africain étaient durement affectés et que l'Europe était proportionnellement plus touchée par toute baisse de PIB en raison de son faible taux de croissance.

En outre, **M. Joseph Kergueris, rapporteur**, a insisté sur les incertitudes pesant sur l'avenir de la croissance économique mondiale en cas de remontée des taux longs ou du développement de poussées inflationnistes.

M. Joseph Kergueris, rapporteur, a alors présenté les résultats d'une simulation de l'impact de la hausse des prix du pétrole de 30 à 60 dollars entre 2003 et 2005 sur l'économie française et de la zone euro. Dans cette étude, le prix est censé rester ensuite constant jusqu'en 2030 et les résultats sont appréciés par rapport à une situation où les prix se maintiennent à 30 dollars sur toute la période d'analyse.

Il a constaté que les conséquences économiques pour la France du choc pétrolier étaient, en raison de son système fiscal et surtout de la pénétration du nucléaire, deux fois moins importantes à court terme que pour l'ensemble de l'Europe.

Par ailleurs, il a souligné que la principale cause de la contraction de l'activité en Europe n'était pas une poussée inflationniste engendrant une perte de compétitivité et un « choc d'offre », mais une contraction de la demande mondiale adressée à l'Europe.

Puis il a fait remarquer que si l'impact du choc était, à long terme, réduit, la diminution de la trajectoire de croissance potentielle tendait à aggraver le déficit public en raison de la baisse des accises sur les produits pétroliers et de la diminution de la fiscalité générale due à la contraction du PIB. En outre, le niveau d'emploi était inférieur de 1 % par rapport au scénario sans hausse de prix du pétrole.

M. Claude Saunier, rapporteur, a ensuite examiné les risques liés à une hausse durable du prix du pétrole.

Il a considéré que la croissance de la demande de pétrole telle qu'elle est prévue dans le scénario de référence de l'AIE ou dans celui du FMI n'était pas soutenable économiquement et que l'offre ne pourrait pas satisfaire une demande qui atteindrait entre 115 et 138 millions de barils/jour en 2030, ce qui entraînerait des pressions sur le prix du pétrole telles que la croissance économique mondiale pourrait être remise en cause.

En outre, il s'est inquiété d'une croissance actuelle de la demande énergétique qui conduirait à une augmentation des émissions de CO₂ de 62% par rapport au montant des émissions en 2002.

Néanmoins, **M. Claude Saunier, rapporteur**, a affirmé que la hausse des prix du pétrole n'était pas une fatalité et que les pouvoirs publics pouvaient avoir une réelle influence à travers une politique volontaire de diminution de la consommation de pétrole. Il a alors esquissé trois axes d'action.

D'abord, il a insisté sur la nécessité d'agir sur les marchés afin d'améliorer leur transparence et leur liquidité et a fait des propositions concrètes dans ce sens.

Ensuite, il a insisté sur la nécessité d'influencer l'offre de pétrole afin de réduire les obstacles politiques à l'investissement et d'assurer la sécurité des approvisionnements.

En ce qui concerne la demande de pétrole, **M. Claude Saunier, rapporteur**, a jugé indispensable de relancer les économies d'énergie et d'améliorer l'utilisation des énergies par leur diversification en favorisant le développement des énergies renouvelables et la poursuite maîtrisée du programme électro-nucléaire.

En conclusion, **M. Claude Saunier, rapporteur**, a constaté que la nécessité de réduire la demande de pétrole donnait une nouvelle dimension à la politique de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre qui devenait désormais « rentable » économiquement.

Il a ainsi rappelé que sans maîtrise de l'énergie, la dépense énergétique de la France s'élevait à 239,4 milliards d'euros en 2050 alors que le respect de ses objectifs de réduction par quatre des émissions de gaz à effet de serre la limitait à 90,5 milliards d'euros.

Il a toutefois insisté sur le fait que le temps pressait en raison de l'inertie des comportements et de notre structure énergétique. Il a estimé que rien ne serait pire que, faute d'une action suffisamment efficace des pouvoirs publics, la France se retrouve dans une situation où elle devrait non seulement faire face à un pétrole très cher, mais également prendre des mesures drastiques en matière d'énergie pour lutter contre l'effet de serre parce qu'elle n'aurait pas imposé les décisions nécessaires au bon moment.

Un large débat s'est alors ouvert.

M. Joël Bourdin, président, s'est interrogé sur le rôle de l'optimisation fiscale dans le domaine du pétrole et de ses produits dérivés. Il a également demandé des compléments d'information sur le développement de nouvelles capacités de raffinage.

En réponse, **M. Claude Saunier, rapporteur**, a rappelé que le poids des taxes sur les produits pétroliers en France avait permis de réduire l'impact du choc lié à la hausse des prix des produits raffinés. Il s'est en outre prononcé en faveur du maintien d'une taxation élevée afin d'inciter les agents économiques à réduire leur consommation.

M. Joseph Kergueris, rapporteur, a insisté sur la complexité de la question du raffinage. Il a rappelé qu'il existait plusieurs projets de construction de nouvelles unités de raffinage dans les pays producteurs. Néanmoins, il a fait

remarquer que le coût du transport des produits raffinés était beaucoup plus élevé que celui du pétrole brut. En outre, chaque pays consommateur dispose de ses propres réglementations environnementales concernant les produits finis, ce qui cloisonne énormément les marchés des produits dérivés du pétrole. Les pays consommateurs continueront donc à avoir sur leur territoire des capacités de raffinage. Il n'a toutefois pas exclu une nouvelle géographie de l'industrie du raffinage plus concentrée dans les pays du Moyen-Orient et en Asie. A cet égard, il s'est inquiété des risques de délocalisation pour la pétrochimie, très dépendante de l'industrie du raffinage et des prix des matières premières issues du pétrole.

M. Jean-Pierre Placade a constaté que la forte hausse des prix du pétrole avait le double avantage de rentabiliser les énergies de substitution et de retarder la date du pic de production. Il s'est cependant inquiété de ce que tous les efforts des pays développés en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre soient absorbés par l'augmentation desdites émissions dans les pays émergents, notamment en Chine. Il a alors insisté sur la nécessité des transferts de technologie en direction de ces pays.

En réponse, **M. Claude Saunier, rapporteur**, a insisté sur l'urgence des mesures à prendre de la part des pays développés.

M. Yvon Collin a fait remarquer que l'augmentation des prix des hydrocarbures risquait de favoriser une utilisation plus massive du charbon, ce qui va à l'encontre des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

M. Joseph Kergueris, rapporteur, a reconnu que c'était un risque non négligeable qui avait été abordé plusieurs fois lors des auditions organisées par les rapporteurs.

M. Bernard Angels a insisté sur la nécessité de développer la recherche publique afin de développer les technologies indispensables à une amélioration significative de l'intensité énergétique.

La délégation a alors donné un avis favorable à la **publication du rapport d'information de MM. Joseph Kergueris et Claude Saunier, rapporteurs.**

ANNEXE : LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES

• Liste des personnes auditionnées en France

Mme Nathalie ALAZARD, Directrice des études économiques, Institut Français du Pétrole (IFP)

M. Christian BALMES, Directeur, SHELL France

Mme Agnès BENASSY-QUERE, Directeur-adjoint du service macroéconomie, CEPII

M. Christophe CEVASCO, Chargé des relations avec le Parlement et les élus - Direction des relations institutionnelles, TOTAL

M. Jean-Marie CHEVALIER, Directeur, Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matières Premières (CGEMP) - Université Paris Dauphine

M. Michel de COLOMBANI, Conseiller du président, BP France

M. Patrick CRIQUI, Directeur de recherche, Université de Grenoble

M. Eric DUBOIS, Sous-Directeur, Direction générale du Trésor et des politiques économiques, Ministère de l'économie et des finances

Mme Sophie GALEY-LERUSTE, Directrice des ressources énergétiques et minérales (DIREM), Ministère de l'économie et des finances

M. Patrick HAAS, PDG, BP France

M. Didier HOUSSIN, Directeur général délégué, BRGM

M. Philippe LAMBERT, Directeur de la communication, BP France

M. Frédéric LASSERRE, Responsable Recherche Matières premières - Corporate & Investment Banking, Société générale

M. Evariste LEFEUVRE, Directeur adjoint Service de la Recherche, Caisse des dépôts et consignations - IXIS

Mme Françoise LEMOINE, Economiste Senior, CEPII

M. Pierre NOEL, Chercheur, IFRI

M. Nicolas POCHETTINO, Analyste à la division des analyses économiques, Agence internationale de l'énergie

M. Olivier RECH, Chargé d'études, Direction des études économiques, IFP

M. Dominique REMY, Directeur de l'ECEP (Energy commodities export project), BNP Paribas

Mme Christine RIFFLART, Directeur de recherche, OFCE

M. Nicolas SARKIS, Directeur de la revue « Pétrole et gaz arabes », Arab petroleum research center

M. Pierre SIGONNEY, Economiste à la Direction de la stratégie, TOTAL

• **Liste des personnes auditionnées aux Etats Unis**

M. Jean P. CAHUZAC, Directeur général, Transocean - Houston

Prof. Michael ECONOMIDES, Rédacteur en chef, World Energy § Monthly Review - Houston

M. Irwin KOWENSKI, Directeur général, Occidental Oil § Gas.(OXY) - Houston

M. David PURSELL, Associé, Pickering Energy Partners - Houston

M. Andrew SLAUGHTER, Chef Economiste, SHELL Exploration § Production Co – Houston

M. Zin SMATI, Président Directeur Général, Suez Energy Resources NA Inc. - Houston

M. Régis BABINET, Conseiller nucléaire, Mission économique Ambassade de France aux Etats-Unis – Washington

M. John R. BRODMAN, Deputy Assistant Secretary for International Energy Policy, US Department of Energy - Washington

M. Guy CARUSO, Administrator – Energy Information Administration; US Department of Energy - Washington

M. Igor DACHENKO, Senior Research Assistant – Foreign Policy Studies, The Brookings Institution – Washington

M. Roger DIWAN, PFC Energy - Washington

M. Charlie DREVNA, Directeur des programmes, National Petrochemical and Refiners Association - Washington

M. Pierre DUQUESNE, Administrateur pour la France, Banque Mondiale et FMI - Washington

Mme Marilyn A. HARRIS, General Manager, Federal Government Affairs; Marathon Oil – Washington

M. Sam OULLIARIS, Economiste, FMI - Washington

M. Hossein SAMIEI, Economiste FMI - Washington

M. Bob SLAUGHTER, Président, National Petrochemical and Refiners Association - Washington

M. Tyson SLOCUM, Research Director, Public Citizen's Energy Program - Washington

M. Arthur WIESE, Manager – Economic Policy, American Petroleum Institute - Washington